



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PERSPECTIVAS DE LA COGENERACIÓN CON
GASIFICACIÓN DE COMBUSTIBLES RESIDUALES
EN MÉXICO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO

PRESENTA

HEBER YÓNATHAN PARRA HERNÁNDEZ

DIRECTOR DE TESIS

DR. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA

Ciudad Universitaria, México, D. F., Mayo de 2010



Agradecimientos

A mis papás: **Soco y Tomás**

Por haberme apoyado en la carrera más difícil, "mi vida",
por ser guías y consejeros en todo momento
y ayudarme a ver la vida de una manera diferente.

A mis hermanos:

Abiel: Que además de ser hermano, eres mi mejor amigo.
Gracias por todos aquellos momentos que compartimos juntos.

Miryam: Por tu apoyo incondicional, tus consejos
y esas desveladas en las noches para "simplemente platicar".

Libna: Por tu forma de ser, tu carácter,
y tu forma de ver la vida de una manera tan especial.

A Sara:

Por compartir tantos momentos inolvidables de estudio;
por su amor, sus consejos, su confianza y compañía
en estos 7 años, 38 días y 7 horas que has estado a mi lado.

A mis primas consentidas:

Angélica Loaiza y Evelia Hernández
con quienes he compartido grandes momentos de mi vida.

A mis amigos de Facultad y Universidad:

Ramón, Luis, Carlos, Rodrigo, Lalo, Zeus, Cesar,

Omar, Israel Euri, Brenda

y otros que me acompañaron durante mi carrera.

A otros amigos:

De los grupos Scouts, GIESE, fútbol y árbitros,
con quienes pasé momentos especiales.
De todos ellos tengo grandes recuerdos.

Al Ing. **Armando López Villela**, al Ing. **Rafa Leyva** y a **Arnaldo Braguti**

Quienes me han ayudado en mi formación académica, profesional y humana.

A mis sinodales:

El Dr. **Alberto Elizalde Baltierra** por su asesoría en este trabajo;

al Dr. **Hiriart** por la bibliografía que me compartió;

al Ing. **Maximiliano** por el apoyo particular que me ha dado;

y a los Ing. **Jacinto Viqueira** y Dr. **Arturo Reinking** por la revisión de este trabajo.

A la UNAM y a la Facultad de Ingeniería

HEBER YÓNATHAN PARRA HERNÁNDEZ

Índice

INTRODUCCIÓN GENERAL	1
1. Tecnologías convencionales para generar energía eléctrica y/o vapor	7
Introducción	9
Centrales eléctricas que utilizan fuentes de energía no renovable	11
1.1.1. Centrales termoeléctricas convencionales	
1.1.2. Centrales carboeléctricas	
1.1.2.1. Centrales carboeléctricas convencionales subcríticas	
1.1.2.2. Centrales carboeléctricas convencionales supercríticas	
1.1.3. Centrales duales	
1.1.4. Centrales turbogás	
1.1.5. Centrales diesel	
1.1.6. Centrales nucleares	
1.1.7. Centrales de ciclo combinado	
1.2. Centrales eléctricas que utilizan fuentes de energía renovable	23
1.2.1. Centrales geotérmicas	
1.2.1.1. Central de vapor seco	
1.2.1.2. Central de vapor flash	
1.2.1.3. Central de ciclo binario	
1.2.2. Centrales hidroeléctricas	
1.2.2.1. Aprovechamiento por derivación	
1.2.2.2. Aprovechamiento por retención	
1.2.3. Centrales eoloeeléctricas	
1.2.4. Centrales solares	
1.2.4.1. Centrales fototérmicas	

a) Colectores de baja temperatura	
b) Colectores de temperatura media	
c) Colectores de alta temperatura	
1.2.4.2. Centrales fotovoltaicas	
a) Instalaciones de generación aisladas de la red eléctrica	
b) Instalaciones de generación conectadas a la red eléctrica	
1.2.5. Central mareomotriz	
1.3. Instalaciones para generar vapor	36
1.3.1. Definición	
1.3.2. Funcionamiento	
1.3.3. Partes principales de un generador de vapor	
1.3.3.1. Cuerpo	
1.3.3.2. Hogar	
1.3.3.3. Chimenea	
1.3.3.4. Domos	
1.3.3.5. Caja de aire	
1.3.3.6. Quemadores	
1.3.4. Clasificación de los generadores de vapor	
1.3.4.1. Generadores de vapor tipo pirotubular	
1.3.4.2. Generadores de vapor tipo acuotubular	
1.3.5. Recuperador de vapor (HRSG)	
1.3.5.1. Evaporador	
1.3.5.2. Sobrecalentador	
1.3.5.3. Economizador	
Conclusiones	46
2. Esquemas de Cogeneración	47
Introducción	49
2.1. Concepto de cogeneración	51
2.2. Cogeneración y generación convencional	

2.2.1. Definición de cogeneración	
2.2.2. Ventajas e Inconvenientes de la cogeneración	
2.3. Elementos de los sistemas de cogeneración	58
2.3.1. Fuente de energía primaria	
2.3.2. Elemento motor o primotor	
2.3.2.1. Turbina de vapor	
2.3.2.2. Turbina de gas	
2.3.2.3. Motores de combustión	
2.3.3. Sistema de recuperación de calor	
2.3.3.1. Calderas de recuperación de calor en un ciclo combinado	
2.3.3.2. Regeneradores o intercambiadores de calor	
2.3.4. Sistema de aprovechamiento de energía mecánica	
2.3.4.1. Generador eléctrico	
2.3.4.2. Bombas	
2.3.5. Sistema de control	
2.3.5.1. Tuberías	
2.3.5.2. Tableros de control	
2.4. Clasificación de los sistemas de cogeneración	64
2.4.1. Ciclo superior (Topping)	
2.4.2. Ciclo inferior (Bottoming)	
2.5. Diferentes tecnologías de cogeneración	66
2.5.1. Cogeneración con turbina de vapor:	
2.5.1.1. Clasificación de las turbinas de vapor:	
a) Contrapresión	
b) Contrapresión con extracción	
c) Condensación pura	
d) Condensación con extracción	
2.5.2. Cogeneración con turbina de gas	
2.5.2.1. Clasificación de las turbinas de gas	
2.5.3. Cogeneración con motores alternativos	
2.5.3.1. Clasificación de los motores térmicos	
2.5.4. Cogeneración con ciclo combinado	

2.6. Aplicación de los sistemas de cogeneración	78
2.6.1. Cogeneración en las compañías eléctricas	
2.6.2. Cogeneración industrial	
2.6.3. Sistemas de calefacción de distrito	
2.6.4. Sistemas de energía total	
2.6.4.1. Sistemas aislados a la red	
2.6.4.2. Sistemas de energía total integrado	
2.7. Cogeneración en el mundo y en México	81
2.7.1. La cogeneración en el mundo	
2.7.2. Potencial de cogeneración en México	
Conclusiones	86
3. Centrales de Gasificación Integrada a Ciclo Combinado (IGCC)	87
Introducción	89
3.1. Descripción de la tecnología IGCC	91
3.1.1. Aspectos generales de las centrales IGCC	
3.1.2. Ventajas e inconvenientes de las centrales IGCC	
3.2. Descripción técnica del funcionamiento de una planta IGCC	96
3.2.1. Unidad de separación de aire	
3.2.1.1. Separación de aire por adsorción	
3.2.1.2. Separación de aire por membrana	
3.2.1.3. Separación criogénica del aire	
3.2.2. Planta de purificación	
3.2.3. Gasificación	
3.2.3.1. Planta de gasificación	
3.2.3.2. Clasificación de los gasificadores para la generación de electricidad	
3.2.3.3. Otras aplicaciones de la gasificación	
3.2.4. Central generadora	
3.2.5. Integración de la tecnología	

3.3. Aspectos a tomar en cuenta en el desarrollo de estos proyecto	114
3.3.1. Eficiencia	
3.3.2. Medio ambiente	
3.3.3. Disponibilidad de combustibles	
3.3.3.1. Carbón mineral	
3.3.3.2. Petróleo	
3.3.3.3. Gas natural	
3.3.3.4. Biomasa y residuos	
Conclusiones	125
4. Desarrollo de las Centrales IGCC en el mundo	127
Introducción	129
4.1. Centrales IGCC por región geográfica	131
4.1.1. América	
4.1.1.1. Estados Unidos	
4.1.1.2. Canadá	
4.1.2. Europa	
4.1.2.1. Alemania	
4.1.2.2. Italia	
4.1.2.3. Holanda	
4.1.2.4. España	
4.1.3. Asia y África	
4.1.3.1. China	
4.1.3.2. Japón	
4.1.3.3. India	
4.1.3.4. Sudáfrica	
4.2. Centrales IGCC por tipo de combustible	153
4.2.1. Centrales IGCC que utilizan carbón	
4.2.2. Centrales IGCC que utilizan petróleo y coque	
4.2.3. Centrales IGCC que utilizan otros combustibles	

4.2.4. Centrales IGCC por tipo de tecnología	
Conclusiones	161
5. Prospectiva de las Centrales IGCC en México	163
Introducción	165
5.1. Suministro de energía eléctrica para el servicio público	167
5.1.1. Prospectivas de la SENER en materia de servicio público	
5.1.1.1. Expansión del sistema de generación para el servicio público	
a) Capacidad con tecnología comprometida	
b) Capacidad con tecnología libre	
5.1.1.2. Evolución de la capacidad instalada	
5.1.2. Factores a tomar en cuenta en las centrales IGCC para el servicio público	
5.1.2.1. Disponibilidad de combustibles	
a) Carbón	
b) Coque de petróleo y petróleos pesados	
c) Residuos de vacío y biomasa	
5.1.2.2. Costo de la energía en las centrales IGCC	
a) Costos fijos	
b) Costos variables	
c) Comparación con otras tecnologías	
5.1.2.3. Eficiencia de las centrales IGCC	
5.1.2.4. Impactos ambientales	
a) Contaminantes atmosféricos SO ₂ , NO _x y partículas	
b) Emisiones de CO ₂	
5.1.3. Prospectiva del uso de centrales IGCC para el servicio público	
5.2. Proyectos de cogeneración y autoabastecimiento	188
5.2.1. Prospectiva de la SENER en materia de cogeneración y autoabastecimiento	

5.2.2. Factores a tomar en cuenta para las centrales IGCC en proyectos de cogeneración y autoabastecimiento (Pemex)	
5.2.2.1. Aspectos técnicos	
5.2.2.2. Aspectos económicos	
5.2.3. Prospectiva del uso de las centrales IGCC en proyectos de cogeneración y autoabastecimiento	
5.2.3.1. Refinerías actuales	
5.2.3.2. Nueva refinería	
Conclusiones	201
CONCLUSIONES GENERALES	203
ANEXOS	207
Capítulo 1	
1.1. Ciclo termodinámico Rankine	
1.2. Ciclo termodinámico Brayton	
1.3. Ciclo termodinámico Diesel	
Capítulo 2	
2.1. Turbina de vapor con extracción	
2.2. Turbina de vapor sin extracción	
2.3. Turbina de gas con recuperador de calor	
2.4. Turbina de gas a ciclo abierto	
Capítulo 4	
4.1. Centrales IGCC que gasifican carbón	
4.2. Centrales IGCC que gasifican petróleo	

- 4.3. Centrales IGCC que gasifican coque
- 4.4. Centrales IGCC que gasifican biomasa
- 4.5. Centrales IGCC que utilizan como combustible gas natural

REFERENCIAS

223

ACRONIMOS

BWR	Boiling Water Reactor
CCGT	Ciclo combinado con Turbina de Gas
CCS	Captura y almacenamiento de carbono (Carbon capture and storage)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CHP	Cogeneración (Combined heat and power)
CONAPO	Consejo Nacional de Población
CONUEE /CONAE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOE	Department of Energy, Estados Unidos
DOF	Diario oficial de la Federación
GEC	Grupo Europeo de Cogeneración
GNCC	Ciclo combinado con gas natural
GTC	Gasification Technologies Council
HRSG	Recuperador de vapor (Heat Recovery Steam Generator)
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
ITM	Ion Transport Membrane Oxygen Separation Module
MACI	Motor alternative de combustion interna
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEC	Motor de encendido por compresión
MEP	Motor de encendido provocado por chispa
Mmpcd	Mil millones de pies cúbicos diarios
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PND	Plan Nacional de Desarrollo
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
PURPA	Public Utility Regulatory Policy Act
PWR	Pressurized Water Reactor
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía, México.
SNR	Sistema Nacional de Refinación
UE	Unión Europea
USA	Unidad separadora de aire
WCI	World Coal Institute
WEC	World Energy Council

LISTA DE FIGURAS

Capítulo 1

- 1.1. Central Termoeléctrica convencional
- 1.2. Central Carboeléctrica
- 1.3. Central Dual (Petacalco, México)
- 1.4. Central Turbogás
- 1.5. Central Diesel
- 1.6. Central Nuclear
- 1.7. Central de Ciclo Combinado
- 1.8. Central Geotermoeléctrica
- 1.9. Central Hidroeléctrica
- 1.10. Esquemas hidráulicos
- 1.11. Central Eoloeléctrica
- 1.12. Central Fototérmica de torre
- 1.13. Central Fotovoltaica
- 1.14. Aplicación de la energía solar fotovoltaica
- 1.15. Central Mareomotriz
- 1.16. Funcionamiento de la central mareomotriz
- 1.17. Esquema básico del generador de vapor
- 1.18. Partes del generador de vapor
- 1.19. Tipos de generadores de vapor
- 1.20. Recuperador de calor

Capítulo 2

- 2.1. Producción separada de electricidad y calor y su combinación en un sistema de cogeneración
- 2.2. Esquema general de un sistema de cogeneración
- 2.3. Fuente de energía primaria para la generación de electricidad en un sistema de cogeneración
- 2.4. Ciclo superior (Topping)
- 2.5. Ciclo inferior (Bottoming)

- 2.6. Cogeneración con turbina de vapor
- 2.7. Cogeneración con turbina de gas en ciclo abierto
- 2.8. Cogeneración con motor de combustión interna
- 2.9. Cogeneración con ciclo combinado
- 2.10. Aplicación de un sistema de calefacción de distrito
- 2.11. Porcentaje de aprovechamiento de cogeneración en el mundo

Capítulo 3

- 3.1. Esquema general de una planta IGCC
- 3.2. Secciones de una central IGCC
- 3.3. Repercusión del oxidante en los procesos de gasificación
- 3.4. Separación por adsorción
- 3.5. Separación de aire por membranas
- 3.6. Separación criogénica de aire
- 3.7. Proceso de separación de aire a través de membranas
- 3.8. Planta de purificación de gas
- 3.9. Gasificador de flujo por arrastre
- 3.10. Esquema general del flujo por arrastre
- 3.11. Flexibilidad de la gasificación
- 3.12. Central de Gasificación Integrada con Ciclo Combinado
- 3.13. Opciones de integración de una central IGCC
- 3.14. Captura y almacenamiento de CO₂
- 3.15. Recursos mundiales de combustibles fósiles
- 3.16. Reserva mundial de carbón por región geográfica
- 3.17. Reserva mundial de petróleo por región geográfica
- 3.18. Coque de petróleo
- 3.19. Reserva mundial de carbón por región geográfica
- 3.20. Biomasa y residuos como combustible para las centrales IGCC

Capítulo 4

- 4.1. Distribución de productos a nivel mundial derivados de la gasificación
- 4.2. Gasificación por región geográfica

- 4.3. Gasificación por región geográfica
- 4.4. Aplicación de las centrales IGCC en Estados Unidos
- 4.5. Central de gasificación Tampa Electric's Polk Station
- 4.6. Distribución de productos derivados de la gasificación en Europa
- 4.7. Distribución de las centrales IGCC en Europa
- 4.8. Central térmica Schwarze Pumpe en Alemania
- 4.9. Central IGCC ISAB Energy IGCC Project en Italia
- 4.10. Central IGCC Nuon Power Buggenum en Holanda
- 4.11. Central IGCC ELCOGAS en Puertollano España
- 4.12. Distribución de las centrales IGCC en Asia y África
- 4.13. Productos derivados de la gasificación en China
- 4.14. Central Negishi IGCC en Japón
- 4.15. Localización de las centrales IGCC en la India
- 4.16. Central Sasol Synfuels en Secunda, Sudáfrica
- 4.17. Procesos en la gasificación del carbón
- 4.18. Centrales de gasificación por tipo de tecnología

Capítulo 5

- 5.1. Capacidad adicional 2011 -2017
- 5.2. Evolución de la capacidad instalada para 2007 -2017

LISTA DE TABLAS

Capítulo 2

- 2.1. Clasificación de las turbinas de vapor
- 2.2. Clasificación de las turbinas de gas
- 2.3. Clasificación de los motores de combustión interna
- 2.4. Potencial de cogeneración en México

Capítulo 3

- 3.1. Tipos de gasificadores

- 3.2. Diferencias de los tres tipos de Gasificadores comerciales para la generación de energía eléctrica
- 3.3. Eficiencias actuales de tecnologías de centrales térmicas
- 3.4. Producción de emisiones en diferentes tecnologías

Capítulo 4

- 4.1. Países con plantas de gasificación en operación
- 4.2. Comparación de rendimientos en diferentes tecnologías
- 4.3. Central IGCC en construcción que planea utilizar gas
- 4.4. Centrales IGCC por tecnología

Capítulo 5

- 5.1. Adiciones de capacidad en el servicio público para 2008-2017 [MW]
- 5.2. Capacidad adicional no comprometida
- 5.3. Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2008 – 2017 [MW]
- 5.4. Costos de una central IGCC.
- 5.5. Costo del equipo de la central IGCC
- 5.6. Costo de combustibles
- 5.7. Costos unitarios de generación
- 5.8. Comparación de eficiencias
- 5.9. Emisiones de contaminantes de diferentes tecnologías
- 5.10. Consumo estimado de coque para las centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural de CFE configuradas para su transformación en centrales IGCC
- 5.11. Permisos vigentes de generación e importación de energía eléctrica
- 5.12. Potencial de Cogeneración del SNR (2001)
- 5.13. Costos de inversión para centrales IGCC en México
- 5.14. Proceso y producción de la nueva refinería (miles de barriles diarios)

Introducción General

En la actualidad requerimos la energía eléctrica para satisfacer la mayoría de nuestras necesidades tanto sociales como comerciales. Esto nos ha llevado a investigar, desarrollar y optimizar todas las maneras posibles para producir energía eléctrica con diferentes resultados.

En el medio en el que nos desarrollamos, existen una gran variedad de cambios, y temas como el calentamiento global, la contaminación atmosférica y la sobrepoblación han marcado una pauta importante en el accionar de la gente, la cual se ha tenido que concientizar acerca de estos problemas. Gracias a ello, la sociedad ha puesto mucha mayor importancia al ahorro y optimización del uso de los recursos naturales.

En México, la capacidad instalada para generar energía eléctrica a diciembre del 2007 fue de 49,854MW (CFE, 2009). De éstos, 11,456.90MW de productores independientes; y los demás se producen en las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, nucleoeléctrica y eoloeléctricas.

Uno de los parámetros fundamentales de una central termoeléctrica es su eficiencia o rendimiento. Este indica la parte de la energía del combustible que se transforma en energía eléctrica. Ahora bien, la importancia de desarrollar centrales con mayor eficiencia se fundamenta en:

- Reducir costos con el consiguiente menor consumo de combustible;
- Reducir el impacto ambiental, al minimizar la emisión de contaminantes por kWh; y
- Preservar los recursos de combustibles limitados (gas natural, petróleo, carbón).

En la actualidad, una de las tecnologías más empleadas para la generación de electricidad es la tecnología de Ciclo Combinado. La cual se compone por dos procesos: un ciclo de potencia a base de combustible (gas natural) y un ciclo de potencia a base de vapor de agua.

Como resultado de la alta eficiencia, la disminución de gases de efecto invernadero y el bajo costo de producción, el ciclo combinado ha sido la mejor alternativa para la generación de energía eléctrica y potencia, desarrollado mejoras en su proceso,

logrando elevar su eficiencia termodinámica y disminuyendo el consumo de combustible.

Una de esas mejoras, es el aprovechamiento de combustibles pesados por medio del proceso de gasificación. Los combustibles como el carbón, residuos de vacío, combustible líquidos (combustóleos), asfalto, gas de refinería o coque de petróleo pueden ser aprovechados para la producción de gas de síntesis o syngas (*synthesis gas*), el cual es suministrado como combustible limpio en las centrales de ciclo combinado (Hernández, J. 2004).

A esta nueva modalidad se le conoce como plantas de “Gasificación Integrada a Ciclos Combinados” (IGCC, por sus siglas en inglés “*Integrated Gasification Combined Cycle*”).

El funcionamiento de una planta IGCC se basa principalmente en la gasificación del combustible, que se encuentra en estado sólido o líquido. Esta transformación a estado gaseoso, se logra mediante una oxidación parcial. Y a esta transformación se le conoce como gasificación, y al gas producido (generalmente CO y H₂) se le denomina gas de síntesis o syngas por sus siglas en inglés.

Ese gas de síntesis se enfría, aprovechando su calor para generar vapor para una turbina o para calentar agua de algún proceso. Luego se limpia removiéndole el azufre, mercurio y partículas volátiles; para generar electricidad. El gas de síntesis se envía a una turbina a gas donde se mezcla con aire comprimido para su combustión, funcionando como una planta de ciclo combinado.

Existe una variante en la tecnología de gasificación que consiste en inyectarle al gas de síntesis una cantidad de vapor de agua (H₂O). El oxígeno del agua reaccionará con el CO formando CO₂ y el hidrógeno (H₂) quedará como un gas libre. El CO₂ se puede remover por diferentes métodos para secuestrarlo inyectándolo al subsuelo, mientras que el hidrógeno se envía como combustible a la Turbina a Gas especialmente acondicionada.

Todo este proceso requiere varios pasos:

- ✓ la combustión de materiales orgánicos con agua y oxígeno, compuesto en su mayor parte por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂);

- ✓ su uso en una planta de ciclo combinado como combustible para la turbina de gas;
- ✓ manejo de la temperatura de los gases de salida de esta turbina en un recuperador de calor;
- ✓ y utilización de una turbina de vapor para incrementar la generación de energía eléctrica.

Por otro lado muchas instalaciones industriales demandan energía eléctrica y vapor que pueden ser suministrados de manera eficaz por una planta de cogeneración, cuya técnica permite producir calor y electricidad en un único proceso. La gran ventaja en este proceso está en obtener una energía primaria que genere de un 100% de combustible un 85% de energía útil.

Por un lado, la integración de la gasificación a ciclos combinados con cogeneración permite la generación eficiente y limpia de electricidad, utilizando combustibles sucios como fuente primaria de energía. Por el otro lado, la capacidad de esta tecnología para destruir los compuestos orgánicos e inorgánicos, permite la eliminación de los desechos industriales y, al mismo tiempo, generar una serie de productos valiosos como el amoníaco o el etanol.

Uno de los sectores en donde pueden aplicarse los proyectos de cogeneración con IGCC es el petrolero. Las refinerías podrían aprovechar los residuos del petróleo, y el excedente de coque para producir el hidrógeno y la oxidación parcial de monóxido de carbono. Al mismo tiempo, la implantación de la tecnología del ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC) evitará el deterioro del medio ambiente al contar con tecnología para reducir las emisiones contaminantes cercanas a cero, y a separar, reciclar y secuestrar dióxido de carbono.

Así, resulta relevante el estudio de esta tecnología de generación para su instalación futura en nuestro país.

El presente trabajo consiste en dar respuesta a las dos siguientes preguntas de investigación:

¿Cuáles son las perspectivas de México en la generación de energía eléctrica y vapor a partir de proyectos de cogeneración utilizando la gasificación de combustibles residuales, de hoy al año 2017?

¿Cuáles serían sus impactos sobre el mercado nacional de combustible?

Para dar respuesta a la problemática anterior, el presente trabajo propone cinco capítulos.

El primer capítulo describe los procesos de generación de electricidad y vapor de las diferentes centrales capaces de convertir la energía mecánica en eléctrica y cuyas características dependen de una serie de recursos que apoyen ese proceso. Este capítulo también aborda las principales fuentes de energía clasificándolas en renovables y no renovables, con la finalidad de que el lector sea capaz de identificar de donde proviene la energía que usualmente ocupa. Posteriormente se analizan aquellos equipos que generan vapor para la mejor administración de procesos y mayor eficiencia posible en la producción de energía eléctrica, evitando las pérdidas de éste fluido.

En el segundo capítulo, se estudia la mejor forma de transformar la energía para su consumo, evitando el menor número de pérdidas en los procesos convencionales de generación. Para ello, se desarrollan alternativas para incrementar los procesos a menor costo.

La cogeneración es una alternativa a estos problemas por ser un sistema de alta eficiencia energética que permite producir, de manera conjunta, dos tipos de energía a partir del mismo combustible. De ésta manera se analizan detalladamente cada una de sus configuraciones, poniendo particular atención a la situación actual en el mundo y en México.

En el capítulo tercero se estudia la nueva tecnología de Gasificación Integrada de Ciclos Combinados (IGCC), la cual trata de aprovechar al máximo los recursos fósiles finitos, disminuyendo las emisiones de las centrales térmicas al ambiente. Además se da un esquema general de su funcionamiento y de las partes que lo componen, sin perder de vista las ventajas e inconvenientes que presenta esta nueva tecnología. Al final, se tratan los aspectos técnicos y económicos que se requieren para su implantación, aclarando las repercusiones en el ambiente así como el tipo de combustibles que necesita.

En el capítulo cuarto se habla sobre el desarrollo de la gasificación de combustibles a nivel mundial, cuyo interés está en generar nuevas alternativas de energía utilizando combustibles de bajo valor comercial sin descuidar las emisiones que éstas puedan traer al ambiente. El tema del capítulo se analiza por región geográfica, poniendo el acento

en la generación de químicos y materiales sintéticos. Al mismo tiempo, se ofrece una clasificación de las centrales de gasificación por tipo, importancia, combustible principal y capacidad de producción.

Finalmente, el quinto capítulo muestra una perspectiva de las centrales IGCC en México la cual podría ser considerada como la nueva tecnología en el suministro de energía eléctrica para el servicio público y privado. La primera sección del capítulo analiza la prospectiva de la SENER afín de obtener datos útiles que ayuden a predecir el comportamiento futuro del sistema de generación de energía eléctrica. Por último, se revisa la posibilidad de aplicar esta tecnología en las refinerías de Pemex, principalmente en Tula, de donde se obtendrá la materia prima.

A los cinco capítulos anteriores siguen las conclusiones a que ha llegado el autor de esta tesis de titulación.

Capítulo 1

**Tecnologías Convencionales para Generar
Energía Eléctrica y/o Vapor**

Introducción

La energía no renovable es aquella que se encuentra en la naturaleza, pero en una cantidad limitada, y que, una vez consumida en su totalidad, no puede sustituirse, ya que no existe un sistema capaz de producirla. Las fuentes no renovables se dividen en combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural, que provienen de la transformación de los restos de los seres vivos hace millones de años), y combustibles nucleares (uranio y plutonio, materiales que puede ser utilizados para liberar energía mediante procesos como la fisión y la fusión).

La energía renovable es aquella que se obtiene de fuentes naturales inagotables por la inmensa cantidad de energía que contienen y porque son capaces de regenerarse por medios naturales, y de las que puede disponerse continuamente. La energía solar, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica, y la originada por mareas y olas, constituyen fuentes renovables de energía. Su desventaja, está en su intermitencia.

Una central eléctrica es una instalación capaz de convertir la energía mecánica en eléctrica. En la actualidad constan esencialmente de una turbina, cuyas características dependen del flujo que la impulse (agua, gas o vapor), provocando el giro del generador el cual, al moverse, hace girar la bobina en el interior de un campo magnético y produce así la electricidad.

Primeramente se examinarán las tecnologías actualmente usadas para la generación de electricidad, comenzando por la generación no renovable, a base de combustibles fósiles, y de mayor producción en nuestro país. En un segundo tiempo, se examinarán las tecnologías que emplean energías renovables y que constituyen una alternativa viable en la generación de electricidad.

Por último, analizaremos los equipos convencionales para la generación de vapor.

1.1. Centrales eléctricas que utilizan Fuentes de energía no renovable

1.1.1. Centrales Termoeléctricas Convencionales

Las centrales termoeléctricas son instalaciones que generan energía eléctrica mediante la combustión de algún combustible fósil como el petróleo, gas natural o carbón, y cuya energía es liberada en forma de calor. A estas centrales termoeléctricas se les conoce como “clásicas”, o “convencionales”, nombre que se les da para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas (nucleares y solares), las cuales generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados. En México, CFE (Comisión Federal de Electricidad) utiliza aproximadamente el 92% de combustóleo y 8% de gas natural, para este tipo de centrales (CFE, 2008a).

En una central termoeléctrica:

- Se hace una conversión energética: química-térmica-mecánica-eléctrica.
- El combustible (carbón, combustóleo, gas) se quema en la caldera para producir vapor.
- La turbina de vapor produce energía mecánica a partir del vapor a alta presión.
- El generador hace la conversión de energía mecánica a eléctrica.

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos (CFE, 2008b).

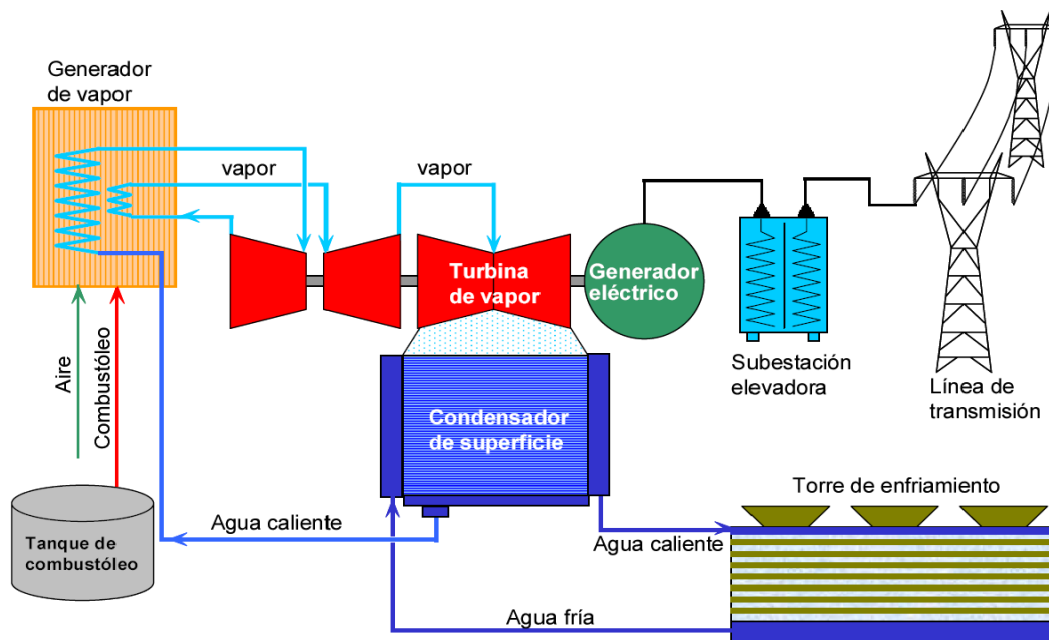
- ✓ Vapor: Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- ✓ Turbogás: Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- ✓ Combustión Interna: Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.

- ✓ **Ciclo Combinado:** Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Constan de una o más unidades turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Una central termoeléctrica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza (parque de carbón, depósitos de combustóleo), para asegurar la disposición permanentemente de una adecuada cantidad de éste.

Si una central termoeléctrica usa combustóleo, éste es precalentado para que sea fluido, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de combustible; si es una central termoeléctrica de gas, tendría quemadores especiales para quemar dicho combustible.

También hay centrales termoeléctricas cuyo diseño les permite quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o combustóleo, etc.). Estas reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas (Figura 1.1).



Fuente: CFE (2008).

Figura 1.1 Central Termoeléctrica convencional

Ya una vez en la caldera, los quemadores provocan la combustión del carbón, combustóleo o gas, generando energía calorífica. Esta, a alta temperatura convierte en vapor, el agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en una turbina de la central que consta de tres cuerpos, de alta, media y baja presión, unidos por un mismo eje.

En el primer cuerpo (alta presión) hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee asimismo centenares de álabes pero de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión, por último, tiene álabes aún más grandes que los anteriores.

El objetivo de esta triple disposición, es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que éste va perdiendo presión progresivamente. Hay que advertir que este vapor, antes de entrar en la turbina, ha de ser cuidadosamente deshumidificado¹. En caso contrario, las pequeñísimas gotas de agua serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes, erosionándolos hasta dejarlos inservibles.

El vapor de agua a presión hace girar los álabes de la turbina generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina (de alta, media y baja presión) hace girar a un generador unido a ella produciendo así energía eléctrica. Por su parte, el vapor (debilitada ya su presión), es enviado a unos condensadores donde es enfriado y convertido de nuevo en agua, la cual es conducida a los tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este ciclo se repite una y otra vez.

El agua circulante refrigerada en el condensador expulsa a la atmósfera el calor extraído a través de las torres de enfriamiento. Para minimizar los efectos contaminantes de la combustión sobre el entorno, la central dispone de una elevada chimenea, hasta 300m de altura, y en algunos casos, las chimeneas contienen precipitadores, los cuales retienen las cenizas y otras partículas producidas en la combustión.

¹ La deshumidificación es el proceso que consiste en retirar el vapor de agua contenida en el aire, comúnmente llamado humedad.

1.1.2. Centrales Carboeléctricas

Las centrales carboeléctricas no difieren de las anteriores termoeléctricas, en cuanto a su concepción básica, ya que utilizan, como combustible primario carbón para producir vapor de alta presión y alta temperatura. Su diferencia radica básicamente en el tratamiento previo que sufre el carbón (hulla, antracita o lignito) antes de ser inyectado en la caldera.

Entre las centrales carboeléctricas convencionales existen dos categorías: las subcríticas y las supercríticas.

1.1.2.1. Centrales carboeléctricas convencionales subcríticas

Estas plantas son como todas las centrales carboeléctricas, ya que el carbón y los residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en termoeléctricas convencionales. Lo anterior se debe a que estas centrales no incluyen equipos anticontaminantes para el control de la emisión de SO_2 . Este esquema es aplicable en cambio a centrales que utilizan carbón con bajo contenido de azufre, como las localizadas en la región de Río Escondido, Coahuila (CFE, 2008). La presión del vapor principal producido en una caldera de presión subcrítica oscila entre los 167-180 bar, (170-184 kg/cm²).

1.1.2.2. Centrales carboeléctricas convencionales supercríticas

Este tipo de plantas generalmente son de capacidades mayores a 350 MW. Debido a los requerimientos de adiciones de potencia en países en desarrollo, actualmente se encuentran en operación unidades hasta de 1,050 MW de capacidad.

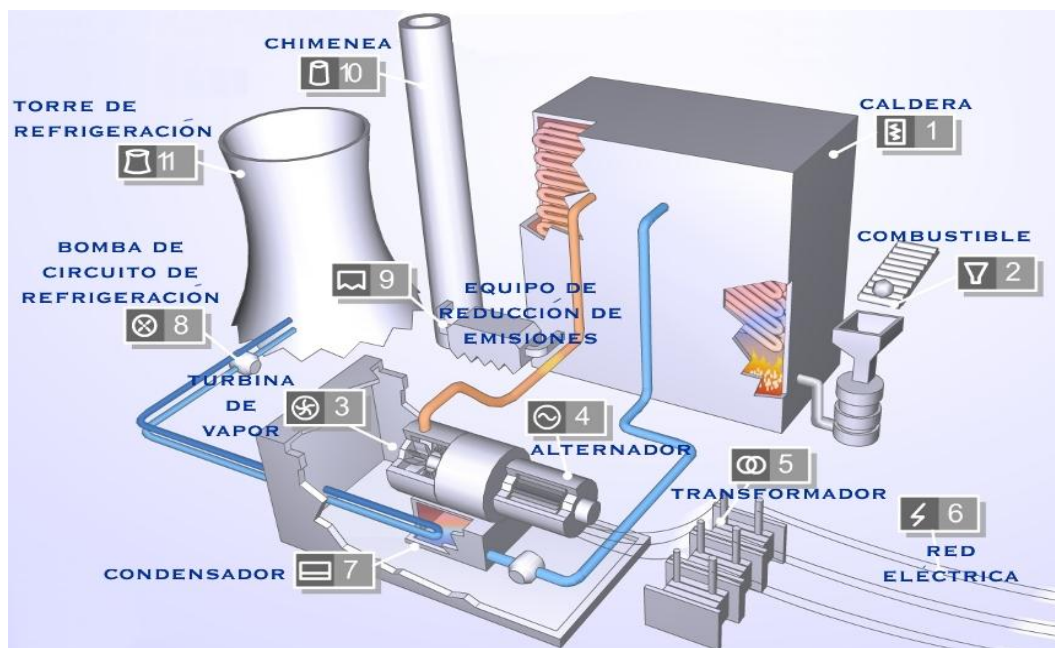
A estas plantas se les denomina supercríticas por la presión de vapor que se emplea en el generador de vapor y en la turbina de vapor. Normalmente, en las unidades de gran tamaño se tiene una presión de 240-250 bar, (245-255 kg/cm²).

Su funcionamiento comienza cuando el transporte del combustible es descargado en la cercanía de la sala de calderas. El carbón es secado y llevado sobre cintas transportadoras hasta el lugar de

trituración y ya triturado y convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión reduciendo así los trozos muy grandes.

Para eliminar los trozos de hierro que generalmente se mezclan con el carbón durante la extracción y el transporte, el carbón pasa por un separador magnético. Un sistema de cintas transportadoras lleva el combustible hasta una tolva y, antes de introducirlo en la caldera lo somete al procesamiento de pulverización² para mejorar su combustión y aumentar el rendimiento de la caldera. Del molino pulverizador, el carbón, reducido a polvo muy fino, fluye a los quemadores donde se realiza la combustión.

La ceniza cae en la parte inferior de la cámara de combustión, que tiene la forma de embudo y de ahí deriva a zanjas, donde una corriente de agua la arrastra a un pozo (Figura 1.2).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/termoelectrica/carboelectrica/>

Figura 1.2 Central Carboeléctrica

² Proceso de reducción, por medios mecánicos, del tamaño de las partículas de sólidos.

1.1.3. Centrales Duales

Esta clase de central utiliza como fuente energética primaria dos combustibles: combustóleo y carbón, lo que le da la particularidad de ser "dual".

Este tipo de central utiliza el mismo principio que la tecnología conocida como termoeléctrica de tipo vapor, empleando como combustible primario carbón para producir vapor. Este es conducido hasta los alabes de una turbina de vapor haciéndola girar, moviendo al mismo tiempo al generador eléctrico acoplado al rotor de la turbina de vapor. El único cambio importante es que las cenizas de los residuos de la combustión requieren de varias maniobras y espacios muy grandes para su manejo y confinamiento.

Actualmente, en México sólo se cuenta una central de esta clase, la central Presidente Plutarco Elías Calles, localizada en el estado de Guerrero. En las instalaciones de esta central hay seis unidades generadoras en operación con una capacidad nominal de 350 MW cada una con capacidad total de 2,100 MW.³ La central cuenta con un puerto de descarga de combustóleo y patios de almacenamiento de carbón y utiliza carbón importado como combustible principal, combustóleo pesado como combustible alternativo y diesel para los arranques (Figura 1.3).



Fuente: http://www.cfe.gob.mx/NR/rdonlyres/7F1F3C3C-7B5B-4136-A6F3-20CE0614A4C3/3788/petacalco_max.jpg

Figura 1.3 Central Dual (Petacalco, México)

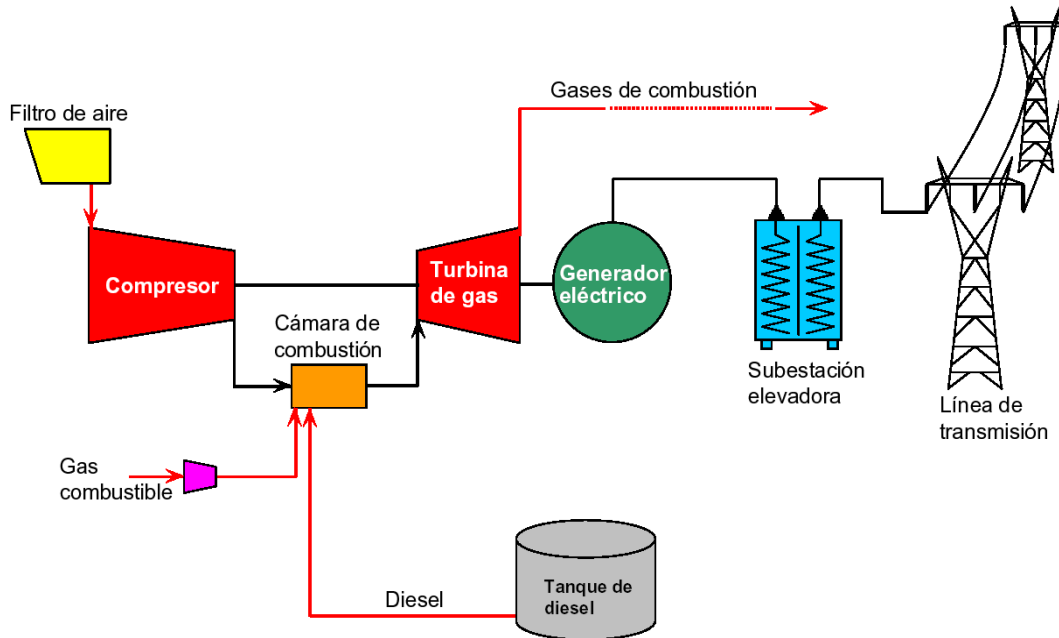
³ Central dual Petacalco CFE (2008a).

1.1.4. Centrales Turbogás

La generación de energía eléctrica en las unidades turbogás se logra cuando el sistema toma aire de la atmósfera a través de un sistema de filtros y lo envía a un compresor. El aire es comprimido aquí, antes de llegar a la cámara de combustión donde, el combustible inyectado en las toberas, se mezcla con el aire altamente comprimido, quemándose posteriormente.

De ello resultan gases de combustión calientes, que al expandirse, hacen girar la turbina de gas. El generador, acoplado a la turbina de gas, transforma esta energía mecánica en energía eléctrica. Los gases producidos en la combustión, después de mover la turbina, son descargados directamente a la atmósfera.

La central turbogás emplea como combustible, gas natural o diesel y, en los modelos avanzados, también puede quemar combustóleo o petróleo crudo. El cambio del energético puede realizarse en forma automática en cualquier momento provocando algunos efectos en la potencia y eficiencia (Figura 1.4).



Fuente: CFE (2008).

Figura 1.4 Central Turbogás

Desde el punto de vista de la operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir la demanda hacen ventajosas a las turbinas de gas para satisfacer cargas en horas pico, aunque existen modelos de tecnología avanzada que han sido diseñados para servicio de carga base y cogeneración industrial.

En México la central generadora más importante de esta clase se encuentra en el municipio de Hermosillo, Sonora. En las instalaciones de esta central se halla en operación una unidad turbogás a ciclo abierto, con una capacidad nominal de 150 MW.

1.1.5. Centrales Diesel

Por lo regular la central diesel se utiliza en un rango de potencia reducida. La tecnología de las centrales diesel sigue el principio de los motores de combustión interna de ciclo Diesel⁴.

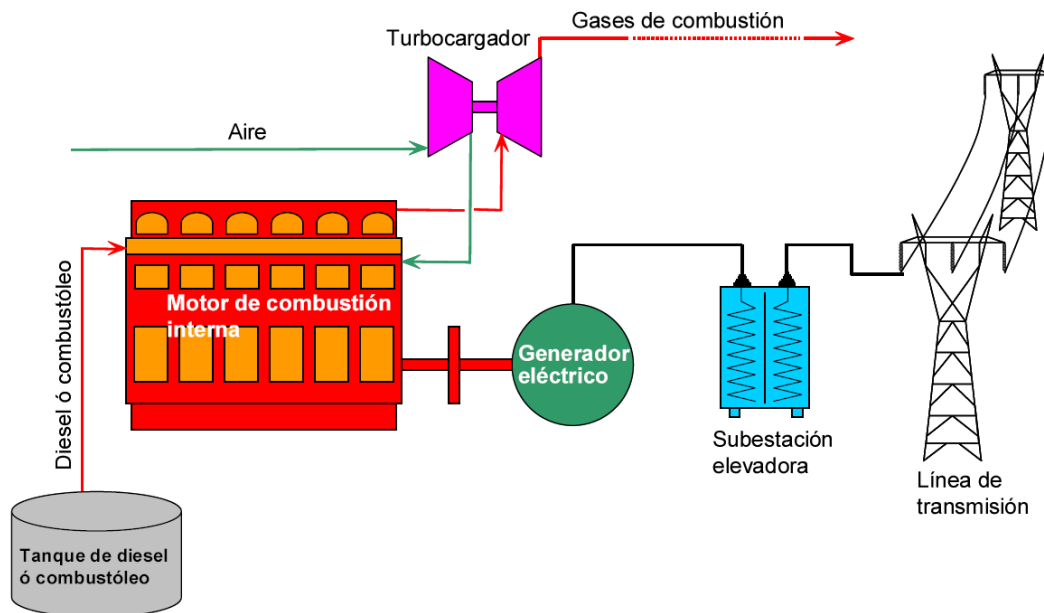
Para obtener energía mecánica rotacional, la energía eléctrica es producida por la expansión de los gases de combustión en los cilindros del motor, la cual, a su vez, se transforma en energía eléctrica en el generador. El aire de admisión pasa por un filtro, y el arranque es posible por medio de un sistema de aire comprimido.

El enfriamiento del aceite se hace por medio de agua a través de un intercambiador⁵ de calor y sus bombas de circulación. El circuito de escape se utiliza para generar vapor de baja presión en una caldera de recuperación. Para usos secundarios, la refrigeración principal se efectúa por medio de una torre de enfriamiento y el combustible usa un tanque semanal o mensual y uno diario.

Puede notarse que la instalación requiere de implementos que constituyen lo que se denomina servicios auxiliares. Actualmente, este tipo de motor puede utilizar únicamente combustóleo o diesel (dependiendo de la calidad del combustóleo) combustóleo como base y diesel como respaldo (Figura 1.5).

⁴ Ver anexo 1.1

⁵ Un intercambiador de calor es un dispositivo diseñado para transferir calor entre dos medios, que estén separados por una barrera o que se encuentren en contacto.



Fuente: CFE (2008).

Figura 1.5 Central Diesel

Las centrales, de este tipo se caracterizan por tener una alta eficiencia y una excelente capacidad de rendimiento, además de servir como sistemas de emergencia para hospitales, fábricas, hoteles, etc. Ofrecen una alternativa a la generación tradicional de energía a nivel mundial y son especialmente apropiadas en regiones de difícil acceso e, inclusive, pueden desarrollarse como centrales eléctricas a la medida de necesidades individuales⁶.

1.1.6. Centrales Nucleares

Estas centrales tienen gran semejanza con las termoeléctricas convencionales ya que también utilizan el ciclo Rankine⁷ de vapor a presión para mover la turbina y el generador. La diferencia, con respecto a una central térmica convencional, estriba en que el vapor es producido en una caldera a través de la combustión de carbón o petróleo. Así, la central nuclear aprovecha el calor obtenido en el proceso al fisiónar átomos de isótopo de uranio U-235 en el interior del reactor para producir el vapor necesario.

⁶ En CFE, operan dos unidades diesel de la central Agustín Olachea localizada en el estado de Baja California Sur que utilizan una mezcla en proporción de 94 partes de combustóleo por 6 de diesel.

⁷ Ver anexo 1.2

Cabe mencionar que se puede obtener energía nuclear de dos formas diferentes: mediante fusión, actualmente en investigación, y mediante la fisión⁸.

Básicamente la central nucleare, se compone de 3 circuitos esenciales:

- a) Circuito primario (edificio del Reactor)
- b) Circuito secundario (generación de electricidad)
- c) Circuito de refrigeración

Un reactor nuclear es un enorme recipiente dentro del cual se está efectuando una reacción nuclear de fisión en cadena, el cual se halla al interior de un edificio llamado “de contención”, que proporciona el blindaje necesario contra las radiaciones, además de soportar presiones internas y mantener elementos radioactivos dispersos en caso de un accidente.

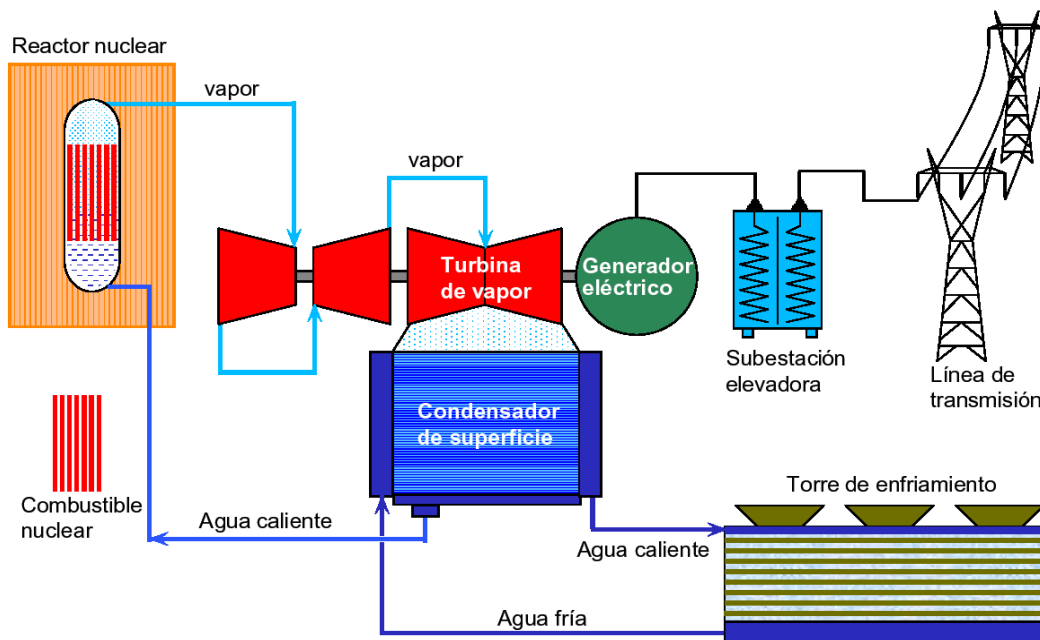
Existen en la actualidad diversos tipos de reactores nucleares; la gran mayoría de los usados para generar electricidad son de dos tipos: de uranio natural y de uranio enriquecido.

Entre los reactores de uranio enriquecido más empleados son: BWR (*Boiling Water Reactor*) y PWR (*Pressurized Water Reactor*). Una de las principales ventajas de los reactores de uranio enriquecido es que usan agua liviana como moderador⁹ y simultáneamente como fluido que transporta el calor del reactor a los generadores de vapor.

En los reactores, el fluido refrigerante (agua desmineralizada) pasa hirviendo por el núcleo del reactor a alta presión. Al extraer el calor que se produce por la fisión nuclear de combustible, el vapor húmedo se separa del agua, secándose dentro de la misma vasija, hasta alcanzar una mejor calidad de vapor, para ser enviado directamente a la turbina de alta presión y, luego, a las de baja presión. Debido a éste proceso, tendremos como resultado vapor a alta velocidad que, al chocar con los alabes de las turbinas, obtiene así la energía mecánica para mover al generador eléctrico (Figura 1.6).

⁸ Ver anexo 1.3

⁹ Sustancia que disminuye la velocidad de los neutrones para aumentar así el número de fisiones en la reacción nuclear.



Fuente: CFE (2008).

Figura 1.6 Central Nuclear

Luego de mover las turbinas, el vapor pasa a la caja del condensador que opera al vacío donde se enfría con agua de mar convirtiéndose nuevamente en líquido. Es importante remarcar que la toma del río fluye por los tubos del condensador sin tener contacto alguno con el agua desmineralizada del reactor. El agua de mar se descarga a un canal abierto para disipar el calor adquirido en el condensador antes de incorporarse de nuevo al mar.

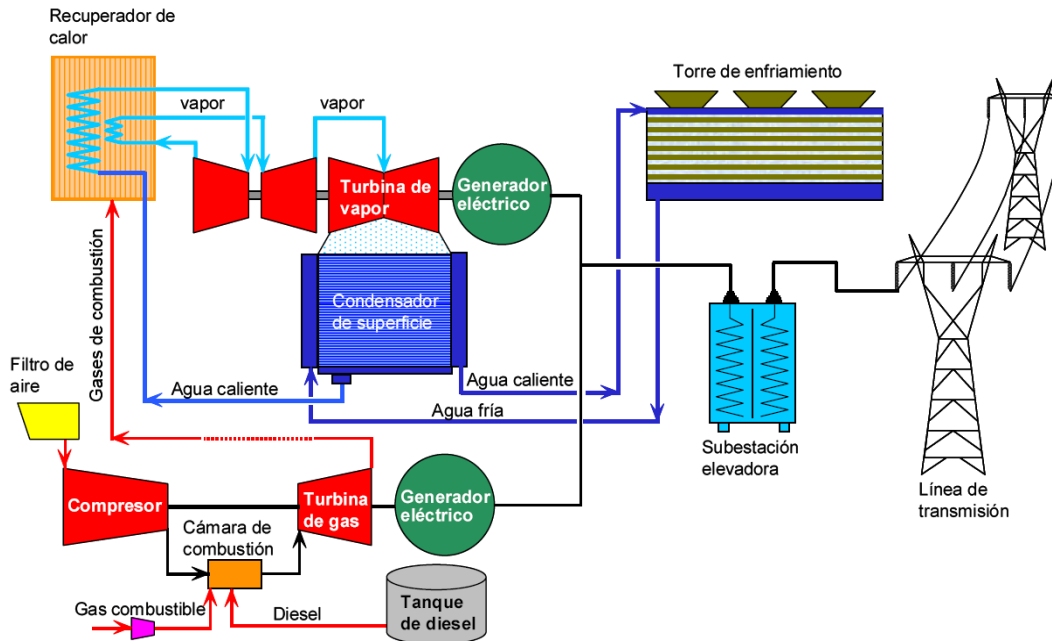
La única central nucleoelectrica en nuestro país es la de Laguna Verde en el Estado de Veracruz posee 2 unidades generadoras de 682.5 MW eléctricos cada una.

1.1.7. Centrales de Ciclo Combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Al igual que las centrales turbogás, estas centrales emplean como combustible principal gas natural y diesel.

La combinación de estos dos tipos de generación permite el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación

termoeléctrica. Debido a que el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor (Figura 1.7).



Fuente: CFE (2008).

Figura 1.7 Central de Ciclo Combinado

El proceso de generación en una central de ciclo combinado, comienza con la aspiración de aire desde el exterior y conduciéndosele al compresor de la turbina de gas a través de un filtro. El aire es comprimido y combinado con gas natural en una cámara en donde se realiza la combustión. El resultado es un flujo de gases calientes que, al expandirse, hacen girar la turbina de gas, al que, posteriormente, el generador acoplado a la turbina de gas transforma en energía eléctrica.

Una vez terminado el ciclo Brayton¹⁰, los gases producidos por la combustión poseen un importante contenido energético en alta temperatura. Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y elevarla a la fase de vapor que, al aprovecharse para generar energía eléctrica, sigue un proceso semejante al descrito para las plantas térmicas convencionales.

¹⁰ Ver anexo 1.4

Los ciclos combinados a alta temperatura de quemado en las turbinas de gas con recuperador de calor hoy son los más eficientes en los sistemas de generación eléctrica. En la actualidad este tipo de plantas operan con eficiencias cercanas a 54% y que, además, pueden hacer variar la proporción del número de unidades turbogás por unidad de vapor.

En cuanto al criterio de diseño de la fase de vapor existen tres configuraciones básicas:

- 1) Recuperador de calor sin combustible adicional;
- 2) Recuperador de calor con combustible adicional;
- 3) Generador de vapor convencional.

Una ventaja de este tipo de centrales es la posibilidad de construirlas en dos etapas: la primera, corresponde a las unidades turbogás, la cual puede ser terminada en un plazo breve e iniciar su operación. Posteriormente, se completaría la construcción de la unidad de vapor concluyendo así la central de ciclo combinado.

1.2. Centrales eléctricas que utilizan fuentes de energía renovable

1.2.1. Centrales Geotérmicas

La energía geotérmica es la energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra. En otras palabras, es el calor que se desplaza hacia la superficie en el magma que fluye a través de fisuras de rocas sólidas en el interior de la tierra hasta alcanzar niveles cercanos a la superficie para su acumulación y su consiguiente manifestación como geiseres, lagunas calientes o manantiales de aguas termales.

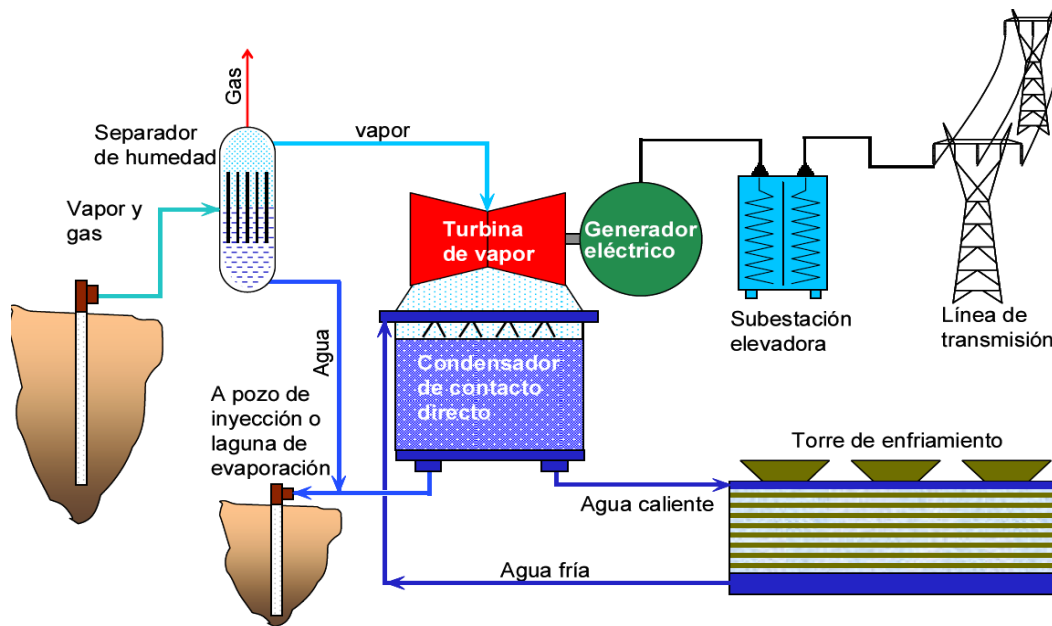
Una central geotérmica es una instalación en la que se obtiene energía eléctrica a partir del calor interno de la tierra. Estas centrales son muy similares a las termoeléctricas convencionales, salvo en la producción de vapor, el cual, en este caso, proviene del subsuelo.

Existen diversos tipos de campos geotérmicos dependiendo de la temperatura a la que sale el vapor de agua y que pueden ser de alta, media y baja temperatura.

Este tipo de central extrae el fluido geotérmico que consiste en una combinación de vapor, agua y otros materiales. El fluido, conducido hacia la planta geotérmica donde debe ser tratado, primero pasa por un separador; luego, el vapor, ya seco, se dirige a la turbina en donde se transforma su energía cinética en mecánica, la cual, a base de rotación, mueve un generador que produce energía eléctrica.

Una vez utilizado el vapor, es liberado a la atmosfera.

En algunas centrales, el vapor es enviado a un condensador, donde es mezclado con agua circulante y del que una parte es enviada a las torres de enfriamiento y el resto es reinyectado al subsuelo o enviado a una laguna de evaporación (Figura 1.8).



Fuente: CFE (2008).

Figura 1.8 Central Geotermoeléctrica

La energía geotérmica tiene varias ventajas pues el flujo de producción de energía es constante a lo largo del año y no depende de variaciones estacionales, y por tener costos variables de generación muy bajos son ideales para atender la demanda base.

Actualmente existe una clasificación para estas centrales:

1.2.1.1. Central de vapor seco.

Este tipo de centrales utilizan el vapor de los pozos de manera directa, esto es: dirigido directamente a la turbina para poder generar la energía eléctrica.

1.2.1.2. Central de vapor flash.

Las centrales de este tipo son las más comunes: utilizan agua a temperaturas entre 130 °C y 300°C; el agua es bombeada a alta presión hacia la superficie y al llegar, su presión baja permitiendo que parte de esta agua caliente se vuelva vapor y mueva los generadores, mientras que el agua caliente y vapor no utilizados son inyectados al depósito original.

1.2.1.3. Central de ciclo binario.

Este tipo de centrales utilizan agua a temperaturas de entre 80°C y 130°C. El agua es conducida a la superficie pasando por un intercambiador de calor en donde se encuentra otro fluido de origen orgánico con un punto de ebullición mucho más bajo que el agua. Cuando intercambian calor, el fluido orgánico se evapora y con la fuerza del vapor que se genera se impulsa la turbina.

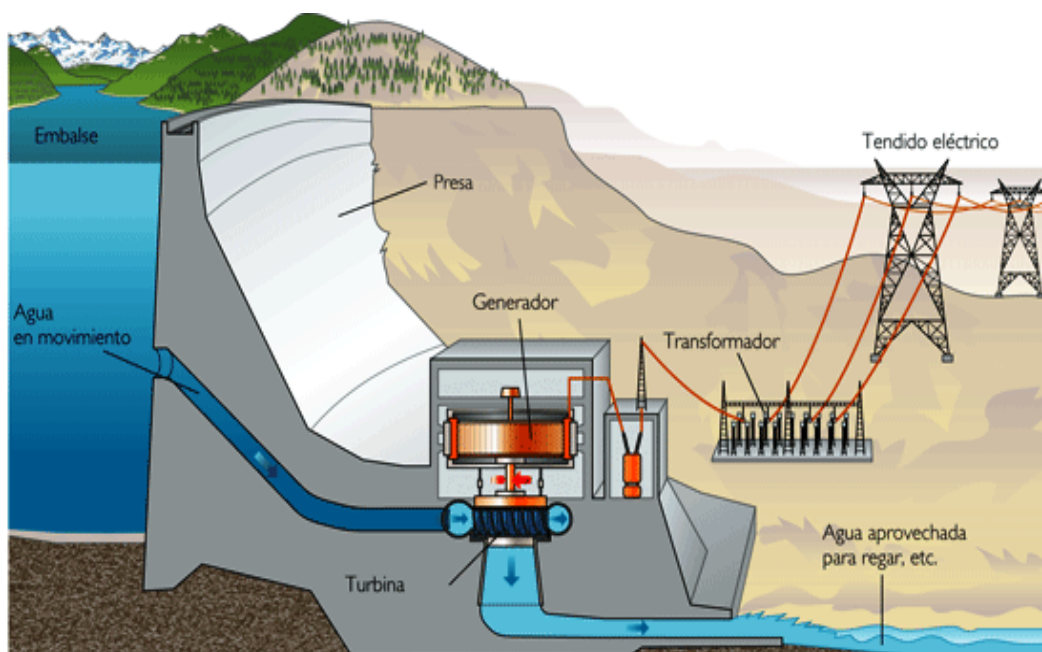
1.2.2. Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. El valor de esta energía depende de dos factores: la altura de la caída y el volumen del agua que cae por segundo. Para esta razón, los aprovechamientos hidroeléctricos se realizan en sitios específicos que reúnen las características técnicas económicas, ambientales y sociales para la construcción y operación de la central (Orille, 1997).

Por lo regular, estas plantas se localizan en sitios en donde existe una notable diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, el agua cae desde la presa hasta unas turbinas que se encuentran en su base, donde la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y que, al recibir la fuerza del

agua, la turbina comienza a girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que, finalmente, convierte la energía mecánica en eléctrica.

Una característica importante de la central hidroeléctrica es la imposibilidad de su estandarización, debido a que son pocos los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico. Esto provoca que se dé una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión (Figura 1.9).



Fuente: http://www.kalipedia.com/kalipediamedia/ingenieria/media/200708/22/tecnologia/20070822klpimgtcn_48.Ees.SCO.png

Figura 1.9 Central Hidroeléctrica

A pesar de la gran diversidad de esquemas hidráulicos aprovechables, cada caso real puede ser una variante o combinación de dos tipos (Figura 1.10)

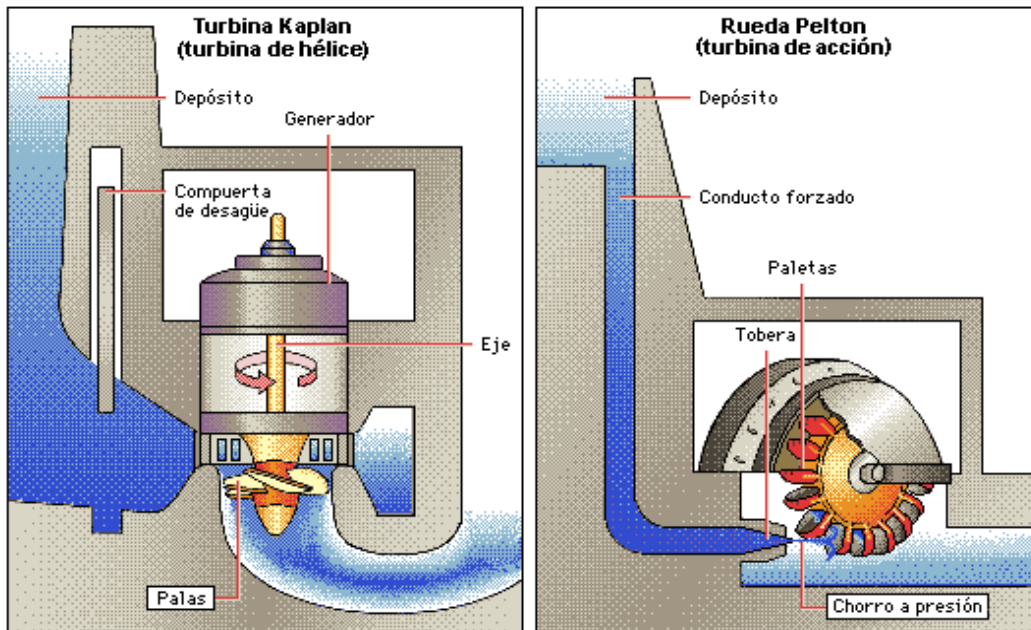
1.2.2.1. Aprovechamiento por derivación

En este primer caso, las aguas se desvían en un punto determinado del río y se conducen por medio de un canal o túnel con una pequeña pendiente, para que el agua pueda circular. Al final del canal se instala una cámara de presión que sirve de arranque a la tubería forzada y esta

conducción lleva al agua hasta las turbinas hidráulicas situadas en el extremo inferior donde se restituye al cauce del río.

1.2.2.2. Aprovechamiento por retención

En este segundo caso, el agua se almacena en una presa creando un desnivel o carga hidráulica desde la superficie del agua hasta la base de la cortina. El agua se conduce a través de la tubería de presión a las turbinas localizadas al pie de la presa y de esas turbinas, la energía cinética se transfiere al generador en donde se transforma en energía eléctrica.



Fuente: http://members.tripod.com/mqhd_ita.mx/pelton1.gif

Figura 1.10 Esquemas Hidráulicos

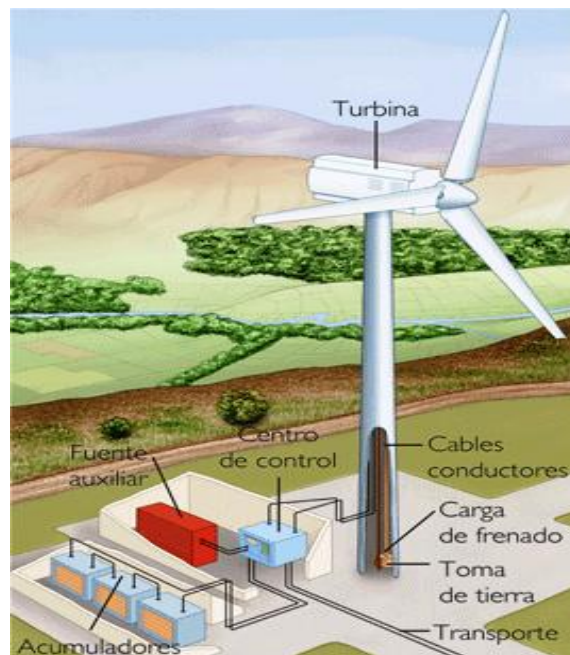
Con el fin de aprovechar el salto disponible del agua se suelen instalar a lo largo del río varias centrales en cascada, recibiendo cada una de ellas directamente el agua de la central superior

1.2.3. Central Eoloeléctrica

La energía eólica es una forma indirecta de energía solar, puesto que son las diferencias de temperatura y presión de la atmósfera las que ponen en movimiento los vientos. Se calcula que un 2% de la energía solar recibida por la tierra se convierte en energía eólica.

Esta tecnología eólica, se basa en el principio de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, es decir, aprovecha un flujo dinámico de dirección cambiante con desplazamiento horizontal, de donde resulta que la cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

Su funcionamiento comienza cuando el viento hace girar los aerogeneradores a una velocidad 5 y 20 metros por segundo, ya que, con velocidades inferiores a cinco metros por segundo, el aerogenerador no funciona y por encima del límite superior debe detenerse, para evitar daños a los equipos (Figura 1.11).



Fuente. http://www.kalipedia.com/kalipediamedia/cienciasnaturales/media/200704/18/ecologia/20070418klpcnaecl_99.Ees.SCO.png

Figura 1.11 Central Eoloeléctrica

En los aerogeneradores de potencia, el sistema de control lo constituye un microprocesador que analiza y evalúa las condiciones de operación considerando rumbo y velocidad del viento, turbulencia, temperaturas en el generador, en la caja de transmisión y en los baleros de la flecha principal.

El componente principal de esta central son los aerogeneradores, elementos que al mover sus aspas, generan energía eléctrica y que, por lo general, son de media y alta potencia. Otro

componente importante es el rotor, el cual (de eje horizontal o vertical) recupera, como máximo teórico, el 60% de la energía cinética del flujo de viento que lo acciona.

- Los rotores de eje vertical no necesitan tener una orientación, ya que aprovechan el viento en cualquier dirección.
- Los de eje horizontal, llamados también aeroturbinas rápidas, son máquinas rotacionales impulsadas por la energía cinética del viento. Generalmente tienen tres palas y utilizan un multiplicador de velocidad para mejorar la producción de la energía eléctrica.

La explotación del viento como fuente de energía ha registrado en el mundo un acelerado crecimiento en los últimos años. México posee regiones con importante recurso eólico capaces de producir grandes volúmenes de electricidad. Esta tecnología para generar energía eléctrica ha crecido mucho en la actualidad. En Europa se han desarrollado una serie de parques eólicos marinos, los cuales pueden tener mejor eficiencia, colocados mar adentro.

La energía eólica marina es una aplicación de la energía eólica con un futuro prometedor, particularmente en países con una alta densidad de población. Y con dificultades para encontrar un emplazamiento apropiado en tierra. Los costos de construcción en el mar son muy superiores, pero también lo es la producción de energía.

Solamente cerca del 0.3% de esta energía es producida, convirtiendo la energía cinética del viento en energía eléctrica, sin embargo, el uso del viento para la producción eléctrica se ha extendido rápidamente debido en gran parte a las mejoras tecnológicas, la maduración de la industria y una creciente preocupación por evitar emisiones por quema de combustibles fósiles.

1.2.4. Centrales Solares

La energía solar es la energía obtenida directamente del sol. Ya que éste irradia hacia nuestro planeta grandes cantidades de energía, que percibimos en forma de luz y calor, podemos convertir esa energía solar para generar electricidad, sabiendo que la potencia de la radiación solar varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas y la latitud.

Existen dos tipos de tecnologías para producir la energía eléctrica utilizando la energía solar: primero, captando el calor y luego convirtiéndolo en electricidad mediante el ciclo Rankine¹¹ (centrales fototérmicas); o bien, captando su luz y convirtiéndola directamente en energía eléctrica (centrales fotovoltaicas).

1.2.4.1. Centrales Fototérmicas

Una central térmica solar o termo solar es una instalación que utiliza la energía procedente del sol. En las centrales fototérmicas, la radiación solar se aprovecha de dos formas: con colectores solares que absorben las radiaciones solares para producir calor, o con helióstatos que reflejan la luz solar y la concentran en un punto para su utilización calorífica. En concreto, la radiación solar realiza el calentamiento de un fluido (agua de una caldera) y en ambos casos el vapor de agua producido se emplea para mover el rotor de un generador eléctrico.

Existen tres tipos de colectores térmicos solares según el nivel de temperatura:

a) Colectores de baja temperatura.

Proveen calor útil a temperaturas menores de 65°C mediante absorbedores para actividades industriales y en las que el calor de proceso no es tan alto.

b) Colectores de temperatura media.

Son dispositivos que concentran la radiación solar para entregar calor útil a mayor temperatura y que pueden ser de dos tipos: concentradores estacionarios y canales parabólicos. Ambos efectúan la concentración mediante espejos dirigidos hacia un receptor de menor tamaño, alcanzando temperaturas hasta de 400°C y rangos de potencia de uno a 100 MW. Son los más comunes, pero tienen el inconveniente de trabajar solamente con la componente directa de la radiación solar, por lo que su utilización queda restringida a zonas de alta insolación.

¹¹ Ver anexo I.2

c) **Colectores de alta temperatura.**

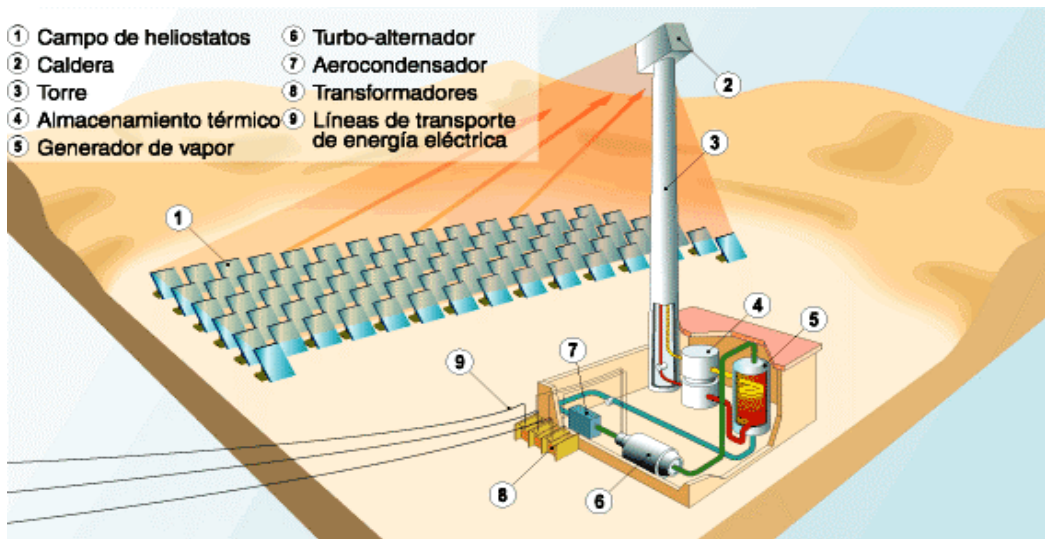
Operan a temperaturas mayores a los 500°C, y tienen dos variantes de generación:

① De receptor central o de torre.

Se colocan varios espejos receptores llamados heliostatos con dos ejes de giro alrededor de una torre. Un sensor de seguimiento calcula la posición ideal para que cada uno de estos receptores, impulsados mediante un motor, estén bien alineados con el sol y así, el reflejo de la luz es centrado en un punto fijo en la cima de la torre, alcanzando temperaturas hasta de 1000°C y rangos de potencia de uno a 100 MW.

② De disco parabólico.

El plato es un espejo cóncavo parabólico de aproximadamente 10m de diámetro el cual concentra la radiación solar. Cuenta con un sistema de seguimiento de dos ejes de giro, debe seguir al sol con mucha exactitud para que su eficacia sea alta y alcanza temperaturas de hasta 1500°C y rangos de potencia de 15 kW a 100 MW. El calor absorbido acciona un motor que convierte el calor en energía cinética y acciona un generador eléctrico. Estos sistemas pueden alcanzar una eficiencia de 20% o más y sus costos son altos con respecto de las centrales eléctricas de canal o de torre (Figura 1.12).



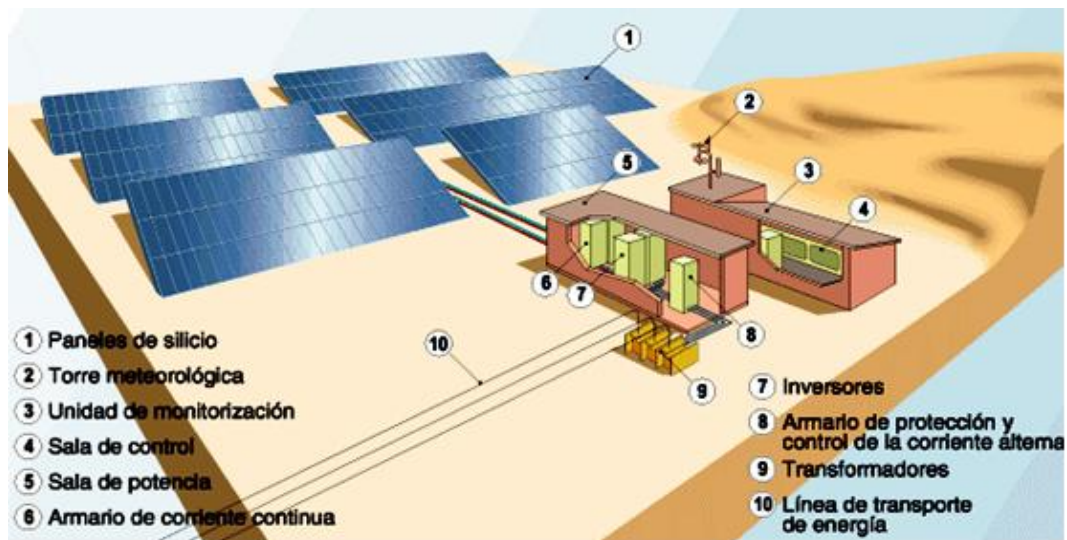
Fuente: http://www.unesa.es/solar_termica.htm

Figura 1.12 Central Fototérmica de torre

1.2.4.2. Centrales Fotovoltaicas

Otra forma de aprovechamiento de la radiación solar consiste en su transformación directa en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Las centrales fotovoltaicas producen electricidad sin necesidad de turbinas ni generadores, utilizando la propiedad que tienen los paneles fotovoltaicos, los cuales están formados por dispositivos semiconductores que, al recibir la radiación solar, provocan saltos electrónicos y generan una pequeña diferencia de potencial en sus extremos, conocido como efecto fotovoltaico.

En una central fotovoltaica, el proceso comienza cuando la luz solar incide sobre la superficie del arreglo fotovoltaico en donde es transformada en energía eléctrica de corriente directa por las celdas solares. Esta energía es recogida y conducida hasta un controlador de carga que tiene la función de enviar toda o parte de esta energía hasta el banco de baterías en donde es almacenada, cuidando que no se excedan los límites de sobrecarga y sobredescarga. En algunos diseños, parte de esta energía es enviada directamente a las cargas (Figura 1.13).



Fuente: <http://www.unesa.es/fotovoltaica.htm>

Figura 1.13 Central Fotovoltaica

La energía almacenada es utilizada para abastecer las cargas durante la noche, en días de baja insolación o cuando el arreglo fotovoltaico es incapaz de satisfacer la demanda por sí solo. Si las cargas a alimentar son de corriente directa, esto puede hacerse directamente desde el arreglo

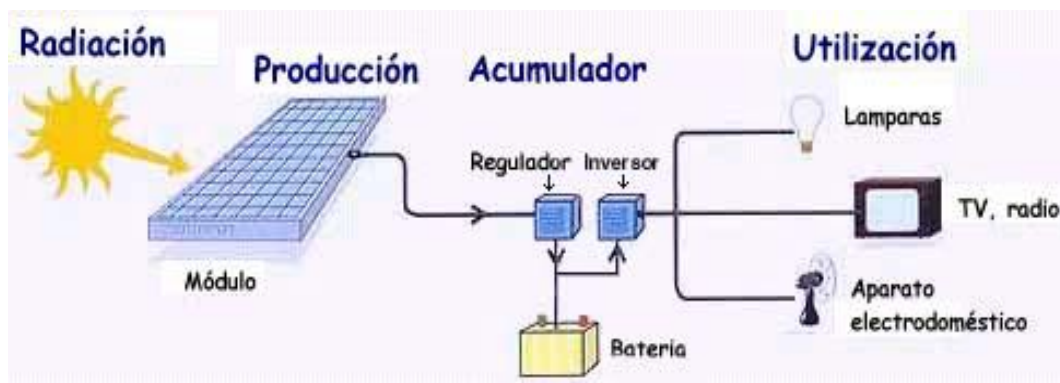
fotovoltaico o desde la batería; pero si las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente del arreglo y de las baterías, limitada por el controlador, es enviada a un inversor de corriente el cual la convierte a corriente alterna. El acoplamiento en serie de estos paneles fotovoltaicos permite la obtención de voltajes mayores en configuraciones sencillas.

Existen dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica:

a) Instalaciones de generación aisladas de la red eléctrica

Los sistemas aislados de energía solar fotovoltaica se pueden utilizar en lugares alejados de la red de distribución eléctrica. Por ejemplo, en casas de campo, refugios de montaña, bombeos de agua, instalaciones ganaderas, sistemas de iluminación, etc.

Estos sistemas se componen principalmente de captación de energía solar mediante paneles solares fotovoltaicos y almacenamiento de la energía eléctrica generada por paneles en baterías. Las celdas fotovoltaicas son virtualmente libres de mantenimiento y tienen una vida útil entre 20 y 30 años (Figura 1.14).



Fuente: <http://www.protermia.com/images/fotovoltaica02.jpg>

Figura 1.14 Aplicación de la energía solar fotovoltaica

b) Instalaciones de generación conectadas a la red eléctrica

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red generan electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos y la inyectan directamente a la red de distribución eléctrica. Actualmente, en países como España, Alemania o Japón, las compañías de distribución eléctrica están obligadas por ley a

comprar la energía inyectada a su red por estas centrales fotovoltaicas. Este tipo de centrales fotovoltaicas puede ir desde pequeñas instalaciones de uno a cinco kW en una terraza o tejado, a instalaciones de hasta 100 kW sobre cubiertas de naves industriales o en el suelo, incluso a plantas de varios MW.

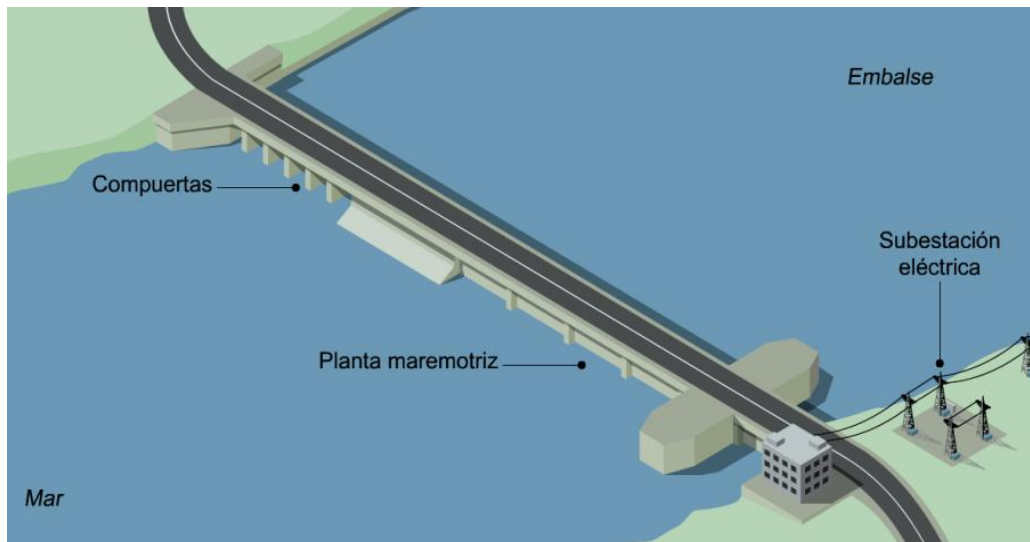
El modelo más desarrollado es el conocido como huerta solar, que consiste en la agrupación de varias instalaciones de distintos propietarios en suelo rústico. Cada instalación tiene una potencia de hasta 100kW. Estas instalaciones pueden ser fijas o con seguimiento, de manera que los paneles fotovoltaicos están instalados sobre unas estructuras que se mueven siguiendo el recorrido del sol para maximizar la generación de electricidad.

Desafortunadamente, esta tecnología no se ha desarrollado por completo en México. Si bien los módulos fotovoltaicos son relativamente simples, su fabricación requiere de tecnología sofisticada que solamente está disponible en algunos países como EUA, Alemania, Japón y España entre otros.

1.2.5. Central Mareomotriz

La energía mareomotriz se debe a las fuerzas de atracción gravitatoria entre la luna, la tierra y el sol y al aprovechar las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse interponiendo partes móviles al movimiento natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito para obtener el movimiento en una dirección.

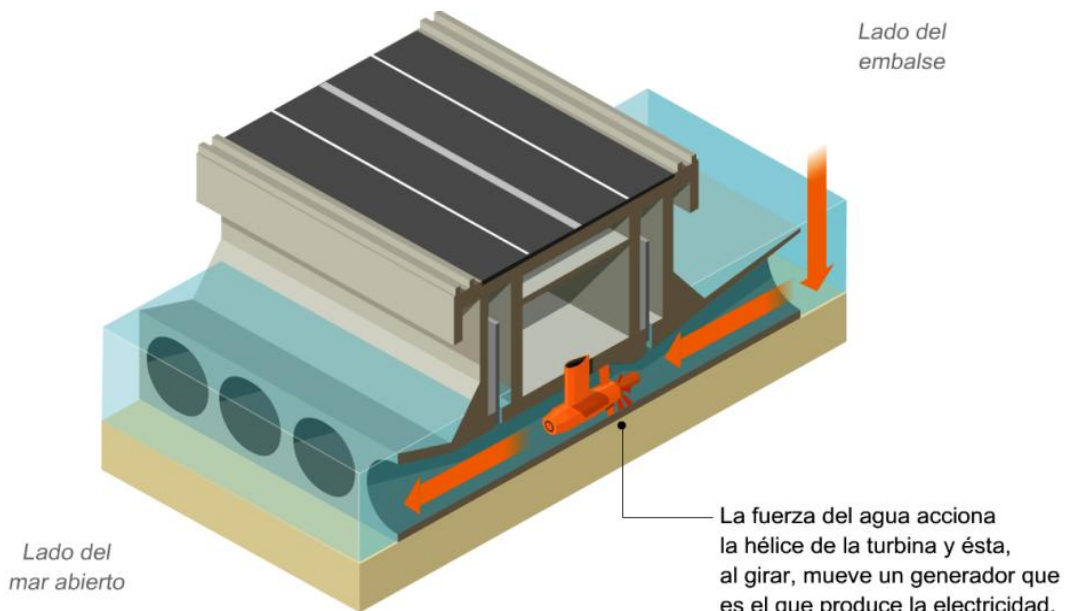
Cuando la marea sube, las compuertas del dique se abren y el agua ingresa en el embalse; al llegar el nivel del agua del embalse a su punto máximo se cierran las compuertas, dejando esta masa de agua atrapada. Durante la bajamar el nivel del mar desciende por debajo del nivel del embalse, lo que ocasiona una diferencia entre el nivel del mar y el agua encerrada en el embalse. Cuando la diferencia entre el nivel del embalse y del mar alcanza su máxima amplitud, se abren las compuertas dejando pasar el agua a través de una red de conductos estrechos, que aumentan la presión hasta accionar las turbinas acopladas a un generador eléctrico (Figura 1.15).



Fuente: <http://www.deciencias.net/proyectos/consumer/mambiente/energiamar.swf>

Figura 1.15 Central Mareomotriz

El lugar ideal para instalar un central mareomotriz es una bahía o un río al que llega el agua de mar y en donde pueda construirse un dique. La construcción de una central mareomotriz es posible sólo en lugares con una diferencia de al menos cinco metros entre la marea alta y la baja (Figura 1.16).



Fuente: <http://www.deciencias.net/proyectos/consumer/mambiente/energiamar.swf>

Figura 1.16 Funcionamiento de la central Mareomotriz

La energía mareomotriz es una fuente que no se agota y que además, es limpia, ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y los costos económicos para instalar los dispositivos ha impedido la proliferación de este tipo de energía.

1.3. Instalaciones para generar vapor

El vapor es el estado gaseoso del agua el cual puede ser generado a través de procesos industriales. Además de ser el medio más común empleado para proporcionar los requerimientos térmicos de las máquinas y los procesos industriales dedicados a la transformación de productos para el ser humano, también es uno de los medios de transmisión de calor de mayor efectividad. Su fácil generación y manejo lo han situado como uno de los servicios auxiliares más útiles en la industria para fines térmicos y/o mecánicos; sin embargo, su producción requiere grandes cantidades de agua y combustibles.

El vapor, generalmente es empleado para los siguientes fines:

- Calentamiento de proceso
- Accionamiento de equipo mecánico
- Barrido y limpieza.

El vapor de agua es de uso común en la industria. Se utiliza para proporcionar energía térmica a los procesos de transformación de materiales a productos, por lo que la eficiencia del sistema para generarlo, la distribución adecuada y el control de su consumo, tendrán un gran impacto en la eficiencia total de la planta. Esta situación se refleja en los costos de producción del vapor y, en consecuencia, en la competitividad y sustentabilidad de la empresa.

En México, la tercera parte de la energía utilizada a nivel nacional es consumida por la industria; de ésta, cerca del 70% proviene de combustibles fósiles distribuidos en la forma siguiente: gas natural como principal recurso (50%), seguido por el combustóleo (21%) y el coque (11%). A este requerimiento energético demandado por la industria, lo conforman principalmente los sistemas de combustión directa como calentadores a fuego directo y calderas. Estas últimas

generan el vapor requerido para suministrar trabajo mecánico y calor a los procesos correspondientes.

En la caldera se produce el calentamiento, la evaporación y posiblemente el recalentamiento y sobrecalentamiento del vapor. La caldera puede incluir algún otro componente en su estructura.

1.3.1. Definición

Un generador de vapor puede definirse como un equipo intercambiador de calor cerrado; sujeto a presión mayor que la atmosférica, el cual transfiere energía a un fluido (generalmente agua) para obtener vapor o agua caliente en la cantidad y calidad (presión, temperatura, humedad, pureza) requeridas.

Lo anterior puede resumirse en que el generador de vapor es un sistema en que se hace hervir agua para producir vapor. Ya que el calor necesario para calentar y vaporizar el agua puede ser suministrado por un hogar¹², por gases calientes recuperados a la salida de otro sistema industrial (horno por mencionar un ejemplo), por irradiación solar o por una corriente eléctrica (Granados, 2000).

Cuando el calor es suministrado por el líquido caliente o vapor que se condensa, se suelen emplear otras denominaciones, tales como vaporizador y transformador de vapor. El generador de vapor aprovecha el calor generado por la combustión de un combustible. Si el generador de vapor está conectado a otros sistemas de los cuales unos calientan el agua (precalentadores de agua, economizadores) o el aire de combustión (precalentador de aire), suele denominarse al conjunto grupo evaporador (Granados, 2000).

La forma de los generadores de vapor ha evolucionado. Los primeros generadores consistían en recipientes cerrados cuya parte inferior, llena de agua, era sometida a la irradiación de un hogar o al contacto de gases calientes. Con el tiempo, los generadores de vapor fueron evolucionando y, con el fin de obtener mayor producción de vapor, incrementaron las superficies de contacto (generadores con hervidores), situados debajo del cuerpo cilíndrico principal y conectados a éste mediante conductos tubulares.

¹² Hogar: Espacio donde se produce la combustión en una caldera.

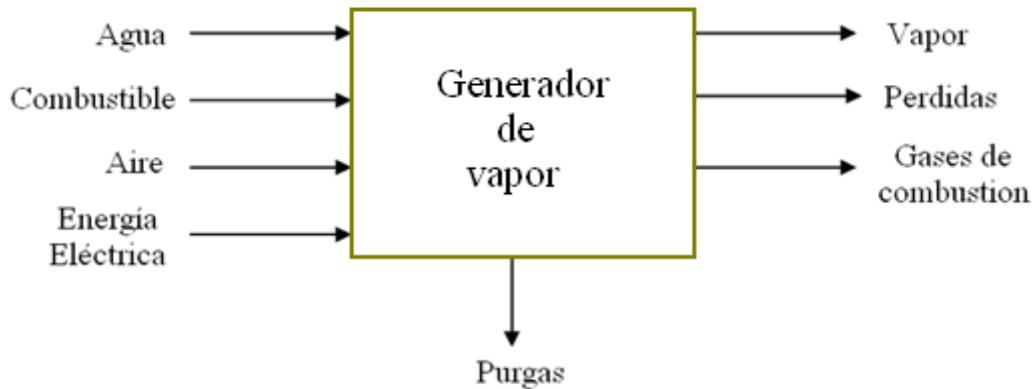
Un generador de vapor no es una caldera. En la actualidad, estos términos hacen referencia al mismo concepto. Sin embargo, una caldera no tiene una combustión variable como un generador de vapor. Cuando el sistema de calentamiento del fluido en una caldera es de arranque y paro, la caldera calentará el fluido al detectar que éste está por debajo de la temperatura deseada y dejará de suministrar calor cuando alcance la temperatura para la cual fue calibrado; mientras que un generador de vapor puede operar en condiciones mínimas de calentamiento o puede elevar la temperatura del fluido a cierto valor y permanecer ahí en tanto que las condiciones de operación se lo permitan. Para mantener operando un generador de vapor dentro de ciertos parámetros, se necesitan lazos de control, lógicas de encendido, apagado y, en caso de emergencia, aire necesario para su operación (Granados 2000).

La diferencia radica en que un generador produce vapor en ciertas condiciones (presión, flujo y temperatura) necesarias para plantas de proceso de manera controlada; mientras que una caldera está diseñada para calentar un fluido.

1.3.2. Funcionamiento

El esquema de operación básico de un generador de vapor inicia cuando el aire y combustible se suministran al hogar de un generador de vapor. El combustible es quemado a altas temperaturas (3,300°F) obteniendo como consecuencia un gran volumen de gases muy calientes. Estos gases posteriormente son movidos a través de varias secciones de la caldera, enfriándose a medida que se mueven, y ceden su calor a superficies más frías como los tubos, en los cuales se encuentra el agua o vapor que reciben este calor. Cuando su temperatura ha sido reducida a un valor de alrededor de 250 °F se descargan a la atmósfera a través de una chimenea.

Los generadores de vapor se utilizan en la mayoría de las industrias debido a que muchos procesos emplean grandes cantidades de vapor. El generador se caracteriza por una capacidad nominal de producción de vapor en toneladas/hora [ton/h], a una presión específica y con una capacidad adicional de caudal en puntas de consumo de la fábrica (Figura 1.17).



Fuente: El autor, a partir de Granados, 2000

Figura 1.17 Esquema básico del generador de vapor

Al generador se le exige mantener una presión de trabajo constante para la gran diversidad de caudales de consumo por lo que debe ser capaz de:

- ✓ Aportar una energía calorífica suficiente en la combustión del gas con el aire;
- ✓ Estar controlado y mantenido dentro de unos límites; y
- ✓ Tener sistema de control seguro en su puesta en marcha, operación y paro.

El funcionamiento del generador debe ser optimizado para lograr una rentabilidad y economía adecuadas.

1.3.3. Partes principales de un generador de vapor

1.3.3.1. Cuerpo.

Dependiendo del modelo, tipo y marca, el tamaño del cuerpo de un generador varía en forma y tamaño. El cuerpo puede ser cilíndrico o rectangular. Los generadores de tubos de humo tienen un cuerpo cilíndrico hecho de chapa de acero y herméticamente cerrado con el objeto de almacenar agua y vapor; se complementa con envolventes y mamparas. En el caso de un generador de tubos de agua, al cuerpo lo forman los domos, los tubos que interconectan los

domos superior e inferior, conocidos como fluxes, y la envolvente, de manera que adquiere una forma rectangular.

1.3.3.2. Hogar.

Es la parte del generador en donde se lleva a cabo la combustión. El hogar en los generadores pirotubulares es un tubo de gran diámetro con perfil corrugado o liso. En los generadores acuotubulares el hogar se ubica en la cavidad que forman los tubos que comunican a los domos.

1.3.3.3. Chimenea.

Es un ducto por el cual se desalojan los gases de combustión a un lugar conveniente, además de ser un sistema efectivo de dispersión de contaminantes.

1.3.3.4. Domos.

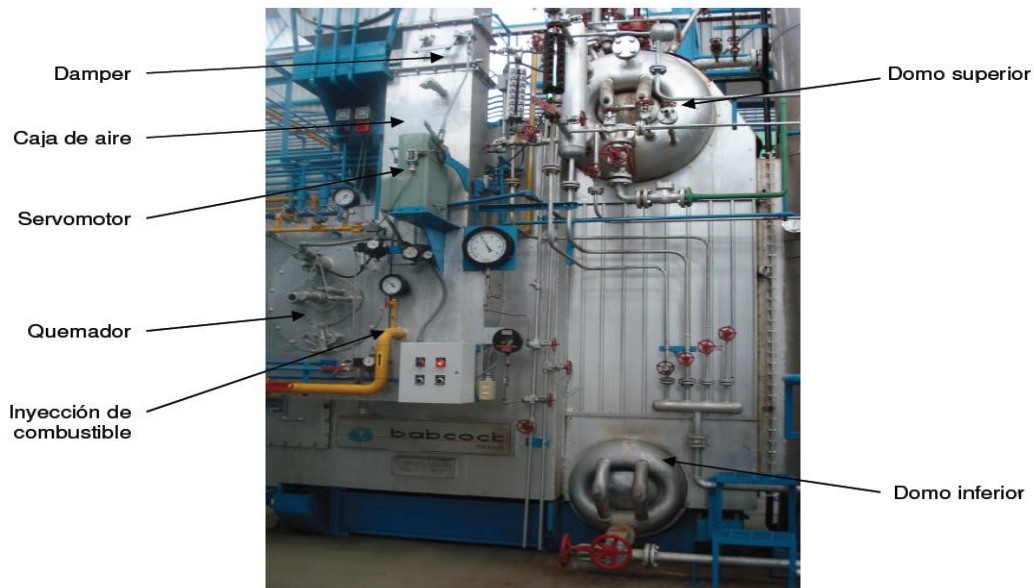
Para el caso de los generadores acuotubulares los domos son dos tanques horizontales, uno superior y otro inferior, conectados por tubos (fluxes) por donde viaja el agua. La inyección de agua al generador de vapor será por el domo superior. Este domo tiene como característica que sólo la mitad del tanque contendrá agua, el resto tendrá vapor. Por esta razón, este tanque estará presurizado de acuerdo a la presión de trabajo de la planta. El domo inferior permanecerá lleno de agua.

1.3.3.5. Caja de Aire.

Es más que un ducto (rectangular) por el cual se direcciona el aire que estará entrando al hogar. Además de su función de contener y soportar al quemador, la caja de aire tiene como función distribuir uniformemente el aire de combustión al quemador.

1.3.3.6. Quemadores.

Son los dispositivos en donde se lleva a cabo la reacción química del aire con el combustible fósil para transformarse en calor, mismo que, posteriormente, servirá para cambiar las propiedades del agua líquida a vapor (Figura 1.18).

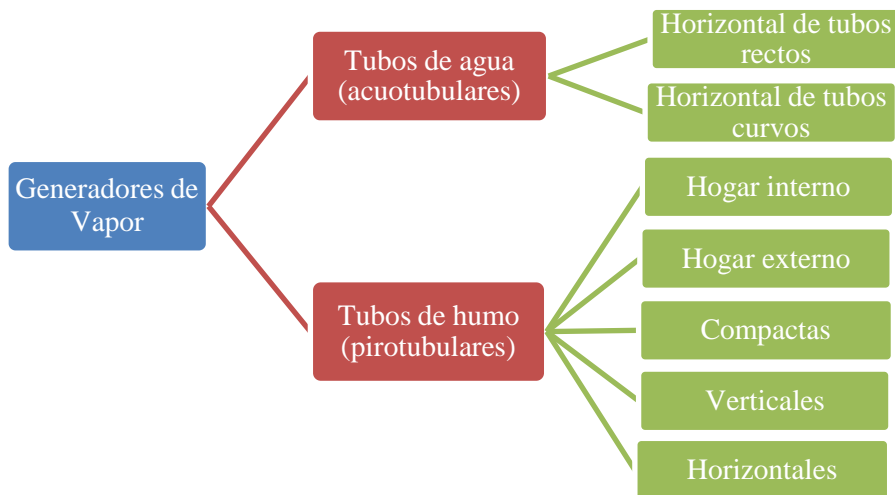


Fuente: Granados, 2000

Figura 1.18 Partes del generador de vapor

1.3.4. Clasificación de los generadores de vapor

En la actualidad los generadores de vapor pueden clasificarse de acuerdo a diferentes criterios. Para fines prácticos en este trabajo de tesis, los clasificaremos con base a la circulación del agua por los tubos del equipo en el siguiente esquema (Figura 1.19).



Fuente: El autor, con datos de Granados, 2000

Figura 1.19 Tipos de generadores de vapor

1.3.4.1. Generadores de vapor tipo pirotubular

En estos equipos, los gases de combustión son obligados a pasar por el interior de unos tubos rectos que se encuentran sumergidos en la masa de agua. Todo el conjunto se encuentra rodeado por una carcasa exterior. Los gases calientes, al circular por los tubos, ceden calor el cual se transmite a través de los tubos y, posteriormente, al agua para la obtención de vapor saturado.

La presión de trabajo normalmente no excede los 20[kg/cm²], ya que a presiones más altas obligarían a espesores de carcasa demasiados grandes. Su producción de vapor máxima se encuentra alrededor de 25[ton/h]. Además, pueden usar combustibles líquidos ó combustibles gaseosos.

Por lo general se emplean donde la demanda de vapor es relativamente baja. Comparados con los acuotubulares, tienen la ventaja de su tamaño compacto que permite fluctuaciones en cuanto a la demanda de vapor. Se diseñan con tubos dispuestos de forma horizontal o vertical y con hogar interno o externo.

1.3.4.2. Generadores de vapor tipo acuotubular

En estos generadores, los gases de combustión circulan por la parte externa de los tubos, mientras que por su interior lo hace el agua.

Estos generadores son más convenientes para grandes capacidades y presiones. Se componen de tubos y domos; los tubos van interconectados a los domos. Los domos almacenan agua y vapor. La circulación del agua va por el interior de los tubos, y por la parte externa de los mismos se tiene la circulación de gases. Una variante en el diseño de tubos de agua es el generador de serpentín para presiones y capacidades bajas.

El generador industrial de tubos de agua produce vapor o agua caliente para aplicaciones de procesos industriales y se utiliza con menor frecuencia para aplicaciones de calefacción. En el diseño de tubos de agua, los tubos contienen vapor y/o agua y los gases, productos de la combustión, pasan alrededor de los tubos. El domo de vapor (superior) y el domo de lodos

(inferior) están conectados por los tubos los cuales forman tanto la sección de convección como el área del hogar.

El diseño del generador industrial de tubos de agua lo hace capaz de generar tanto vapor saturado como vapor sobrecalentado.

Una de sus principales características es su gran espectro de producción de vapor que puede variar desde una pequeña producción, en calderas compactas, hasta grandes producciones de 1,000 [ton/h] y presiones hasta 150[kg/cm²], como es el caso de las centrales termoeléctricas.

A su vez, los generadores tipo acuotubular se clasifican en:

- Compactas (hogar pequeño y hogar grande)
- Horizontales (tubo recto y tubo curvo)
- Alta presión y temperatura
- Lecho fluidizado (burbujeante, circulante, presurizado)

Si bien el agua en forma de vapor es un vehículo para distribuir calor a diversos procesos, nunca se encuentra pura y los elementos que contiene pueden afectar las tuberías y limitar la transferencia de calor en los equipos de proceso. Para mantener la eficiencia de la caldera e incrementar su vida útil es necesario un acondicionamiento que consiste en reducir los depósitos de sólidos e incrustaciones en las superficies de calefacción, así como evitar su corrosión.

1.3.5. Recuperador de vapor (HRSG)

Un recuperador de calor o HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*) es un intercambiador que puede recuperar el calor de un flujo de gas caliente. También es un generador de vapor, ya que el vapor que produce puede ser utilizado en diferentes procesos o para accionar una turbina de vapor.

Una aplicación del recuperador de vapor se encuentra en las centrales de ciclo combinado en donde los gases de escape caliente de una turbina de gas alimentan a un recuperador para que éste genere vapor que, a su vez, va a ser utilizado para impulsar la turbina de vapor. Esta

combinación produce electricidad de manera más eficiente que la producida por la turbina de gas o turbina de vapor por sí solas.

El recuperador de calor también es un componente importante en plantas de cogeneración, ya que tienen mayor eficiencia de manera global en comparación con una planta de ciclo combinado, debido a la pérdida de energía asociada con la turbina de vapor.

Los recuperadores de calor constan de tres componentes principales:

1.3.5.1. El evaporador.

Es un intercambiador de calor entre fluidos. Mientras uno de ellos se enfría, disminuyendo su temperatura, el otro se calienta aumentando su temperatura y pasando de su estado líquido original a estado vapor.

1.3.5.2. El sobrecalentador.

El sobrecalentador, es básicamente un intercambiador cuyo objetivo es conseguir un vapor a alta temperatura que no sufra problemas de condensación en su camino desde la caldera hasta el proceso.

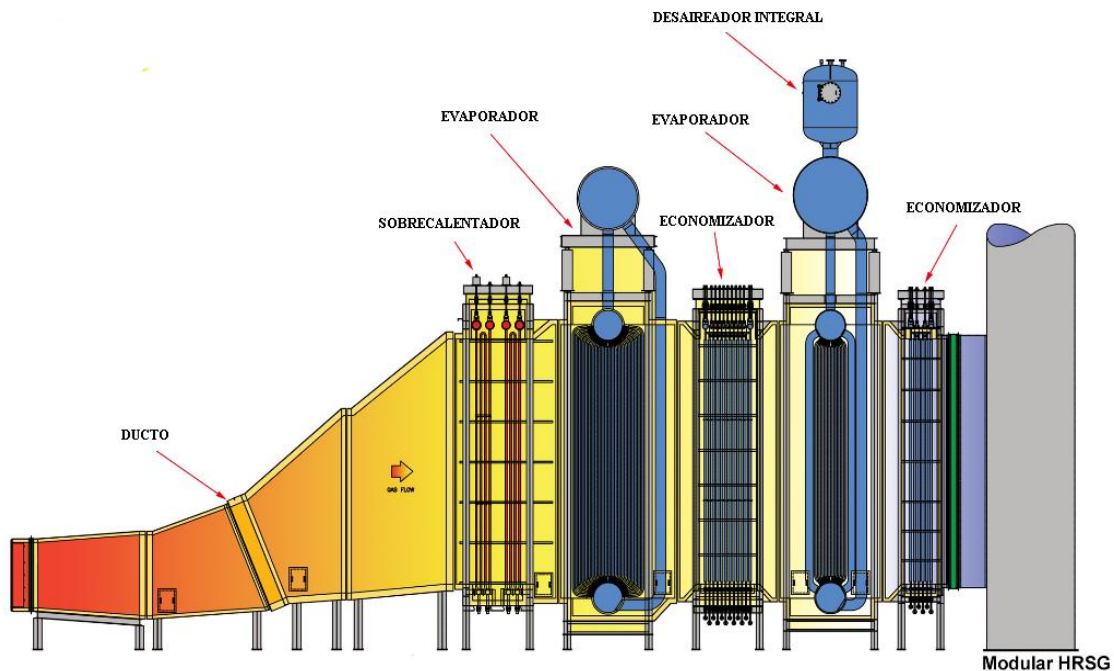
1.3.5.3. El economizador.

Es un dispositivo mecánico de transferencia de calor que calienta un fluido hasta su punto de ebullición, sin pasar de él.

Estos componentes se colocan juntos para satisfacer las necesidades de funcionamiento de la unidad. El equipo principal, consta de tres secciones: de baja presión, media presión y alta presión. Cada una de estas secciones tiene además una sección de evaporación en donde el agua es convertida en vapor. Este vapor pasa a través de los sobrecalentadores para incrementar su temperatura y presión, sobrepasando al punto de saturación.

Los recuperadores de calor están diseñados para ser enviados como una unidad totalmente montable. Pueden ser utilizados para el tratamiento de residuos de calor, usualmente por debajo de 20MW; además, pueden tener una caldera refrigerada para obtener una mejor eficiencia.

Algunos recuperadores de calor incluyen algunos suplementos o ductos de disparo. Estos quemadores adicionales proporcionan más energía a los recuperadores los cuales, a su vez, producen más vapor y, por tanto, incrementan su salida hacia la turbina de vapor. Por otro lado, el recuperador de calor también tiene desviador de válvulas para regular el flujo de entrada. Esto permite que la turbina de gas pueda seguir funcionando cuando no haya demanda de vapor (Figura 1.20).



Fuente: El autor, a partir de: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/en/f/f3/HRSGPoster.jpg>

Figura 1.20 Recuperador de calor

Conclusiones

El objetivo principal de éste primer capítulo ha sido el de presentar el diferente uso de las tecnologías para la generación de electricidad. Nos damos cuenta que, sea cual sea la generación eléctrica, todo proceso termina en un generador eléctrico, ya que es aquí en donde, a través del movimiento impulsado por cualquier tipo de fluido, se transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

En la primera parte, abordamos aquellas tecnologías de generación con recursos fósiles no renovables, dando a conocer el funcionamiento de cada una de ellas y presentando las centrales existentes en México con un ejemplo de cada una de ellas.

Es necesario recalcar que, gracias al proceso científico y tecnológico, ha sido posible desarrollar nuevas formas de energía que utilizan los recursos renovables, de los que hablamos en la segunda parte de éste capítulo, como son: la solar, geotérmica, mareomotriz, eólica e hidráulica entre otras. Gracias a los altos potenciales regionales de aprovechamiento y al avanzado desarrollo tecnológico, éstas son competitivas y pueden satisfacer necesidades energéticas. Más aun, ofrecen la posibilidad de construir un sistema sustentable de producción de energía debido a sus ventajas ambientales, sociales e industriales.

Estas energías contrastan con la naturaleza finita de los recursos fósiles nacionales cuyas reservas probadas y que, según las últimas evaluaciones, se agotaran en los próximos 20 años, de continuar la misma tasa de explotación. Cabe mencionar que las restricciones ambientales han traído también un gran crecimiento de las energías renovables y la aparición de tecnologías de combustión limpia.

Por último presentamos una visión de las instalaciones para generar vapor las cuales incrementan la eficiencia energética y los procesos de generación eléctrica, como lo es la cogeneración. Estos esquemas son ampliamente rentables en plantas que realizan procesos industriales con una elevada relación calor-electricidad; y es en éstos en los que se presentan los mayores beneficios económicos para la generación de electricidad.

Capítulo 2

Esquemas de Cogeneración

Introducción

La electricidad es la forma de la energía más adecuada para numerosas aplicaciones tanto en la industria como en el sector residencial. Sin embargo, a la hora de transformar la energía para poder consumirla, existen pérdidas sustanciales en los procesos convencionales de generación.

Al paso de los años, la industria ha tenido la necesidad de mejorar sus procesos buscando la mayor eficiencia en la generación. Por ello, se han desarrollado alternativas para incrementar los procesos a un menor costo.

La cogeneración surge como alternativa a estos problemas por ser un sistema de alta eficiencia energética que permite producir, de manera conjunta, dos tipos de energía a partir del mismo combustible. Cabe mencionar que la producción combinada de calor y potencia ya se ocupaba en las industrias que aprovechaban el vapor de los procesos para la calefacción en general.

En este segundo capítulo se explicará primeramente el concepto de cogeneración definiendo su principio y las ventajas y desventajas que proporciona esta tecnología. Posteriormente, examinaremos los elementos de los sistemas de cogeneración, y sus diferentes arreglos.

En un tercer momento, explicaremos detalladamente cada una de las tecnologías de la cogeneración: su principio de operación, su clasificación y su aplicación en la industria y en el sector público y terciario.

Por último, pondremos un énfasis en el potencial de cogeneración, en el mundo y en México.

2.1. Concepto de Cogeneración

La palabra cogeneración sirve para definir una serie de procedimientos empleados por los industriales para cubrir sus propias necesidades de energía mecánica o eléctrica con el calor residual que se reutiliza en las centrales térmicas. Su importancia fue disminuyendo a medida que se extendían las redes de distribución de energía eléctrica y bajaban los costos de energía primaria.

En la actualidad, ha crecido como consecuencia del encarecimiento de la energía eléctrica generada en las centrales térmicas convencionales, aprovechando la mayor parte de la energía contenida en el combustible inicial.

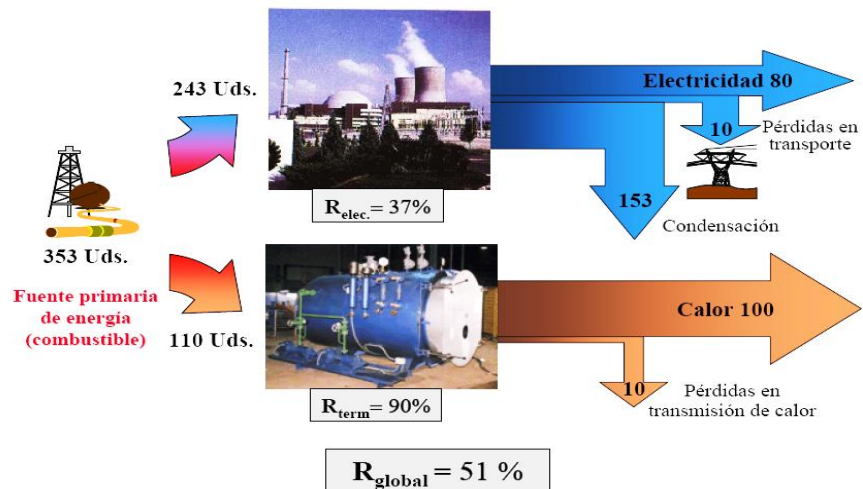
2.2. Cogeneración y generación convencional

Debido a que las fuentes de energía eléctrica renovable existentes no pueden satisfacer la demanda energética, es necesaria la búsqueda de algunas políticas que fomenten el mejor uso de los combustibles y el ahorro energético.

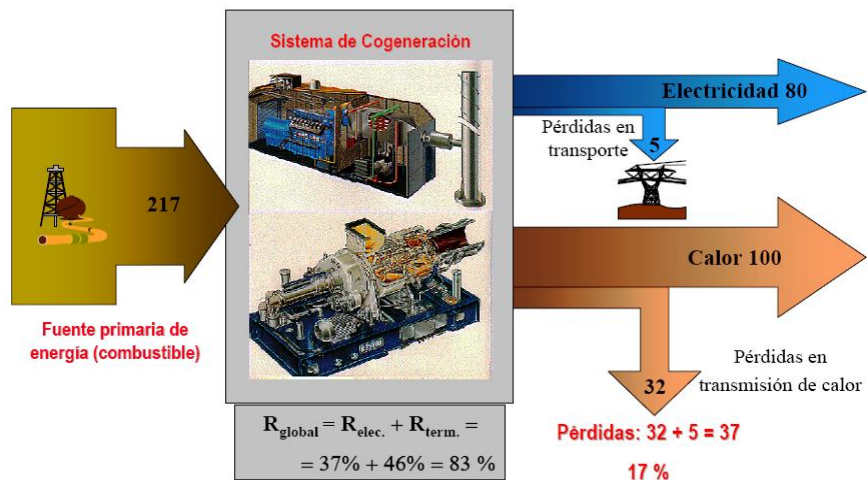
Por otro lado, la mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales requieren de vapor y calor a baja temperatura; además, la producción de energéticos primarios como los hidrocarburos es limitada y por ello, la industria tiene la necesidad de utilizar tecnologías con elevados rendimientos de tal manera que la energía se obtenga y consuma de forma eficaz.

Generalmente, estas dos funciones de generar electricidad y producir calor se hacen por separado, con una eficiencia más baja que si se combinan en un sistema de cogeneración.

Si se compara un sistema que produce únicamente vapor para un proceso industrial con un sistema que, además de generar vapor para ese proceso, genere una cantidad adicional de vapor para mover una turbina acoplada a un generador y producir electricidad, puede determinarse que la cantidad de combustible por unidad de potencia eléctrica resultante es muy inferior a cuanto se requiere de una planta termoeléctrica convencional (Figura 2.1).



a) Generación de electricidad y producción de calor por separado



b) Sistema de Cogeneración

Fuente: <http://www.emc.uji.es/asignatura/obtener.php?letra=3&codigo=59&fichero=1086018750359>

Figura 2.1 Producción separada de electricidad y calor y su combinación en un sistema de cogeneración

En una planta de cogeneración, el combustible empleado para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor que el utilizado en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado; es decir, que del 100% de energía contenida en el combustible en una termoeléctrica convencional, sólo 33% se convierte en energía eléctrica mientras que el

resto se pierde a través del condensador, los gases de escape y las pérdidas mecánicas y eléctricas, entre otras.

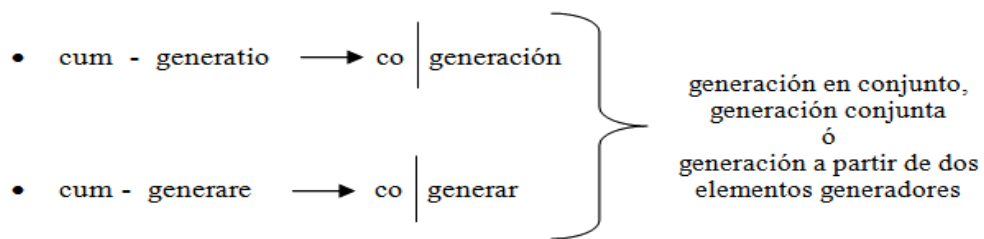
En los sistemas de cogeneración se aprovecha hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-30%) eléctrico y (59-54%) térmico¹. En algunos casos, estas centrales pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%.

La energía térmica normalmente implica renovación y mantenimiento en las calderas de la fábrica o industria, ya que lleva a eliminar sus equipos más obsoletos y dejar los más nuevos y eficientes para situaciones de emergencia o para complemento de los equipos de la central.

Los equipos térmicos de las centrales de cogeneración son, de hecho, muy convencionales. En muchos casos son equipos que no disponen de un proceso de combustión, lo que prácticamente elimina su mantenimiento y permite que su disponibilidad sea muy elevada.

2.2.1. Definición de Cogeneración

El término “cogeneración”, es una palabra compuesta que proviene del latín.



¹ Los porcentajes mencionados de la energía del combustible utilizado son los proporcionados por la CONAE en su página de internet

A partir de la definición de J. Sala Lizárraga, proponemos la siguiente descripción:

La cogeneración es una técnica que permite la producción conjunta y secuencial de energía eléctrica o mecánica y de energía térmica, aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de la misma fuente de energía primaria.

Existen también otras numerosas definiciones y expresiones que se han venido utilizando en relación a este concepto. El término cogeneración sustituye a lo que los industriales americanos denominaron “*combination plants*”, “*inplant generation*” o “*by product power*”, y en sabiendo que su uso más común es la producción combinada de calor y electricidad en diversas formas (vapor, agua caliente, gases calientes, etc.), la cogeneración es también conocida por sus siglas en inglés CHP (*Combined Heat and Power*), con que se califican aquellas instalaciones destinadas a un autoabastecimiento energético completo.

Por otro lado, empleamos este término para describir el concepto de producción combinada de potencia y calor, y aunque la palabra cogeneración fue inventada a finales de la década de 1970. Tal combinación ya fue empleada tiempo atrás. Actualmente, los beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo de combustibles han hecho de la cogeneración un factor representativo para la industria aprovechando la energía sobrante que, de otra forma, se desperdiciaría.

El caso más típico de cogeneración lo constituye el sistema empleado en una planta termoeléctrica en donde el vapor de agua, obtenido mediante la combustión de combustibles fósiles, entra primero, a temperatura y presión elevadas, a una turbina de vapor que desarrolla una potencia mecánica y hace funcionar un generador de carga eléctrica. El vapor que sale de la turbina, a temperatura y presión más bajas que las de entrada, se utiliza para proporcionar energía térmica a alguna instalación industrial que requiera vapor para algún proceso. De esta manera se aprovecha la energía térmica contenida en el vapor que sale de la turbina, en lugar de desperdiciarla al condensar el vapor y descargarlo a la atmósfera por la chimenea del generador de vapor (Burgos & Elizalde, 1995).

Puede también considerarse como una forma de cogeneración, la recuperación del calor producido por la combustión de subproductos y desechos tales como el gas de alto horno, o del calor contenido en los gases de combustión que salen de una turbina de gas.

En algunos esquemas de cogeneración, el vapor se aprovecha para accionar equipos de bombeo, compresión o molienda; en otros, para suministrar calor a los procesos petroquímicos y de refinación de la industria petrolera. También se aplica en procesos de destilación para la industria azucarera, química, cervecera y de secado en la industria papelera.

Este aprovechamiento simultáneo de electricidad y calor permite obtener elevados índices de ahorro energético, así como una disminución importante en el uso de combustibles, sin alterar el proceso productivo.

2.2.2. Ventajas e inconvenientes de la cogeneración

Como toda tecnología, a pesar de las grandes y muchas ventajas que tiene la utilización de la cogeneración, existe una serie de inconvenientes que se necesitan tomar en consideración antes de decidir la realización de un proyecto de estas características.

Las ventajas principales de la cogeneración son:

✓ Rendimientos elevados.

El rendimiento térmico de las grandes plantas modernas de potencia es alrededor del 40%; pero, teniendo en cuenta la utilización de las plantas antiguas, más pequeñas y de rendimientos inferiores, se puede considerar que el rendimiento medio de generación eléctrica es del 30%. Por lo tanto, se pierde una gran cantidad de energía en forma de calor residual. Produciendo electricidad y vapor conjuntamente por generación, el rendimiento medio puede oscilar entre el 50% y el 85%.

- ✓ **Disminución de la contaminación.**

El mejor aprovechamiento de la energía supone una disminución de la contaminación, ya que disminuye el consumo de combustibles fósiles y, por lo tanto, se generan menos emisiones de CO₂ al medio ambiente.

- ✓ **Diversificación energética.**

La cogeneración permite aprovechar calores residuales y combustibles derivados de los procesos; además, ofrece la posibilidad a la empresa eléctrica de que por cada MW cogenerado en la industria particular se deje de demandar de la red esa misma cantidad. Así, la empresa eléctrica queda en posibilidad de destinar esa carga a otro consumidor.

- ✓ **Ahorro económico.**

El ahorro de material reduce los costos de generación y distribución de electricidad respecto a los sistemas convencionales. Además, las empresas tienen la posibilidad de vender el exceso de energía eléctrica producida.

- ✓ **Incremento de la garantía de suministro eléctrico.**

En caso de fallo de suministro de electricidad por parte de la compañía, la autosuficiencia en el abastecimiento de los procesos propios de la producción soluciona esa falla.

- ✓ **Legislación más favorable.**

La legislación de la mayor parte de países industrializados favorece la instalación de plantas de cogeneración bajo condiciones de rendimientos mínimos y niveles de producción.

- ✓ **Mejora industrial.**

La cogeneración posibilita la industrialización de zonas alejadas de las redes de distribución de alta tensión. En el caso de centros de desarrollo industrial se puede pensar en sistemas que proporcionen energía térmica y eléctrica a diferentes industrias.

✓ Independencia de suministro de energía eléctrica.

En algunos procesos industriales, un corte del suministro de energía eléctrica puede provocar graves problemas. La existencia de un grupo de cogeneración garantiza una continuidad de suministro, al ser posible una interconexión del sistema local con la red.

✓ Mayor eficiencia y calidad en el servicio

Con un sistema de cogeneración en una industria que requiere alta calidad de suministro de energía eléctrica, se pueden eliminar las variaciones de tensión y frecuencia que ocurren en la red comercial, así como una mayor eficiencia en la generación, transporte, distribución de la electricidad y calor, debido a que la energía se genera en el mismo lugar donde se consume.

Por otra parte, los inconvenientes principales son:

× Inversión adicional.

Los sistemas de cogeneración requieren un inversión sustancial que muchas compañías no están dispuestas a gastar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable; además, la instalación de los equipos de cogeneración supone una restructuración sobre la planta de producción y una actividad que generalmente no es la propia de la empresa.

× Aumento de la contaminación local.

Aunque el ambiente tolere cierto nivel de contaminación, el aumento del consumo de combustible en la propia planta provoca un aumento de la contaminación local.

× Normativa compleja.

Es necesaria una reglamentación adecuada para regular y resolver los posibles puntos conflictivos en las relaciones cogenerador y compañía eléctrica, siempre que estas supongan un beneficio real para el medio ambiente y el ahorro energético.

- × **Equipo complejo.**

Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas calificadas en esta área.

- × **Fluctuación económica.**

En algunos proyectos, el gasto de la cogeneración puede ser muy sensible por los costos de energía eléctrica y combustibles, siempre impredecibles, aunque la tendencia normal va al alza, por lo menos a mediano plazo.

Para saber si el proyecto resulta factible y rentable para una empresa, se deberán realizar distintos estudios de viabilidad para detectar el alcance del proyecto según las características de cada industria y sector. Como la base de la cogeneración es sustentada por las necesidades del ciclo, térmico, la innovación surge al aprovechar al máximo ese ciclo térmico que incremente su rendimiento mediante la producción de energía eléctrica.

2.3. Elementos de los sistemas de cogeneración

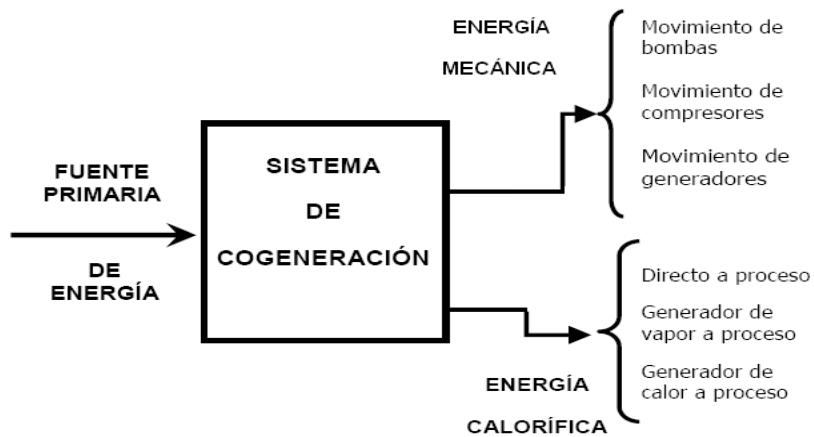
Para estudiar los sistemas², es necesario contar con modelos que faciliten su comprensión y describan el comportamiento del sistema estudiado. Sin embargo, es de mucha utilidad que los sistemas puedan agruparse para poder ser clasificados.

A diferencia de un sistema convencional que produce electricidad o energía térmica por separado, el sistema de cogeneración convierte la energía contenida en el combustible en dos tipos de energías:

- Energía mecánica y/o eléctrica
- Energía térmica y/o calorífica, (vapor útil o gases calientes para proceso).

² Un sistema es la combinación de elementos o componentes que actúan de manera conjunta para realizar una función definida.

En la cogeneración, la energía eléctrica se obtiene a partir del aprovechamiento de la energía de los gases de combustión en alto nivel energético; y la energía térmica es producto de los gases que se introducen a recuperadores de calor para la producción de vapor el cual, a su vez, se utiliza en turbinas de vapor acopladas a un generador eléctrico (Figura 2.2).



Fuente: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_685_1_descripcion_gene/_rid/6241?page=4

Figura 2.2 Esquema general de un sistema de Cogeneración

Un sistema de cogeneración reemplaza a la central generadora con un equipo que genera la energía eléctrica requerida y aprovecha el calor de los gases de escape de la turbina para generar vapor. Para su mayor efectividad, se requeriría la selección de la configuración general del sistema, del tipo, tamaño, número y características de las unidades motrices y complementarias, además de los parámetros de suministro.

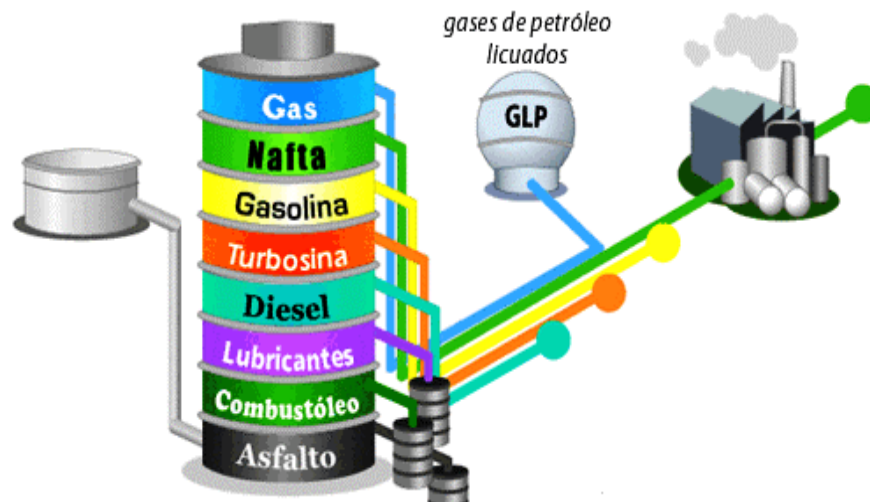
Los principales elementos que constituyen un sistema de cogeneración son:

2.3.1. Fuente de energía primaria

Las fuentes de energía primaria utilizadas en cogeneración, en orden de importancia, pueden dividirse en: gas natural, combustibles líquidos (combustóleo, propano, etc.) y otros combustibles como el carbón, el calor residual y la biomasa. En muchos países la cogeneración se realiza actualmente con gas natural, debido a la introducción de turbinas y motores de gas cuya

tecnología se ha adaptado perfectamente a las necesidades de la cogeneración. Por otro lado, su precio es accesible y hay gran disponibilidad en el mercado.

El gas y el combustóleo suponen aproximadamente un 90% del mercado de la cogeneración (Figura 2.3).



Fuente: <http://cuentame.inegi.gob.mx/economia/petroleo/imagenes/entrada/refinacion.gif>

Figura 2.3 Fuente de energía primaria para la generación de electricidad en un sistema de cogeneración

2.3.2. Elemento motor o primotor

El componente más importante de un sistema de cogeneración es el motor primario o primotor, el cual convierte la energía del combustible en la energía que suministra la flecha. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores alternativos o de combustión interna.

2.3.2.1. Turbina de vapor.

Es una máquina térmica que transforma la energía de un flujo de vapor de agua en energía mecánica. Las turbinas son máquinas de flujo permanente en las cuales el vapor entra por las toberas y se expande hasta lograr una presión más pequeña, reduciendo su energía interna. Al hacerlo, el chorro de vapor adquiere gran velocidad y logra que gran parte de la energía cinética

de este chorro sea cedida a los alabes de la turbina y la otra, a los cangilones³ de una rueda hidráulica.

2.3.2.2. Turbina de Gas.

Es un motor térmico rotativo de flujo continuo que se caracteriza por presentar una baja relación peso-potencia y una velocidad de giro muy elevada, también llamada turbina de combustión por utilizar el flujo de gas caliente (producto de la combustión), el cual se expande realizando un trabajo para convertir la energía térmica en energía mecánica. La turbina está compuesta por el generador de gases (el cual contiene un compresor, una o varias cámaras de combustión y la turbina de gas) y la unidad generadora de potencia.

2.3.2.3. Motores de Combustión.

El motor alternativo de combustión interna es un motor endotérmico⁴ volumétrico, (basado en el mecanismo pistón-biela-manivela) que funciona a partir del volumen variable generado en el recinto de combustión por el movimiento de un pistón guiado en el bloque motor y que ésta unida a la biela, y esta, articulada al cigüeñal, consigue el movimiento rotativo. Debido a su diseño, el motor, utiliza el calor generado por la combustión como energía para producir el movimiento giratorio.

2.3.3. Sistema de recuperación de calor

Existe una gran variedad de equipos para la recuperación del calor, por lo que la selección adecuada de éste dependerá del uso que se le quiera dar. En caso de necesitarse vapor de una cierta temperatura y presión, se utilizan calderas de recuperación de calor con circulación natural o forzada. Si se pretende alimentar un sistema de secado, los propios gases de escape del motor (ya sea una turbina o un motor alternativo) son utilizados directamente. Si el objetivo es el calentamiento de un fluido (por ejemplo agua para calefacción y agua caliente sanitaria), se puede utilizar un intercambiador de calor. Si el objetivo es la producción de frío mediante ciclos

³ Recipiente encargado del transporte de material

⁴ Reacción química que absorbe calor.

de absorción, se pueden obtener temperaturas de unos 4°C, sin congelación de agua (Severns et al, 1961).

Todos éstos pueden ir desde sistemas de baja presión de distribución de vapor a la salida de las extracciones de las turbinas hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas.

Más concretamente:

2.3.3.1. Calderas de recuperación de calor en un ciclo combinado.

En ellas, el recuperador es el elemento que aprovecha la energía de los gases de escape de la turbina de gas transformándola en vapor. Posteriormente, ese vapor puede transformarse en electricidad en el turbogenerador o ser utilizado directamente en procesos industriales o bien emplearse en la producción de calor en sistemas de calefacción centralizados.

2.3.3.2. Regeneradores o Intercambiadores de calor.

Se emplean en las turbinas de gas en donde los gases de escape pasan por el interior de los tubos y el aire a calentar se obliga a pasar a lado de la superficie externa de los mismos, consiguiendo así una transmisión de calor a contracorriente.

2.3.4. Sistema de aprovechamiento de la energía mecánica

El aprovechamiento de la energía mecánica en un sistema de cogeneración es de mucha importancia, debido a que dentro del sistema existen elementos (como el generador eléctrico) el cual utiliza la energía mecánica del sistema de cogeneración para la producción de la energía eléctrica. Además, éste no solo acciona al generador sino a otros elementos vitales como lo son las bombas y compresores.

2.3.4.1. Generadores eléctricos

Son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos, dispuestos sobre una armadura, también llamada alternador o dinamo.

2.3.4.2. Bombas

Son elementos destinados a comunicar presión y velocidad a los fluidos. Reciben energía mecánica de un motor eléctrico o térmico y generalmente son de poco peso.

2.3.5. Sistema de control

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del primotor, la operación segura del sistema de recuperación de calor y, en general, para la operación eficiente del sistema. Aquí nos referimos a todos aquellos periféricos como lo son tuberías, válvulas, tableros de control, etc.

2.3.5.1. Tuberías

Son, quizá, los elementos más importantes y sencillos en la conducción de fluidos. Son piezas cilíndricas, huecas, de diferentes materiales: hierro fundido, acero, cobre, aluminio, concreto, etc. El material depende del servicio y del fluido a conducir.

2.3.5.2. Tableros de control

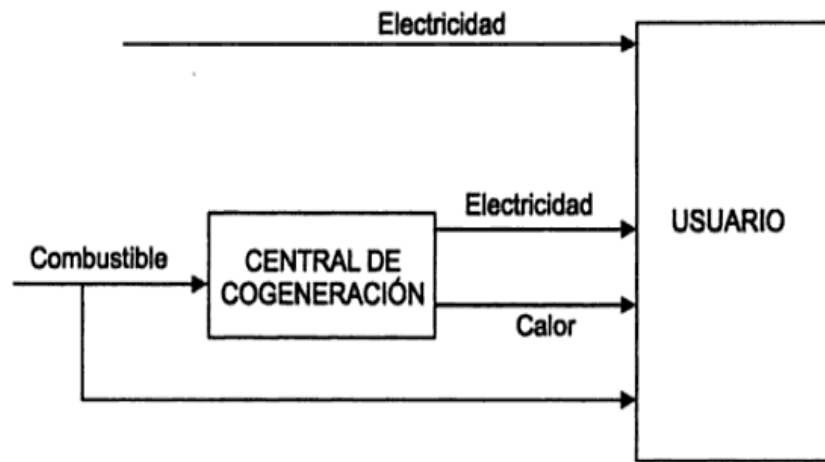
Son los soportes de los sistemas de protección, control, alarmas, lámparas de señalización, etc. A través de los cuales se controla toda la instalación de que se trate.

2.4. Clasificación de los sistemas de cogeneración

El proceso secuencial de generación y consumo de calor útil y electricidad admite dos posibilidades en los sistemas de cogeneración:

2.4.1. Ciclo superior o “de cabecera” (*Topping*)

El sistema de ciclo superior, es el más frecuente, y es aquel en donde la energía mecánica es producida inicialmente y la energía térmica residual es empleada en instalaciones industriales o comerciales. La ventaja de estos sistemas es mayor mientras más bajas sean las presiones y temperaturas de la energía térmica requerida. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa, papel, azucarera, cervecera, alimenticia, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 ° C a 600°C, tienen un campo de aplicación más amplio ya que permiten una mayor versatilidad en la selección del equipo (Figura 2.4).



Fuente: <http://books.google.com.mx/books?id=nDvvjZXNxy0C&pg=PA174&lpg=PA174&dq=sistema#PPA180,M1>

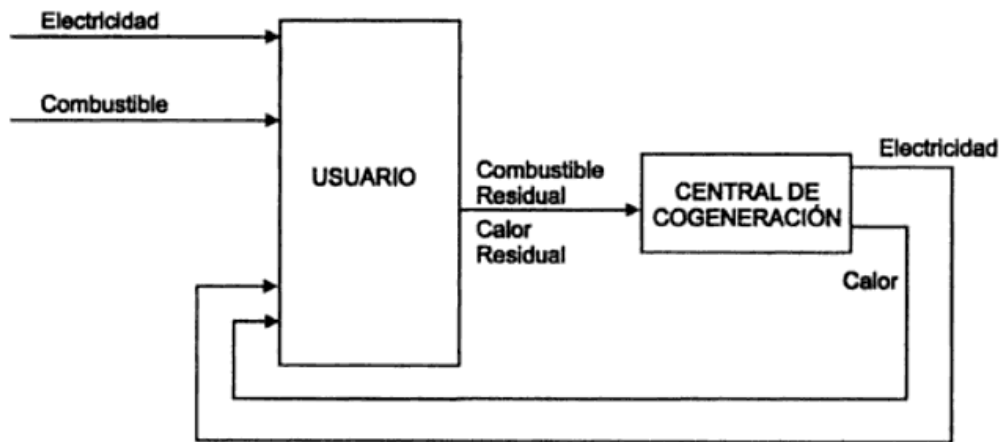
Figura 2.4 Ciclo superior (*Topping*)

2.4.2. Ciclo inferior o “de cola” (*Bottoming*)

Los sistemas de ciclo inferior son contrarios, a los sistemas de ciclo superior. Se denominan de este modo a aquellos sistemas en que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica. En otras palabras, se trata de un proceso industrial del usuario que produce un calor o combustible residual el cual se utiliza para obtener electricidad o calor útil en el sistema de cogeneración.

Estos ciclos están normalmente asociados con procesos industriales en los que se dan altas temperaturas, como lo son la industria siderúrgica, minera, cementera y las que se presentan en la producción de productos químicos como amoníaco, etileno, etc. En estos procesos resultan calores residuales de 300°C a 900°C, que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Regularmente, los calores residuales que son utilizados en estos ciclos son efluentes⁵ corrosivos, por lo que se requiere el uso de intercambiadores de calor muy costosos (Figura 2.5).



Fuente: <http://books.google.com.mx/books?id=nDvvjZXNxyOC&pg=PA174&lpg=PA174&dq=sistema#PPA180,M1>

Figura 2.5 Ciclo inferior (*Bottoming*)

⁵ Efluentes: término empleado para designar las aguas con desechos sólidos, líquidos o gaseosos, emitidos por viviendas y/o industrias, generalmente, a los cursos de agua.

Por otra parte, estos ciclos tendrán sentido cuando se disponga de una energía térmica residual importante procedente de un proceso industrial. Esta energía se podrá utilizar en una caldera de recuperación de calor para generar energía eléctrica mediante una turbina de vapor de condensación.

2.5. Diferentes tecnologías de cogeneración

La gran variedad de procesos industriales hacen que la cogeneración tenga y busque nuevas aplicaciones. Estas podrán ser tan variadas como las necesidades de los procesos industriales. Dentro de estas aplicaciones, existen las más comunes o las de mayor utilización ya que cada tecnología tiene características propias que deberán ser consideradas según los requerimientos específicos del lugar.

Los elementos motores normalmente utilizados en estos sistemas son:

2.5.1. Cogeneración con turbina de vapor

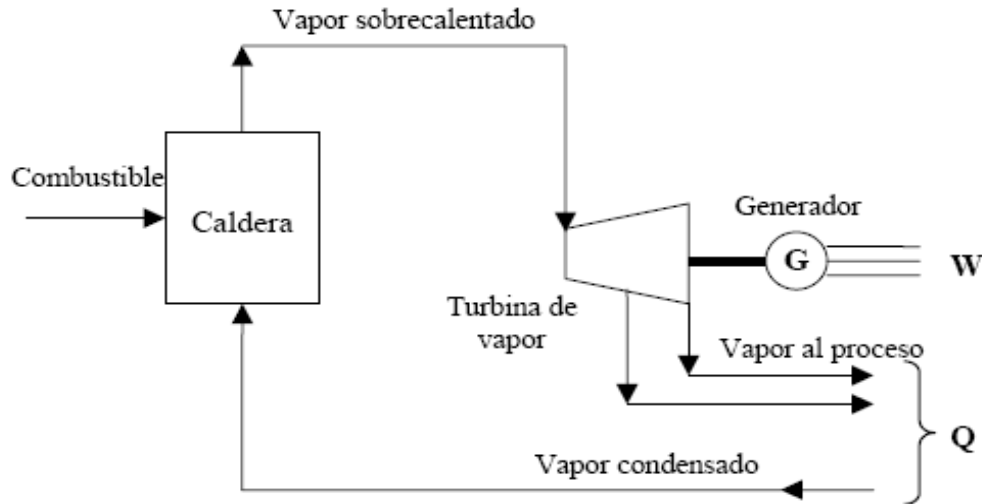
Las turbinas de vapor son máquinas térmicas motoras cuyas aplicaciones comprenden desde las centrales eléctricas hasta los sistemas industriales de vapor. Para ser rentables, deben utilizarse en un rango de potencias de kW hasta cientos de MW. En la actualidad es el esquema más empleado en la generación convencional de energía eléctrica pero, en la cogeneración, su importancia es más limitada. Los ciclos de la turbina de vapor son utilizados por grandes usuarios que generalmente utilizan vapor a media o alta presión.

Los principales componentes de una instalación con turbina de vapor son: la caldera de generación de vapor, una turbina de vapor y los dispositivos de recuperación de calor.

En el esquema de cogeneración con turbina de vapor, el combustible se introduce en una caldera de vapor en donde se quema y genera un vapor de alta presión y temperatura, Este vapor se expande en la turbina provocando la energía mecánica necesaria para accionar al generador.

A la salida de la turbina, el vapor a baja presión y la alta temperatura, resultante de la expansión dentro de la turbina, se aprovecha en los procesos posteriores. Una vez usado el calor del vapor

en los consumos, el vapor condensado retorna a la caldera. Estos sistemas de cogeneración funcionan bajo el ciclo Rankine⁶ (Figura 2.6).



Fuente: (García & Vásquez, 2006)

Figura 2.6 Cogeneración con turbina de vapor

Para este sistema, la generación de energía eléctrica por unidad de combustible es menor que en la turbina de gas (generalmente del orden de 15%), aunque la eficiencia general del sistema es más alta debido a la producción de la energía térmica del orden del 75% (CONAE, 2008).

La principal ventaja del uso de esta turbina consiste en emplear combustibles baratos o de menor calidad (como el carbón mineral y los residuos líquidos del petróleo), pero tienen la desventaja de que su eficiencia es baja y requieren de sistemas que retiren los contaminantes (óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas) de los gases de combustión.

Las condiciones de operación pueden variar en un rango muy amplio. Para las aplicaciones de cogeneración el rango de presión del vapor puede alcanzar 100 bar, mientras que la temperatura alcanza 450°C. Estos sistemas tienen un porcentaje de confiabilidad del 95% y una esperanza de vida de 25 a 35 años aproximadamente. El periodo de instalación es largo, de 12 a 18 meses para unidades pequeñas, y de hasta tres años para sistemas en gran escala.

⁶ Ver anexo 1.1

2.5.1.1. Clasificación de turbinas de vapor

Las turbinas de vapor pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios. A continuación la Tabla 2.1 presentará la clasificación más usual.

Tabla 2.1 Clasificación de las turbinas de vapor

I	Tipo de toberas y álabes	Acción Reacción
II	Movimiento del vapor	Axial Radial
III	Número de etapas	Una etapa Multietapa
IV	Condiciones de la descarga	Condensación Contrapresión Extracción Inducción
V	Tipo de servicio	General Aplicaciones críticas

Fuente: El autor, a partir de Sala, 1994.

En función de los requerimientos de vapor y energía para cogeneración, destacan las de condiciones de carga:

a) De contrapresión

La utilización de una turbina de contrapresión en un sistema de cogeneración implica que el vapor será extraído de la turbina a la presión y temperatura requeridas en el proceso, enviándola directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico.

Este sistema se caracteriza por incluir la instalación más simple y de máxima economía. El inconveniente radica en que este tipo de instalación está condicionado a que la demanda de electricidad corresponda al trabajo que se ha obtenido del vapor pero, en la práctica, esta situación no se presenta debido a que la demanda eléctrica y de vapor fluctúan ampliamente, lo

que nos lleva a decir que la electricidad producida es relativamente baja con respecto a la energía térmica aprovechable.

b) De contrapresión con extracción

El concepto “de extracción” en las turbinas de contrapresión indica que la presión de extracción se mantiene constante al variar el caudal del vapor extraído por medio de un regulador de presión, el que, a su vez, actúa sobre el vapor de entrada en la turbina.

c) De condensación pura

En este tipo de turbinas el vapor se expande hasta una presión por debajo de la atmosférica mediante un condensador. Sin embargo, el calor que cede el condensador no suele estar a una temperatura que permita su aprovechamiento.

Se trata de una instalación más complicada por la existencia del condensador y el sistema de refrigeración. Su rendimiento eléctrico es mayor que el de la turbina de contrapresión, pero su rendimiento global es menor, y a que el calor del condensador no se puede aprovechar.

Aunque este sistema se caracteriza por su máxima flexibilidad y por cubrir cualquier fluctuación posible en cuanto a las demandas de energía eléctrica y térmica, es también el menos eficiente, ya que más del 50% de la energía del vapor que pasa por la turbina se disipa en el condensador y el vapor de proceso no se utiliza para producir trabajo en la turbina.

d) De condensación con extracción

Tiene el mismo principio de funcionamiento que la turbina de condensación pura. La diferencia radica en que una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida del condensador, obteniendo vapor a distintas presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador.

Este tipo de turbina es regulada por un regulador de velocidad y uno de presión que mantiene una presión constante en la línea de extracción, independientemente de las fluctuaciones en la demanda de vapor de proceso.

2.5.2. Cogeneración con turbina de gas

Las turbinas de gas para cogeneración constan de un compresor de aire, una cámara de combustión, una turbina y varios dispositivos auxiliares que dependen de las características de velocidad y de la relación peso-potencia.

2.5.2.1. Clasificación de turbinas de gas

El principio de operación en estas turbinas inicia cuando, el fluido de trabajo (generalmente aire del ambiente) es aspirado y comprimido incrementando su presión entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica. Al finalizarse, este proceso, el combustible utilizado, junto con el aire procedente del compresor, se quema en la cámara de combustión. Los gases calientes a temperaturas que van de los 800 a 1200°C y a gran velocidad, pasan a través de los álabes siendo expandidos en la turbina para después producir energía mecánica que, a su vez, será transformada en energía eléctrica para mover a un generador o a cualquier otro equipo. Los gases de escape en la salida de la turbina tienen una temperatura aproximada de 550°C y pueden ser ocupados en otros procesos de combustión posteriores o bien para producir otro fluido caliente (vapor, aire, agua), debido a que son gases relativamente limpios y contienen un porcentaje de oxígeno.

Para darnos una idea de la gran versatilidad y variedad de arreglos que existen respecto a las turbinas de gas, la Tabla 2.2 muestra una clasificación apropiada.

Tabla 2.2 Clasificación de las turbinas de gas

I.-	Por la forma de combustión		Externa Interna
II.-	Por el tipo de combustible	Sólido Líquido Gaseoso	Carbón, coque, madera, en combinación con lecho fluidizado presurizado. Gasolina, petróleo, diesel, aceite pesado residual, gas licuado de petróleo Gas natural
III.-	De acuerdo al ciclo		Ciclo básico Ciclo simple de doble eje Ciclo regenerativo Ciclo con refrigeración intermedia Ciclo con recalentamiento intermedio Ciclo de recuperación con enfriamiento y recalentamiento intermedio Ciclo de inyección de vapor Ciclo regenerativo evaporatorio
IV.-	Por el tipo		Aeroderivadas Industriales

Fuente: El autor, a partir de (García, 1998).

Los arreglos más usados para los procesos de cogeneración hoy en día, son básicamente de dos tipos: industriales y derivadas de la aviación o aeroderivadas. Existen diferentes aspectos entre ambos tipos, entre los cuales destacan los siguientes:

- Las turbinas industriales son diseños más conservadores, basados en las experiencias con las turbinas de vapor, exclusivas para la generación en centrales eléctricas. Son mucho más robustas y pesadas que las aeroderivadas, en las que la reducción de peso ha sido una consideración fundamental en su diseño (Sala, 1994).
- Las turbinas industriales se caracterizan por su larga vida, elevada disponibilidad y rendimientos ligeramente inferiores a las aeroderivadas; aunque su costo inicial es más

elevado y su costo de mantenimiento inferior, con un periodo de funcionamiento continuo, dependiendo del tipo de servicio y combustible utilizado.

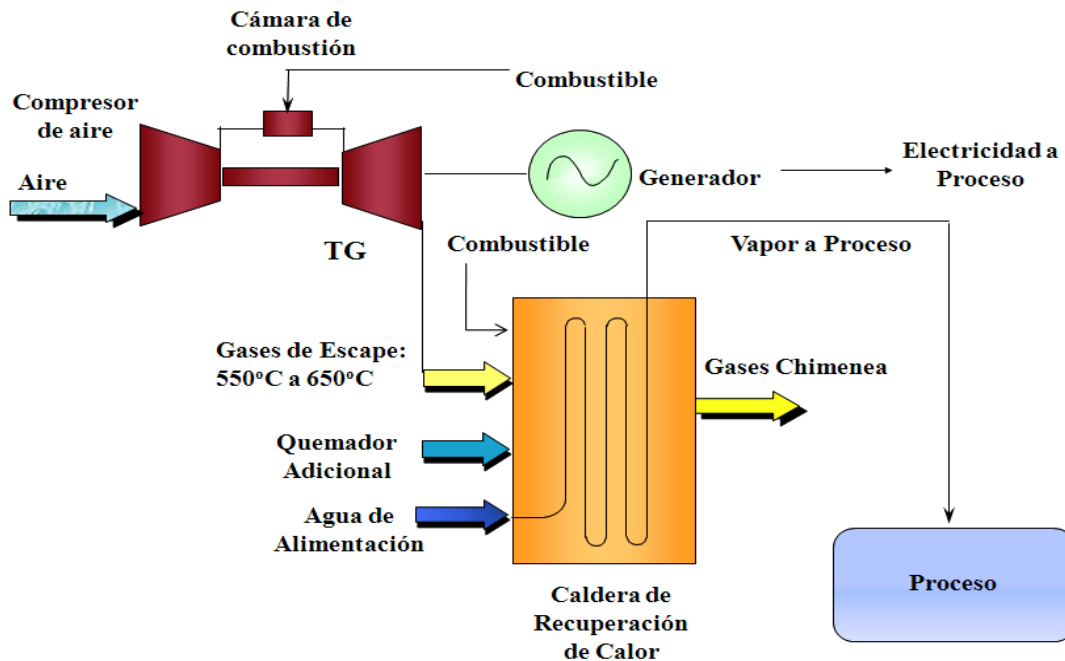
- Las turbinas industriales tienen un costo por kW instalado inferior a las aeroderivadas. La relación de compresión se sitúa alrededor de 16:1, el nivel del ruido es menor y su potencia máxima varía de 1 a 350 MW eléctricos con un rendimiento cercano al 40%⁷.
- Al contrario, las turbinas aeroderivadas suelen tener un costo por kW instalado superior a las industriales y destacan por su ligereza y por los elevados costos de mantenimiento constante.
- Lo compacto de las turbinas las hace idóneas cuando se requiere una reducida relación peso-potencia, pues contienen una relación de compresión más elevada en alrededor de 30:1. Su inversión inicial requerida es menor y no permiten utilizar combustibles de baja calidad.
- Las turbinas aeroderivadas alcanzan rendimientos máximos del orden de 45% y su potencia eléctrica máxima oscila entre los 40 y 50 MW.

En general, las turbinas de gas pueden trabajar en ciclo abierto en donde la descarga de la turbina va directamente a la atmósfera; o bien en ciclo cerrado cuyo fluido de trabajo, descargado por la turbina, se recicla, después de pasar por los intercambiadores de calor.

Es importante resaltar que las turbinas de gas para procesos industriales y, en concreto, de cogeneración, son casi exclusivamente turbinas industriales y de ciclo abierto simple, constituido por los procesos de compresión, combustión y expansión.

Basados en lo anterior, concluimos que las turbinas de gas industriales son más adecuadas para los sistemas de cogeneración (Figura 2.7).

⁷ http://www.energysolutionscenter.org/distgen/AppGuide/Chapters/Chap4/4-3_Gas_Turbines.htm



Fuente: www.ase.org/uploaded_files/mexico/Cogeneracion.ppt

Figura 2.7 Cogeneración con Turbina de gas en ciclo abierto

La cogeneración con turbina de gas tiene la ventaja de la flexibilidad, dado que puede incrementarse la temperatura de los gases de escape por medio de la postcombustión, instalando un quemador adicional. Esto permite incrementar el nivel térmico de los gases. Otra ventaja es la rapidez de su arranque, así como su respuesta a los cambios en la carga, su bajo costo inicial, alta eficiencia en gran escala y bajo costo de mantenimiento. Además, su tiempo de instalación es de 9 a 14 meses aproximadamente.

2.5.3. Cogeneración con motores alternativos

Los motores alternativos de combustión interna (MACI), son los más utilizados para la transformación de energía química de un combustible en trabajo y cuyo objetivo es producir el máximo trabajo con el rendimiento más alto posible.

2.5.3.1. Clasificación de los motores térmicos

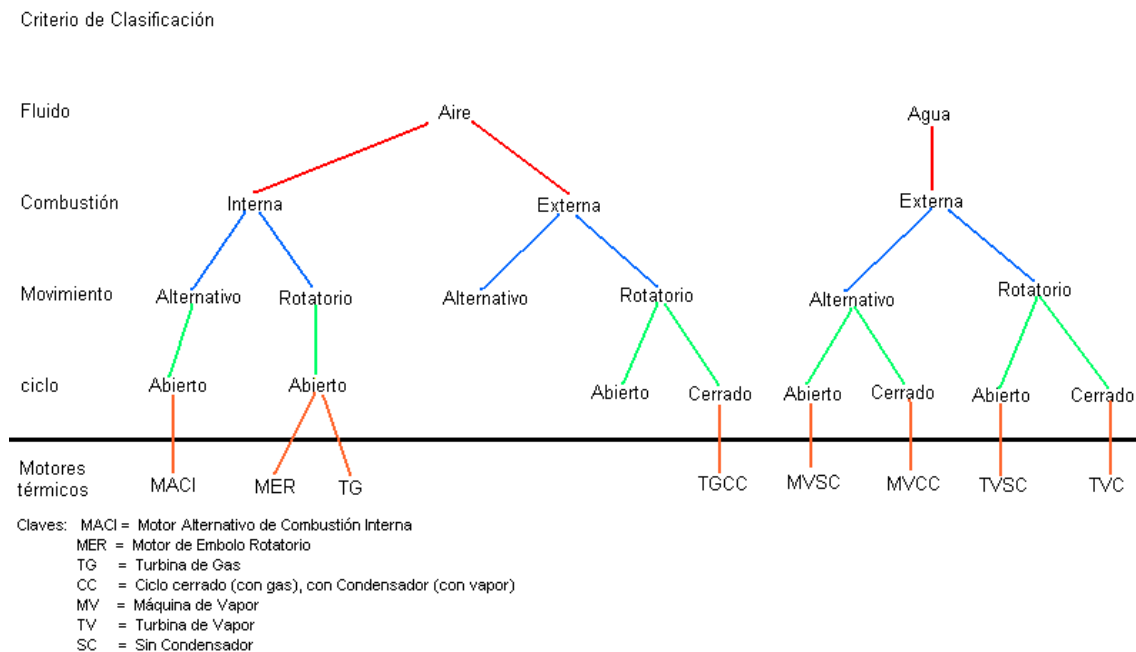
Un motor de combustión interna consta esencialmente de un cilindro, un émbolo y una manivela.

Existen muchas clasificaciones para los motores térmicos. Dentro de ésta clasificación, destacan los dos tipos principales de motores alternativos: de encendido provocado por chispa (MEP) y de encendido por compresión (MEC). Al primer tipo también se le ha denominado motor Otto o de gasolina, por el tipo de combustible utilizado; mientras que el segundo es el motor Diesel o de gasoil. Ambos son importantes para la cogeneración.

En general, estos motores tienen un dispositivo cilindro-émbolo en el que se introduce, a través de unas válvulas o lumbreras, el aire y el combustible. Una vez efectuada la combustión, a causa de una chispa proporcionada externamente o debido a la alta temperatura del aire comprimido, los gases resultantes son expulsados al exterior a través de las válvulas de escape. Mediante las reacciones químicas de combustión, se libera la energía química del combustible; parte de esa energía es transformada en el efecto útil del motor que, en una aplicación convencional, es el trabajo mecánico que se transmite por el mecanismo biela-manivela (Sala, 1994).

La siguiente Tabla 2.3 presenta una clasificación de motores alternativos atendiendo a distintos criterios.

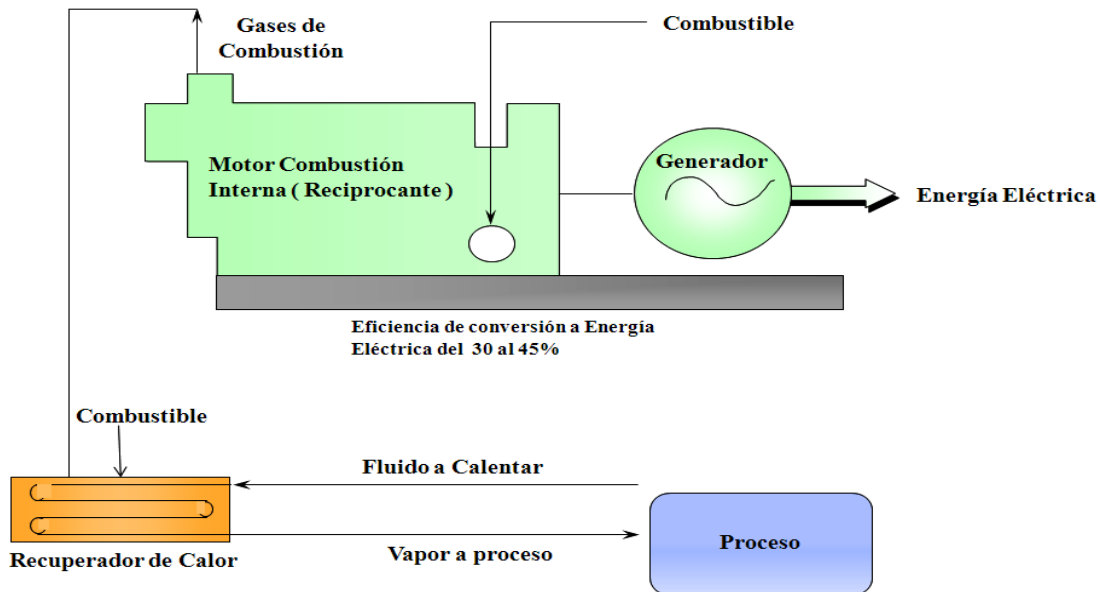
Tabla 2.3 Clasificación de los motores de combustión Interna



Fuente: El autor, a partir de Sala, 1994.

Los motores MACI son de gran interés para la cogeneración y se caracterizan por su versatilidad, ya que pueden utilizar combustibles de distinta calidad y están disponibles en el mercado en un amplio rango de potencias con diversos fabricantes.

Los motores alternativos tienen un rendimiento eléctrico entre 30 y 45% sobre la energía térmica del combustible, generalmente mayor al de las turbinas de gas. Aunque la energía térmica del motor es de menor temperatura, menor rango de potencia que el de las turbinas de gas y con un máximo de potencia para cogeneración de 50 MW eléctricos, los motores de combustión interna son atractivos en pequeñas aplicaciones. Los motores de combustión presentan ventajas cuando la demanda principal del cogenerador es electricidad y no consumo de calor (Figura 2.8).



Fuente: www.ase.org/uploaded_files/mexico/Cogeneracion.ppt

Figura 2.8 Cogeneración con motor de combustión interna

El rendimiento térmico del motor a plena carga depende de factores como el tamaño de la unidad (generalmente el rendimiento aumenta con la potencia), el tipo de combustible utilizado, el ciclo termodinámico y si tiene o no sobrealimentación, etc. Cabe mencionar que la fuente de calor recuperable más importante está constituida por el sistema de refrigeración del motor.

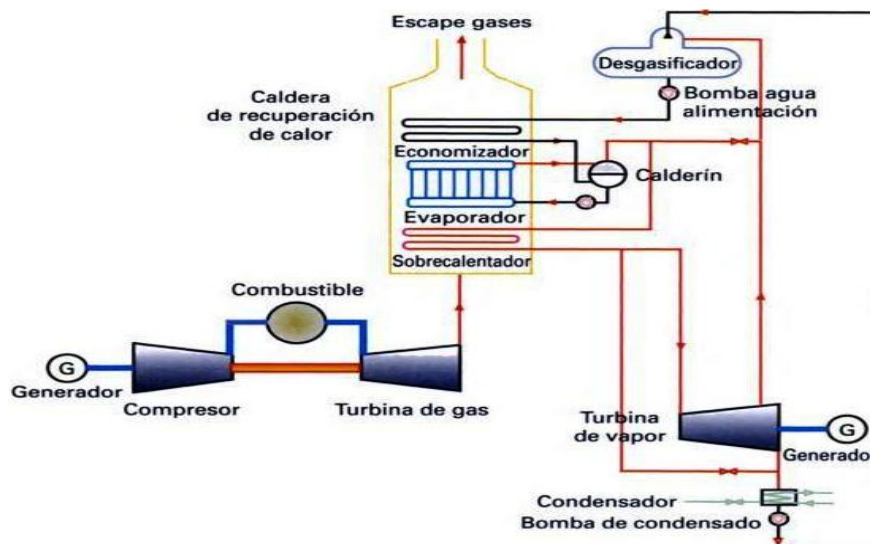
Una de las ventajas que da el motor de combustión interna es la absorción de las variaciones de la carga que se tienen en la planta sin disminuir significativamente la eficiencia de generación, y la posibilidad de realizar paradas y arranques sucesivos, que pueden ser necesarios en algunos

procesos de cogeneración. Además, están capacitados para trabajar de manera continua, separados de la red eléctrica o bien para funcionar en paralelo con la red eléctrica, modulando su potencia, de manera que no se llegue nunca a exportar energía eléctrica a la red.

Los motores son también más independientes de la naturaleza, debido a que comienzan a tener pérdidas apreciables hasta los 500 m de altitud sobre el nivel del mar. La desventaja radica en un mayor costo de mantenimiento que las turbinas de gas (principalmente por los cambios de aceite) y un mayor índice de contaminación y ruido debido no sólo al combustible utilizado sino al mismo proceso de combustión (León, 2007)⁸.

2.5.4. Cogeneración con ciclo combinado

El sistema de cogeneración con ciclo combinado es una unión de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, en donde el fluido de trabajo es el vapor de agua y el gas, producto de una combustión, que trabaja a diferentes temperaturas. El calor residual del proceso de generación en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura. Esta unión termodinámica obtiene rendimientos globales, superiores a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que los componen (Figura 2.9).



Fuente: (Gómez & Sabugal, 2006)

Figura 2.9 Cogeneración con ciclo combinado

⁸ Cogeneración y generación distribuida, <http://www.cotec.es/index.jsp?seccion=30&id=200505100005>

Estos sistemas de cogeneración, normalmente, se componen de una turbina de gas como ciclo superior, debido a que es el ciclo con mayor temperatura, y una turbina de vapor como ciclo inferior, la cual aprovecha el calor recuperado por la caldera y lo usa para producir energía eléctrica adicional

Su funcionamiento comienza cuando el combustible es inyectado en la turbina de gas y éste se combina con aire comprimido ocasionando la combustión. Los gases de escape generados por la combustión hacen que se muevan los álabes de la turbina para producir electricidad. Después, estos gases salen de la turbina de gas a temperaturas muy elevadas (alrededor de 600°C) que permiten aprovechar su energía térmica en una caldera de recuperación de calor que calienta agua y la convierte en vapor. Este trabajo acciona otra turbina y vuelve a generar electricidad para procesos posteriores. La energía térmica restante de los procesos de generación sirve también para los procesos industriales a menor temperatura.

La temperatura máxima del vapor es de 25 a 40 °C, mucho menor que la de la salida de la turbina de gas, mientras que la presión del vapor puede ser de 80 bar. En caso de requerir una temperatura o presión mayor, se emplea una caldera de gas externa para quemar combustible adicional. De este modo, la temperatura puede aproximarse a los 540°C y la presión, pasa de los 100 Bar.

Los sistemas de ciclo combinado se aplican en aquellos sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica en los que, además, puede aprovecharse el vapor de media o baja presión. Esta instalación también ofrece la posibilidad de triplicar la generación de electricidad para una misma producción de vapor. Otras ventajas son su menor costo y tiempo de instalación. Actualmente, la capacidad estándar de las centrales de ciclo combinado es de 50 MW a 500 MW.

Las centrales de ciclo combinado alcanzan una eficiencia de 58% y un aprovechamiento de combustible de casi 90% en caso de producción combinada de energía térmica y eléctrica, valor superior al que se logra con una central térmica convencional.

2.6. Aplicación de los sistemas de cogeneración

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica, del tiempo de operación anual de los procesos a los que se aplique y de la variación de la demanda eléctrica.

Los sistemas de cogeneración deben diseñarse para abastecer la totalidad de la demanda térmica, ya que este esquema es el que arroja la mayor eficiencia energética del sistema. Aunque en algunos casos se dimensionan para satisfacer la demanda eléctrica, los sistemas pueden diseñarse teóricamente a la media exacta de cada empresa y para cubrir los requerimientos de la demanda térmica y eléctrica que puede necesitar una instalación. Sin embargo, los equipos disponibles en el mercado normalmente no corresponden a dichas necesidades y siempre se tiene una generación mayor o menor de uno de estos energéticos.

El diseño más eficiente para un sistema de cogeneración, desde el punto de vista energético, corresponde a aquel que satisface ciento por ciento los requerimientos térmicos de las instalaciones de que se trate, pudiendo vender los excedentes eléctricos a la red o comprando de ésta los faltantes.

Básicamente, hay cuatro tipos distintos de aplicación en los proyectos de cogeneración:

2.6.1. Cogeneración en las compañías eléctricas

En la mayor parte de los países industrializados las compañías eléctricas se han tenido que enfrentar a diferentes problemas, ya sea por los costos de los combustibles o por las limitaciones impuestas por la necesidad de conservar el medio ambiente. Estos problemas, asociados a un crecimiento de la demanda por aumentar la generación eléctrica, han llevado a las compañías eléctricas a participar en proyectos de cogeneración. La inversión en tales plantas y la operación de las mismas puede constituir una actividad complementaria a la tradicional y ofrecer un potencial de beneficios, inclusive superior al de las plantas de generación tradicionales.

Resulta difícil hacer consideraciones generales respecto a los beneficios que puede reportar la cogeneración a una compañía eléctrica, ya que las condiciones de negocio de unas a otras es muy

diferente; para unas la demanda más importante es de clientes industriales, mientras que para otras, las demandas proceden del sector residencial y comercial.

Coordinadas de forma apropiada en los planes de ampliación de la capacidad de generación, las nuevas plantas pueden representar la forma más económica de efectuar dicha ampliación. Por otra parte, la participación en proyectos de cogeneración asegura a las compañías eléctricas la estabilidad de su negocio, ya que los industriales, a los que suministran la electricidad, podrían decidir convertirse en cogeneradores⁹.

2.6.2. Cogeneración industrial

A finales del siglo pasado, el vapor residual producido en las industrias para accionar máquinas de vapor y generar electricidad se utilizaba con fines de calefacción. Ya que en aquella época, la autogeneración de la electricidad era la práctica habitual, en los años posteriores se produjo una disminución progresiva de la autogeneración en las industrias debido a los altos costos de los combustibles y a la aparición de las calderas en paquete, las cuales fueron diseñadas para generar vapor a presiones demasiado bajas como para ser utilizado ese vapor en la generación de electricidad de manera eficiente (Sala, 1994).

Como consecuencia de ello, la tendencia de la industria se dirigió a la instalación de calderas exclusivamente para generar vapor necesario para procesos y a la compra de la electricidad a la red que anteriormente había sido autogenerada.

Estos mismos factores que llevaron a los usuarios a sustituir la cogeneración por la electricidad de la red son los que han impulsado el incremento de las instalaciones de cogeneración en los últimos años. Por esto, el costo de la energía eléctrica suministrada por la red pública ha experimentado un incremento muy significativo.

Ante la necesidad de mejora en los rendimientos de la producción eléctrica, los órganos legislativos en distintos países han aprobado la promoción de leyes dirigidas a potenciar la instalación de plantas de cogeneración en el sector industrial.

⁹ Es aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y que puede, o no, ser el propietario del sistema de cogeneración.

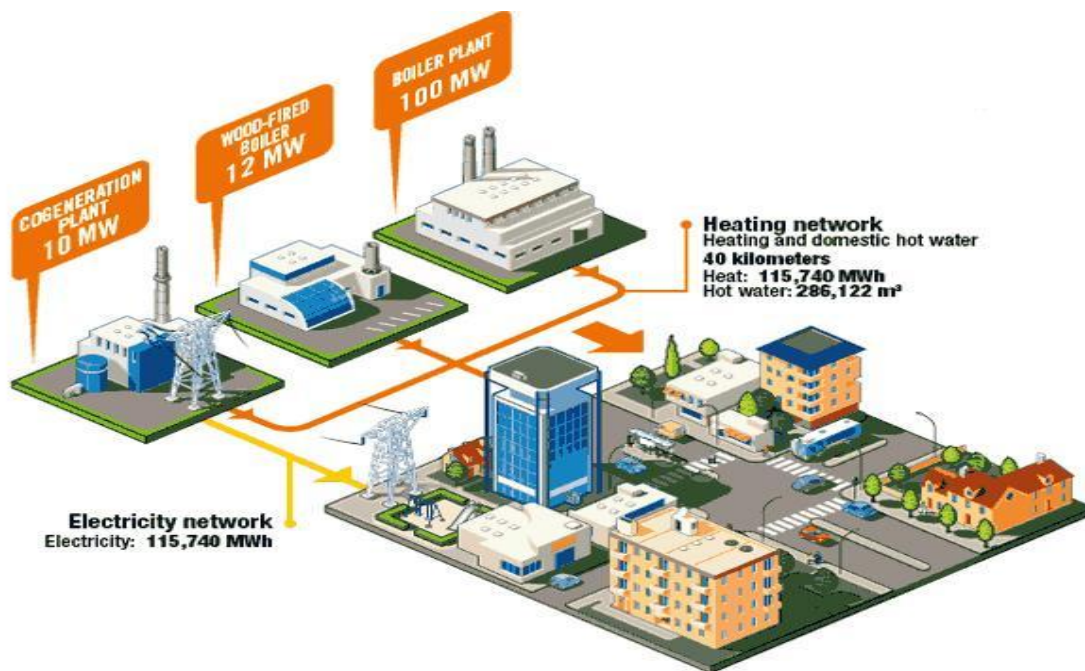
2.6.3. Sistemas de calefacción de distrito

El término de “calefacción de distrito”, se aplica de forma general a un tipo de sistemas en los que, a partir de una central de generación, se distribuye el servicio de calefacción e incluso refrigeración a distintos usuarios.

Los sistemas de calefacción de distrito (“*district heating*”) que utilizan la cogeneración se pueden clasificar en dos grupos:

- Sistemas que proporcionan calefacción a ciudades enteras
- Calefacción de urbanizaciones y distritos residenciales, hospitales, universidades, etc.

La mayor parte de esta energía térmica para calefacción tiene su origen en el calor residual de las centrales térmicas. Con el fin de conseguir la máxima rentabilidad económica así como la máxima eficiencia en la utilización de la energía, estas redes de calefacción pueden complementarse, ya que, si una red de calefacción puede proporcionar en los meses de verano frío para el suministro de aire acondicionado, aumenta la utilidad del sistema con un costo menor para el cliente y un beneficio mayor para la compañía suministradora (Figura 2.10).



Fuente: <http://www.sustainable-development.veolia.com/en/repository/2038.schema-heating-network.gif>

Figura 2.10 Aplicación de un sistema de calefacción de distrito

2.6.4. Sistemas de energía total

Los denominados “Sistemas de energía total” utilizan generalmente plantas de generación más pequeñas. Por lo regular, están ubicadas en un edificio al que proporcionan electricidad, calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria, o a un conjunto reducido, perteneciente al sector residencial o comercial. Por lo general estos sistemas tienen un potencial de generación inferior a 10MW.

Dentro de los sistemas totales existen dos posibilidades:

2.6.4.1. Sistemas aislados a la red

Son sistemas totalmente aislados a la red, que suministran la totalidad de la demanda eléctrica. El calor residual recuperado se puede considerar como un subproducto que permite suministrar parte de las demandas de calefacción y refrigeración a la comunidad, trabajando en combinación con calderas de combustible fósiles, que proporcionan el total de la demanda de calefacción.

2.6.4.2. Sistemas de energía total integrado

En estos sistemas la producción eléctrica de la planta de cogeneración va directamente a la red eléctrica en lugar de al usuario. Este recibe la electricidad de la red, como en un sistema convencional pero, además, calor y frío como un subproducto de la planta, lo que permite que ésta opere respondiendo instantáneamente a la demanda térmica, en lugar de a la eléctrica. En esta situación la planta de generación no tiene que satisfacer la demanda eléctrica.

2.7. Cogeneración en el mundo y en México

2.7.1. La cogeneración en el mundo

Por sus amplias ventajas, la cogeneración ha despertado el interés de empresas y gobiernos, lo que ha llevado a su rápido desarrollo en muchos países. Las condiciones actuales en el mundo

hacen necesario que cada país trate de alcanzar mejores niveles de eficiencia para poder competir en el contexto internacional.

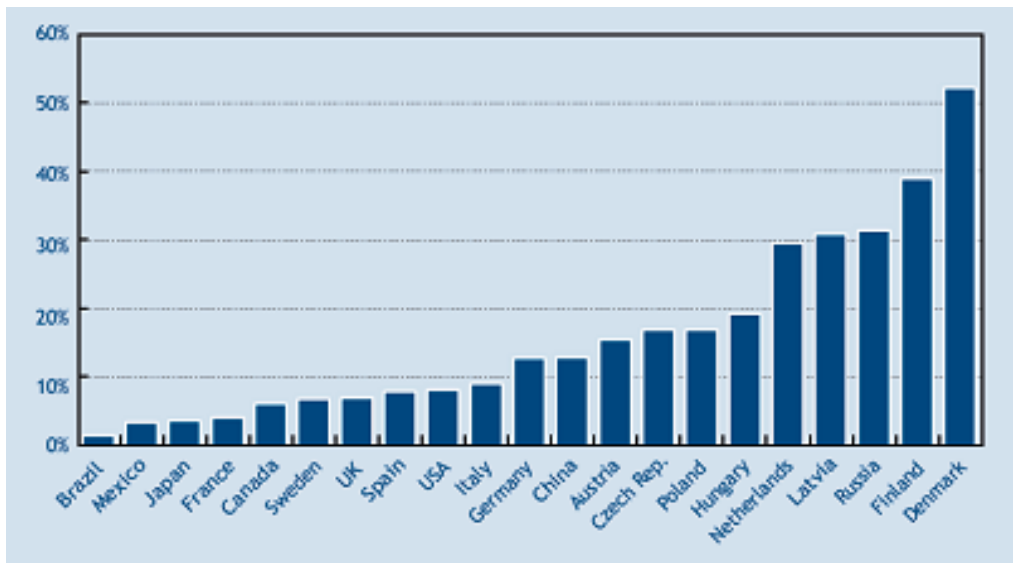
En Estados Unidos, con el fomento de la “Public Utility Regulatory Policy Act” (PURPA) de 1978, había 65 900 MW en operación, para el año 2000. En España, desde la promulgación de la “Ley de conservación de energía” de 1980, se logró aumentar de 694 a 5,912 MW en 1999. En Italia, los MW aumentaron de 5 660 en 1994, a 10 482 en 2001 (León de los Santos, 2004).

La importancia que conceden algunos países a esta técnica queda demostrada en la formación de asociaciones y grupos de trabajo para su desarrollo y promoción. Un ejemplo es el Grupo Europeo de Cogeneración (GEC), cuyo objeto es realizar tareas de promoción en la Unión Europea (UE). Sus miembros incluyen más de 190 compañías de electricidad y autoridades de 30 países. Su actividad prioritaria es investigar el nivel de desarrollo en la UE para dar a conocer su situación a esa comunidad. Estas organizaciones explican los beneficios, reúnen información sobre la situación actual de la cogeneración en las industrias eléctricas locales para su mercado estratégico y difunden la información a todos los miembros mediante publicaciones especializadas. El GEC se ha concentrado en cuatro temas para posicionar la cogeneración en un lugar trascendente en el desarrollo sustentable de Europa: *a)* ambiental, *b)* económico, *c)* político, y *d)* comercial (León de los Santos, 2004).

El potencial en la Unión Europea representa grandes montos de inversión así como la oportunidad de preservar los recursos energéticos, mitigar las emisiones de gases y desarrollar tecnologías y comercializarlas dentro y fuera de su región.

Cabe mencionar que, en Europa, los niveles más altos de aprovechamiento de la cogeneración se presentan en Dinamarca con más del 50%¹⁰ (Figura 2.11).

¹⁰ La “International Energy Agency” (IEA), por sus siglas en inglés, ha reunido los datos de todo el mundo con el fin de evaluar la capacidad total de cogeneración, cabe destacar que el análisis incluye sólo la generación de electricidad y la producción de calor.



Fuente: http://www.localpower.org/documents/reporto_iea_chpwademodel.pdf

Figura 2.11 Porcentaje de aprovechamiento de cogeneración en el mundo

En la actualidad hay cinco países que han conseguido ampliar el uso de la cogeneración en alrededor de 30-50% del total de generación de energía: Dinamarca, Finlandia, Rusia, Letonia y los Países Bajos. Cada uno de estos países tiene su propio enfoque, pero su experiencia colectiva demuestra lo que puede lograrse. En el resto del mundo, la capacidad mundial de cogeneración es de 330GW. Los países con mayor capacidad instalada son Estados Unidos, Rusia y China con un total de 177,960 MW.

La producción de cogeneración en la Unión Europea era de 9% para 1994, y se espera que llegue al 18% para el 2010, pensando en reducir el consumo de combustibles entre un 20 y 30% en comparación a la energía convencional.

2.7.2. Potencial de cogeneración en México

En México ha sido lento el avance de la cogeneración en contraste al rápido crecimiento de otros países, debido a que el desarrollo de las industrias es muy pausado y ya que en México no se diseña y se fabrica muy poco. Sin embargo, las características propias del país y de su sistema de suministro eléctrico hacen que el desarrollo de la cogeneración tenga grandes posibilidades. A pesar de la escasa implantación de sistemas de cogeneración hasta la fecha y de las limitaciones existentes, la cogeneración levanta un especial interés en la industria mexicana.

Capítulo 2. Esquemas de cogeneración

En 1995, la extinta CONAE ahora CONUEE (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía) realizó un estudio denominado “Potencial Nacional de Cogeneración”, orientado a determinar el potencial de cogeneración teórico aprovechable en los sectores industrial, comercial y petroquímico. En este estudio se incluyó posteriormente el potencial de cogeneración que representa la refinación de petróleo en PEMEX. Como conclusión a este estudio, se determinó que el potencial nacional teórico se encontraba entre 8,369 MW y 15,698 MW.

El mismo estudio introduce ciertas variables a fin de identificar el potencial de cogeneración técnica y económicamente factible. Según este modelo, se estima que el potencial rentable en México varía entre 2,930 y 5,495 MW.

El potencial máximo teórico de cogeneración no se ha podido desarrollar al 100% aunque el marco regulatorio de 1992 permite una apertura para que la iniciativa privada tenga más oportunidades en el ámbito de la cogeneración eléctrica, en particular. Con las modalidades de establecimientos asociados, los resultados en términos de permisos y, sobre todo, de proyectos en construcción o construidos, siguen siendo escasos, por lo que se deduce que aún hay obstáculos que no permiten el desarrollo de la cogeneración.

Tabla 2.4 Potencial de cogeneración en México

Sector	Con combustible adicional	Sin Combustible adicional	Participación
	[MW]	[MW]	[%]
Industrial	5,200	9,750	62.1
Pemex Petroquímica	1,613	3,029	19.3
Pemex Refinación	783	1,469	9.4
Comercial	773	1,453	9.2
Total	8,379	15,701	100

Fuente: El autor, a partir de CONAE

El potencial estimado por CONAE en 2005 y revisado en 2007 es de 15,698 MW. En la actualidad, hasta octubre del 2008, existen 73 permisos otorgados por la CRE, (Comisión

Reguladora de Energía) los cuales generan 2823.74MW¹¹ en esquemas de cogeneración. De aquí podemos concluir que el mercado potencial de la cogeneración en México ofrece la oportunidad de participación a todas aquellas empresas, tanto nacionales como internacionales, que, de una u otra forma, se encuentran relacionadas con el desarrollo de estos sistemas.

¹¹ Datos de la CRE hasta octubre del 2008.

Conclusiones

Como es bien sabido, la producción de calor en procesos energéticos se ha realizado independientemente de la producción eléctrica, pero las energías finales no han alcanzado grandes niveles de aprovechamiento.

Tomando como base lo estudiado en éste capítulo, podemos afirmar que la idea de la cogeneración nace como respuesta a la necesidad de aumentar la eficiencia de los procesos energéticos ante la escasez de fuentes de energía y la disminución de emisiones contaminantes por unidad de energía. La posibilidad de que no toda la producción eléctrica fuese auto-consumida por el cogenerador, convirtió esta forma de generación en un proyecto económico más ambicioso, ya que el excedente de la producción podría utilizarse para ser vendida en el sistema eléctrico con las restricciones lógicas que tenía este proceso.

Con el paso de los años, los países con mejor tecnología han logrado ventajas sobre los sistemas de cogeneración al combinar sus procesos. Sus esquemas varían de acuerdo a las necesidades propias de los países, los cuales han intentado aprovechar al máximo este tipo de generación poniendo énfasis en el desarrollo de nuevas tecnologías que disminuyen el uso del combustible y preservan el ambiente. Tomando en cuenta la posibilidad de producir energía eléctrica cerca de los centros de consumo, esto permite minimizar el gasto en transporte y distribución de energía, disminuir pérdidas y utilizar distintas fuentes de energía.

Como en todas las tecnologías, la cogeneración tiene ventajas y desventajas, las cuales deben ponerse a favor para que la introducción de este nuevo proceso convenga la industria que lo necesite.

En el siguiente capítulo, estudiaremos la generación de energía eléctrica mediante la “Gasificación Integrada a Ciclos Combinados” (IGCC) por sus siglas en inglés “Integrated Gasification Combined Cycle” que emplea como energía primaria combustibles sólidos como el carbón, residuos de vacío, coque de petróleo y biomasa.

Capítulo 3

**Centrales de Gasificación Integrada a Ciclo
Combinado (IGCC)**

Introducción

Gracias a la necesidad de utilizar nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica y aprovechar al máximo los recursos fósiles finitos, el hombre se da a la tarea de investigar y desarrollar nuevos métodos para disminuir las emisiones de las centrales térmicas al ambiente, lo que lleva a utilizar los residuos de las fuentes primarias de energía para la generación limpia de electricidad.

Un ejemplo de lo anterior son las centrales IGCC las cuales permiten el uso de combustibles sólidos (carbón, residuos de vacío, coque de petróleo o biomasa) para la generación de electricidad, haciendo uso de la gasificación de estos combustibles y aprovechando las ventajas y rendimientos termodinámicos del ciclo combinado.

En este capítulo se hará una descripción de las centrales IGCC. Recorriendo los aspectos generales de esta tecnología, observaremos un esquema general de su funcionamiento y de las partes que lo componen, sin perder de vista las ventajas e inconvenientes que presenta esta nueva tecnología.

Hablaremos, también, de los procesos de gasificación, analizando los gasificadores más indicados para las plantas de generación y nos daremos cuenta que la gasificación tiene una serie de aplicaciones además de la generación eléctrica.

Por último, analizaremos los aspectos técnicos y económicos que se necesitan para la implantación de esta nueva tecnología y veremos las repercusiones en el ambiente así como el tipo de combustibles que necesitamos y las reservas mundiales para su posible aplicación.

3.1. Descripción de la Tecnología IGCC

La última generación de centrales térmicas compuesta por dos procesos (un ciclo de potencia a base de combustible y un ciclo de potencia a base de vapor de agua) la “Gasificación Integrada a Ciclos Combinados” (IGCC) por sus siglas en inglés (*Integrated Gasification Combined Cycle*), emplea como energía primaria combustibles sólidos.

Esta tecnología permite, esencialmente, el uso de los combustibles sólidos (carbón, residuos de vacío, coque de petróleo, biomasa) o líquidos de una central térmica, además de utilizar los múltiples beneficios de los ciclos combinados. En estas centrales se utiliza la gasificación la cual, a pesar de no ser una tecnología nueva, ha llevado al mundo entero a utilizar los combustibles fósiles más contaminantes y de bajo costo de una manera práctica y efectiva (Beltrán & Urias, 2004).

Podemos decir que esta tecnología surge de la unión de dos tecnologías líderes en su ramo; la primera es la gasificación de combustibles sólidos, en especial el carbón; y la segunda la de ciclo combinado la cual, con el acoplamiento de sus dos turbinas, hace mucho más eficientes los procesos para generación de electricidad.

La gasificación es un proceso termoquímico que, mediante la reacción entre una fuente de carbono (carbón mineral o vegetal, coque de petróleo, biomasa, etc.) con una de oxígeno (aire, oxígeno o vapor de agua), produce un gas compuesto en su mayoría de monóxido de carbono e hidrógeno llamado generalmente gas de síntesis o “syngas”, el cual se puede utilizar como combustible para generar vapor o electricidad como materia prima en la industria química y en una gran cantidad de procesos de la industria petroquímica y de refinación.

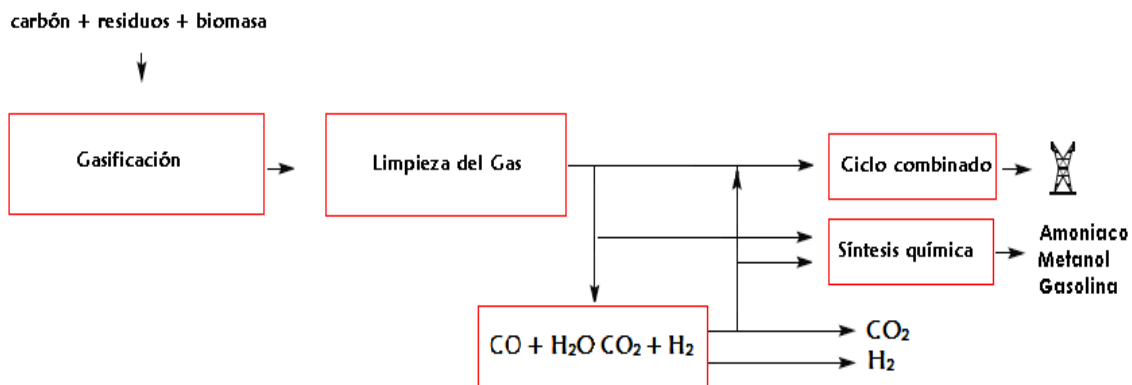
3.1.1. Aspectos generales de las centrales IGCC

En el mundo existe una gran variedad de procesos de gasificación que difieren según el diseño técnico, las temperaturas en sus procesos y el combustible utilizado. Sin embargo, la mayoría de estos procesos tienen los mismos rasgos generales en la producción del gas de síntesis. Los combustibles, que comúnmente se utilizan en un gasificador son los procedentes del petróleo

(crudos y combustóleos de alto contenido de azufre, coque de petróleo, asfalto y otros residuos de refinería), el carbón madera y otros residuos orgánicos (Ochoa, 2001).

La alta temperatura en el gasificador convierte los materiales inorgánicos del combustible (cenizas y metales) en materiales vitrificados o escorias en forma de arenas de diferente tamaño que se usan en la industria de la construcción (Ochoa, 2001).

Ya obtenido el gas de síntesis, es necesario tratarlo para eliminar las impurezas así como para extraer el azufre sea en su forma elemental o como ácido sulfúrico, para después utilizarlo en una planta de ciclo combinado como combustible para la turbina de gas. De este modo, la temperatura de los gases de salida de esta turbina se aprovechan por un recuperador de calor para generar vapor, mismo que se utilizará en otra turbina de vapor para incrementar la generación de energía eléctrica, completándose así el proceso del ciclo combinado para la generación de electricidad (Figura 3.1).



Fuente: El autor con datos de http://www.iies.es/pdfs/genelecxxi.pdf_pag127

Figura 3.1 Esquema general de una planta IGCC

La obtención de gases combustibles a partir del carbón es un proceso conocido desde hace más de cien años, pero que ha sido mejorada con el tiempo. Por otra parte, las ventajas medioambientales que ofrecen estas centrales se fundamentan en los bajos valores de emisión de óxidos de azufre y otras partículas. Actualmente, las instalaciones industriales, en general, demandan energía eléctrica y vapor que pueden ser suministrados eficazmente por una planta de cogeneración.

Sin bien es cierto que la integración de la gasificación a ciclos combinados con cogeneración permite la generación eficiente y limpia de electricidad utilizando combustibles sucios como fuente primaria de energía, también lo es que la capacidad de esta tecnología para destruir los compuestos orgánicos e inorgánicos permite la eliminación de los desechos industriales y, al mismo tiempo, generar una serie de productos valiosos como el amoníaco o el etanol.

Uno de los sectores en donde pueden aplicarse los proyectos de cogeneración con IGCC es el petrolero, en el que se podrían aprovechar sus residuos, el excedente de coque dentro de las refinerías, sin mencionar el carbón y la biomasa, combustibles que entran en los procesos de gasificación.

3.1.2. Ventajas e inconvenientes de las centrales IGCC

La tecnología IGCC ofrece varias ventajas potenciales sobre las plantas convencionales de carbón. Además, es la tecnología que representa la más limpia generación en base al uso de combustible fósil.

Entre sus ventajas se encuentran:

- ✓ **Mayor eficiencia.**

La utilización de dos turbinas en el ciclo combinado, una de gas y otra de vapor, aumenta la eficacia del sistema. Por otro lado, con la eficiencia que actualmente se aproxima al 50%, las centrales eléctricas IGCC utilizan menos carbón y producen mucho menos emisiones que las plantas convencionales de carbón.

- ✓ **Uso limpio del carbón.**

Las centrales IGCC tiene el mérito de utilizar la tecnología de uso del carbón más limpia y eficiente, con una reducción del 20% en emisiones de CO₂, por lo que conviene perfeccionarla para que resulte aún más económica.

- ✓ **Reducción de emisiones.**

El proceso de gasificación permite mejorar la eliminación de contaminantes del carbón, tales como el azufre y el mercurio, cuyos elementos generan muchas emisiones al ambiente.

- ✓ **Potencial de secuestro de carbono.**

La tecnología IGCC hace más fácil la captura de carbono debido a que, al utilizar ésta tecnología, se gasifica el CO₂ y entonces, capturar el CO₂ para gasificarlo es más fácil. El dióxido de carbono puede ser capturado en flujos concentrados. Esto hace más fácil convertirlos en otros productos o almacenarlos. Una de las ventajas adicionales de este proceso es el bajo costo en la captura del dióxido de carbono que fundamentalmente se realiza en la planta de separación de aire.

- ✓ **Subproductos comercializables.**

Los subproductos relacionados con la gasificación de gas y procesos de limpieza pueden venderse a las industrias que los requieran.

- ✓ **Hidrogeno como fuente alternativa de combustible:**

La tecnología de gasificación es también capaz de perfeccionar el hidrógeno y el monóxido de carbono como subproductos durante el proceso de generación y limpieza del gas.

- ✓ **Sostenibilidad y garantía del suministro.**

Otra de las ventajas que tiene la tecnología IGCC es el alto potencial de suministro, ya que el combustible primario no sólo es el carbón sino también el gas natural, biomasa y subproductos del petróleo, y en el mundo existen muchos yacimientos con estos combustibles.

Como desventajas tenemos:

- × **Tecnología nueva.**

Esta tecnología necesita más de demostración que de aplicación industrial, pues todavía requiere inversiones muy elevadas y no es rentable. Por ello, es necesario aprovechar las plantas existentes

para demostrar todas las técnicas de mejora posibles con objeto de reducir el riesgo técnico y económico de esta importante tecnología.

× **Promoción e iniciativa.**

La contribución de estas plantas a las emisiones de CO₂ en los próximos años no representará más del 8% del total de las emisiones mundiales. Por consiguiente, lo que es necesario es el dominio y promoción de esta tecnología para que su implantación lo sea en la mayoría de los países. Por otro lado, esta tecnología necesita de un impulso de la iniciativa pública y que la iniciativa privada la asuma y mejore.

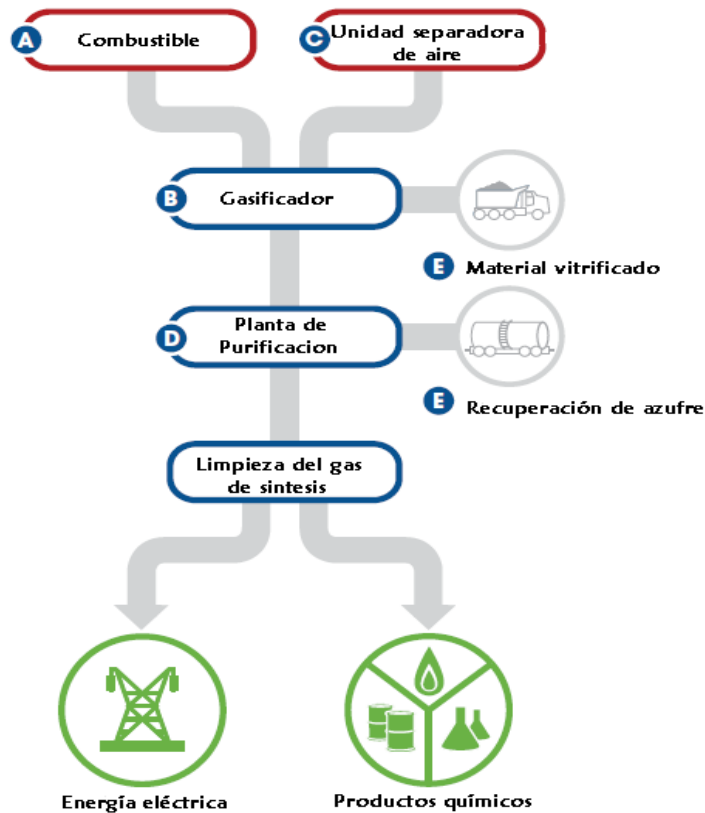
× **Inversión y apoyo.**

Los gobiernos deben asumir en el precio de la energía los altos costos de inversión y el sobrecosto asociado a la no emisión de CO₂. Mientras que esto no se haga efectivo, no se podrán realizar acciones realmente efectivas para la implantación de esta nueva tecnología.

Otras desventajas posibles son: la creación de plantas complejas y su arranque lento. La tecnología de integración de la gasificación de ciclo combinado permite la generación de la energía eléctrica a partir de las fracciones pesadas de petróleo, de forma limpia y competitiva, que alcance parámetros de protección ambiental superiores a otras alternativas de producción eléctrica.

3.2. Descripción técnica del funcionamiento de una planta IGCC

El proceso de las plantas IGCC, está constituido principalmente por las secciones generales que se especifican en la figura 3.2.



Fuente: El autor, a partir de GTC, 2010

Figura 3.2 Secciones de una central IGCC

Para entender mejor el funcionamiento de las plantas IGCC la dividimos en las siguientes secciones:

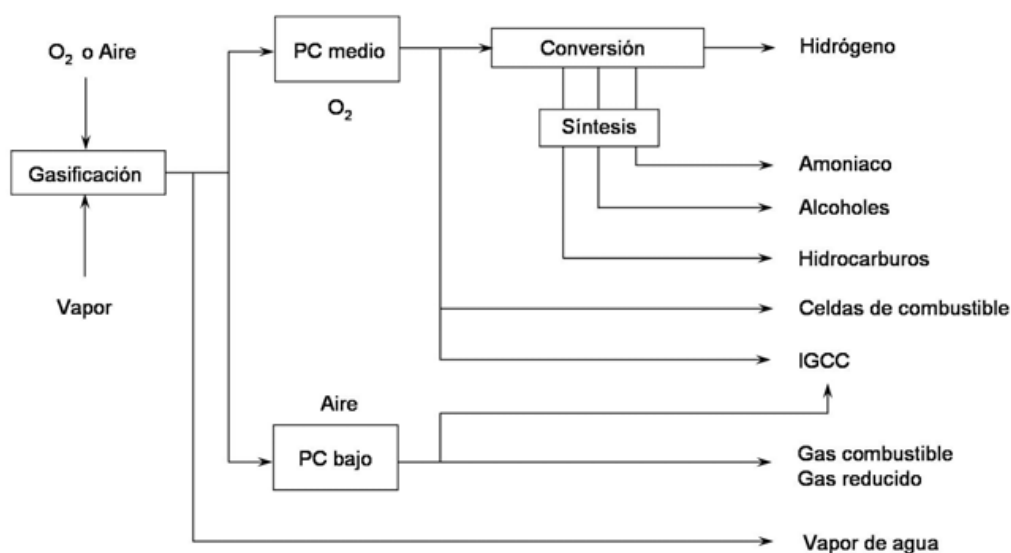
- Unidad separadora de aire
- Planta de purificación
- Gasificación
- Central generadora

3.2.1. Unidad de separación de aire (USA)

El proceso de gasificación requiere de un oxidante para producir CO mediante oxidación parcial y mantener la temperatura requerida en el gasificador. Este oxidante puede ser aire, oxígeno o aire enriquecido con oxígeno. El tipo de oxidante depende del tipo de gasificador y del grado de integración del sistema (si los componentes del sistema completo interactúan entre sí).

La mayor parte de los gasificadores disponibles comercialmente utilizan oxígeno debido a que presenta ventajas sobre el aire como los siguientes (Figura 3.3):

- ① El gas de síntesis obtenido utilizando oxígeno tiene mayor poder calorífico que el obtenido utilizando aire.
- ② Utilizando oxígeno, el flujo de gas de síntesis proveniente del gasificador es menor que si se utilizara aire. Por ello, las unidades removedoras de impurezas disminuyen notablemente sus dimensiones y costos en unidades de recuperación de calor y limpieza del gas.
- ③ El aire ocasiona que el contenido de nitrógeno en el gas de síntesis sea alto provocando de esta manera emisiones de NOx.



Fuente: (Hernández, J. 2004)

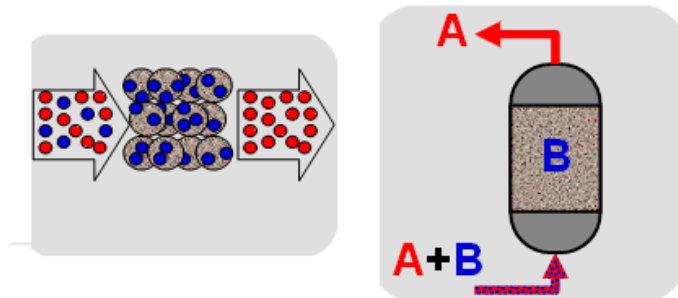
Figura 3.3 Repercusión del oxidante en los procesos de gasificación

Por lo anterior, el oxidante más utilizado en centrales IGCC es el oxígeno, el cual es requerido con un alto grado de pureza para el proceso de gasificación mediante una unidad de separación de aire

Básicamente, existen tres tecnologías de separación de aire para la obtención de oxígeno puro o para diferentes productos industriales, y los tres están basados en principios diferentes.

3.2.1.1. Separación de aire por adsorción.

Este proceso se basa en el hecho de que los gases a presión tienden a ser atraídos por las superficies sólidas, ya que, cuanto mayor sea la presión, más gas es absorbido, y cuando se reduce la presión, el gas es liberado. Este proceso puede ser utilizado para mezcla de gases diferentes (Figura 3.4).

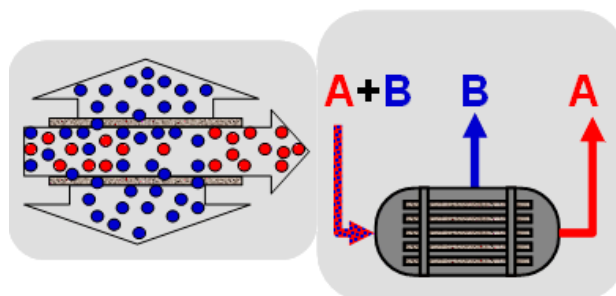


Fuente: El autor, con datos de http://www.premen.ru/img/photo/Air_separation/AirSeparation_eng_457_375.jpg

Figura 3.4 Separación por adsorción

3.2.1.2. Separación de aire por membrana.

Los sistemas de membranas, en general, son simples en su operación, el aire comprimido pre tratado es alimentado en los módulos de membranas en donde el oxígeno es separado del aire dejando al nitrógeno enriquecido. Entre más bajo sea el flujo, más completo será el proceso de removimiento del oxígeno y, por lo tanto, mayor la pureza del nitrógeno. Los sistemas de membranas pueden ser operados fácilmente; de este modo, el sistema puede ser hecho a la medida para entregar la pureza requerida a un costo de operación más bajo (Figura 3.5).

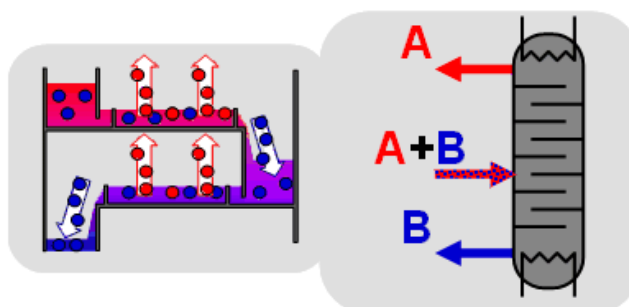


Fuente: El autor, con datos de http://www.premen.ru/img/photo/Air_separation/AirSeparation_eng_457_375.jpg

Figura 3.5 Separación de aire por membranas

3.2.1.3. Separación criogénica del aire.

Este proceso inicia con la admisión de enormes volúmenes de aire atmosférico. El aire es comprimido y purificado antes de ingresar al paquete de equipo criogénico. Subsecuentemente, es enfriado a aproximadamente -300°F (-185°C) y posteriormente, con base en los diferentes puntos de ebullición, se separa en sus componentes elementales en forma de oxígeno líquido, argón y nitrógeno (Figura 3.6).



Fuente: El autor, con datos de http://www.premen.ru/img/photo/Air_separation/AirSeparation_eng_457_375.jpg

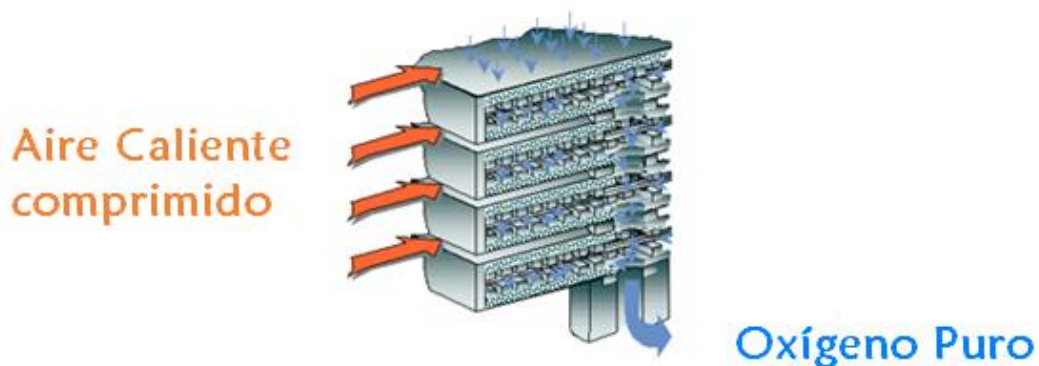
Figura 3.6 Separación criogénica de aire

La Unidad de separación de aire o USA, a través de separación criogénica¹, descompone el aire en sus dos principales componentes, nitrógeno (N_2) y oxígeno (O_2) con un grado de pureza de 98.5% y 96% respectivamente. La separación criogénica consiste en comprimir el aire a alta presión, enfriarlo y luego llevarlo a la cámara fría, en la cual, mediante dos intercambiadores de

¹ La criogenia es un proceso que consiste en enfriar un material a temperaturas muy bajas de alrededor de menos 150°C .

calor criogénicos, se licua el oxígeno mientras que el nitrógeno permanece en estado gaseoso, facilitándose la separación por la diferencia de estados.

Otra alternativa para la producción de O_2 son las membranas cerámicas de transporte iónico, membranas que a alta temperatura (mayor a $700^{\circ}C$), hacen pasar el aire caliente a través de módulos que extraen el nitrógeno y liberan el oxígeno puro, transportando iones de oxígeno selectivamente. A esta unidad se le llama “*Ion Transport Membrane Oxygen Separation Module*” o ITM por sus siglas en Inglés. Se han presentado estudios en los que se manifiesta un gran potencial de ahorro en costos de inversión y operación, pero el nivel de desarrollo actual es aún el de plantas piloto (Figura 3.7).



Fuente: <http://www.airproducts.com/Technology/Technology+Focuses/TGEE.htm>

Figura 3.7 Proceso de separación de aire a través de membranas

La mayor parte del oxígeno es requerido en el proceso de gasificación para la obtención del gas de síntesis, mientras que un pequeño porcentaje es utilizado en una unidad limpiadora para removerle el azufre.

Por su parte, en los sistemas altamente integrados, el nitrógeno se envía casi en su totalidad hacia la turbina de gas para incrementar el flujo másico y aprovechar su alta presión, logrando de esta manera aumentar la generación de la turbina casi en un 15% además de controlar emisiones de NO_x al ambiente.

En las centrales IGCC, la unidad de separación de aire o USA representa del 10 al 15% del costo de la inversión total.

3.2.2. Planta de purificación

El desarrollo de nuevos sistemas de purificación de gases y nuevas tecnologías es un elemento clave en la búsqueda de cero emisiones que cumple al mismo tiempo, el rendimiento del sistema, los objetivos y el costo que implica. Estas tecnologías incluyen avanzados equipos, modernos gasificadores, filtros de partículas y otros nuevos métodos de limpieza que eliminan las partículas contaminantes del gas.

El sistema de gasificación y limpieza es la meta de los avances tecnológicos de este tipo de procesos. Estos avances son cruciales para una mayor flexibilidad de combustible primario y una conversión eficiente, económica y confiable, dispuesta a producir hidrógeno y dióxido de carbón concentrado (Figura 3.8).



Fuente: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/photo.html>

Figura 3.8 Planta de purificación de gas

El gas de síntesis también es sometido a un proceso de purificación que se encarga de remover contaminantes tales como partículas, sulfuros, cloruros, etc., los cuales tendrían un impacto severo en el desempeño de procesos posteriores. Este proceso se caracteriza por permitir una eficiente captura de dióxido de carbono antes de entrar en la cámara de combustión, lo que conlleva tener un buen control de los gases de efecto invernadero.

El primer paso en la purificación del gas de síntesis es la eliminación de las partículas sólidas o líquidas arrastradas por la corriente de gas; luego se extraen los contaminantes gaseosos que dan lugar a corrosión en las turbinas o porque son contaminantes atmosféricos que han de suprimirse o reducen su concentración para cumplir las regulaciones ambientales. En la determinación de la secuencia óptima de procesos para purificar el gas obtenido en una planta de gasificación de carbón, se han de considerar varios aspectos.

En segundo lugar, debemos tener en cuenta la composición del gas obtenido de la planta de gasificación, debido a que los gases de diferentes procesos de gasificación pueden ser muy diversos. Algunos procesos dan lugar a un gas con reducido número de componentes, mientras otros producen un gran número de compuestos de alto peso molecular, pudiendo estar algunos de ellos en concentraciones muy pequeñas, pero que, aún así, condicionan los procesos posteriores.

En tercer lugar, la composición requerida para el gas es de gran importancia en la etapa de purificación, ya que, en muchos casos, el costo de eliminar componentes no deseados se incrementa rápidamente conforme aumenta el nivel de pureza.

Finalmente, después que las especificaciones del gas alimentado y del gas producto se han fijado, se selecciona el mejor sistema de purificación basándose en el criterio de menor costo y que cumpla las limitaciones ambientales, de eficacia demostrada y flexibilidad, con respecto al caudal y variación en la composición del gas.

El modo más simple de uso del gas de gasificación es la combustión directa en una instalación situada junto al gasificador, sin otro tratamiento que la eliminación de las partículas arrastradas, de los líquidos y del sulfuro de hidrógeno.

Si el gas se ha obtenido por gasificación empleando aire, siempre se genera en el propio lugar de uso de este gas. El de medio poder calorífico, obtenido utilizando oxígeno, es frecuentemente distribuido a grandes distancias. Esto puede requerir la reducción del monóxido de carbono tóxico. También puede ser económicamente ventajoso incrementar el poder calorífico del gas separándole el dióxido de carbono.

La mayoría de los gasificadores fluidizados o de arrastre producen gas libre de alquitranes debido a que se encuentra a mucha mayor temperatura, y suelen emplear una caldera con presencia de cierta cantidad de cenizas fundidas arrastradas, antes del lavado con agua.

Una vez limpiado el gas, es enviado a través de intercambiadores de calor a las cámaras de enfriamiento para bajar la temperatura; luego, a un depurador de gas para una mayor refrigeración y eliminación de los sólidos como la escoria.

Mientras que la gasificación es ya una tecnología limpia, el costo de la eliminación de contaminantes debe reducirse. Se necesitan muchas mejoras en la limpieza y acondicionamiento de gas para superar la gasificación. El tratamiento eficaz de los múltiples contaminantes es complicado y caro por los numerosos procesos de eliminación a diferentes temperaturas.

3.2.3. Gasificación

La gasificación del carbón y de otros combustibles sólidos y líquidos ha sido desarrollada en los últimos dieciocho años como alternativa ideal para la generación de electricidad y para la generación de gas de síntesis empleado en la elaboración de productos petroquímicos.

El uso de ciclo combinado con gas natural ha reducido en gran parte las emisiones producidas por otras fuentes de energía, pero la volatilidad de su precio hace que la gasificación como tal sea la tecnología más limpia en el uso de combustibles fósiles en la generación de electricidad. Lo anterior ha provocado que ésta se convierta en una alternativa para la generación de electricidad a partir del uso del carbón, del combustóleo y del coque de refinerías.

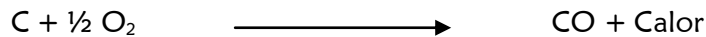
Como se había mencionado, el proceso de gasificación consiste en una oxidación parcial de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos, para formar lo que se conoce como gas de síntesis. Este

contiene principalmente monóxido de carbono (entre 40 y 65%) e hidrógeno (entre 25 y 37%) y, por sus características, puede usarse como combustible o como materia prima en procesos petroquímicos (Fernández & Alcaraz, 2001).

La unidad de gasificación está compuesta por el gasificador o reactor en donde se produce el rompimiento de las moléculas del combustible para producir gases posibles a ser oxidados posteriormente. Durante la gasificación, es posible hacer reaccionar el azufre con carbonato de calcio para formar sulfatos de calcio y de esta manera separar el azufre del combustible. Los gases producidos se hacen pasar por ciclones separadores y limpiar el gas de algunos sólidos; y, mediante un proceso de retención del azufre, se produce el gas que puede ser llevado a la unidad de generación eléctrica.

3.2.3.1. Planta de gasificación

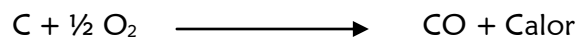
La planta de gasificación tiene la función de producir un gas proveniente del combustible mediante su oxidación parcial con agua y con oxígeno provocando la siguiente reacción:

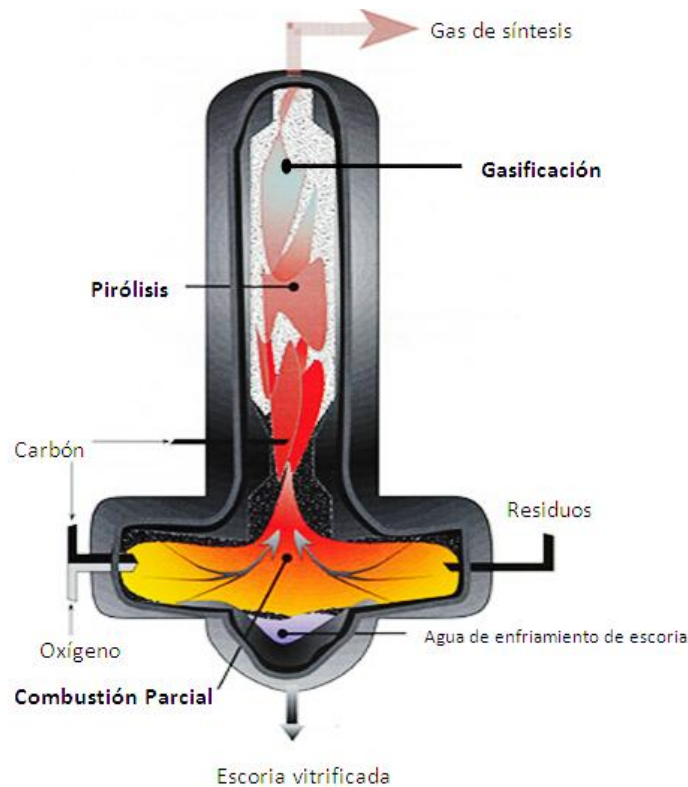


En el gasificador de flujo por arrastre, el carbón es suministrado junto con oxígeno y éstos reaccionan a una temperatura de 1400°C para comenzar el proceso de gasificación que dividimos en tres etapas.

- **Combustión parcial**

En esta etapa el carbón se oxida mediante reacciones exotérmicas las cuales producen el calor necesario para que se lleven a cabo las reacciones de pirolisis (Figura 3.9).



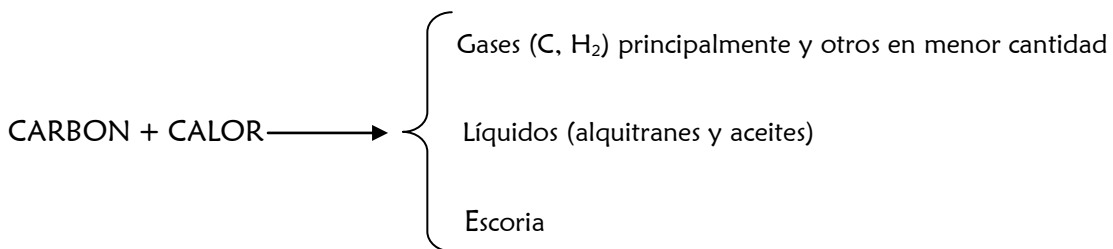


Fuente: (Beltrán & Urias, 2002)

Figura 3.9 Gasificador de flujo por arrastre

- **Pirólisis²**

En esta segunda etapa se lleva a cabo la descomposición térmica del carbón mediante su calentamiento.



Debido a la alta temperatura, la escoria se funde y, al salir del gasificador, se vitrifica.

² Es el proceso térmico que se lleva a cabo en ausencia total del oxígeno; presentándose en un rango de temperaturas de los 300°C a los 900°C (Blanco, 2008).

- **Gasificación**

En ésta tercera etapa se añade agua (H_2O) en forma controlada al gasificador la cual se disocia en H_2 y O_2 . El O_2 reacciona con el carbón produciendo mayor cantidad de monóxido de carbono (CO) y el hidrógeno (H_2) aumenta su concentración en el gas de síntesis.

La oxidación parcial se controla mediante la regulación de cantidades específicas del agente oxidante. En caso de utilizar oxígeno se requiere añadir 1/3 ó 1/5 parte de la cantidad requerida para que se lleve a cabo la combustión completa.

Los mayores componentes del gas de síntesis son monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H_2), pero también se producen en menores cantidades otros químicos como CO_2 , H_2S , N_2 , CH_4 , NH_3 debido a que el combustible, además de carbón e hidrógeno, contiene azufre, nitrógeno y oxígeno principalmente. A elevadas temperaturas, disminuyen las concentraciones de H_2O y CO_2 , mientras que aumentan las de CO y H_2 . En cambio, al aumentar la presión, disminuyen las concentraciones de CO y H_2 , aumenta la de H_2O , y varía muy poco la de CO_2 (Blanco, 2008).

La composición final del gas de síntesis depende de las condiciones de presión y temperatura que, a su vez, dependen de los diferentes combustibles que pueden ser utilizados en una planta, del agente oxidante que se utilice, así como también del tipo de gasificador (Blanco, 2008).

El gas de síntesis (aún no procesado) proveniente del gasificador se envía a un arreglo de enfriadores donde disminuye su temperatura hasta de $440^{\circ}C$ y le son removidos algunos residuos que posteriormente se pueden reutilizar en el gasificador. Por su parte, la escoria se recolecta en una piscina de agua abajo del enfriador para luego ser removida y reciclada. En esta etapa se produce vapor de alta presión que será utilizado nuevamente por la turbina de vapor.

Después, el gas de síntesis pasa a través de los sistemas de limpieza que se encargan de remover el ácido clorhídrico (HCl), ácido sulfhídrico (H_2S) y otras partículas para que, finalmente, sea concentrado en los sistemas de preparación de gas limpio para el suministro a la turbina de gas.

3.2.3.2. Clasificación de los Gasificadores para la generación de electricidad

Actualmente existen distintos tipos de gasificadores, y según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 1987), los procesos y equipos de gasificación pueden ser clasificados de la siguiente manera:

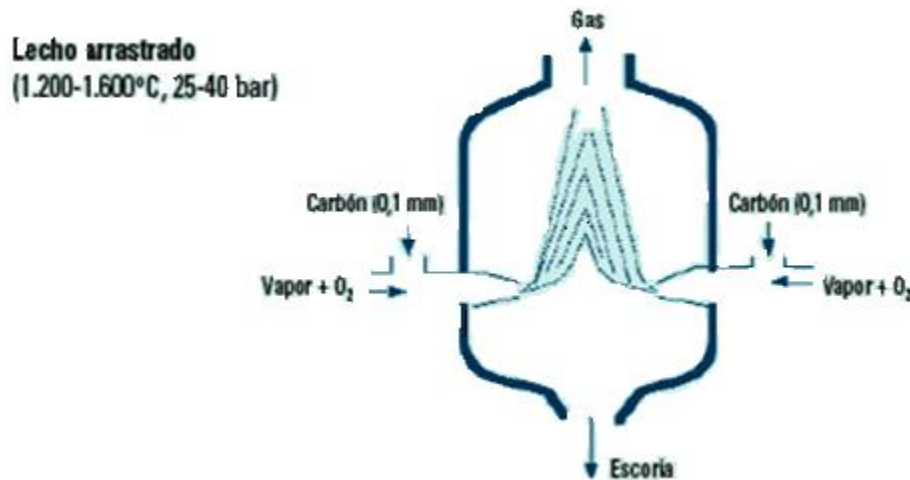
Tabla 3.1 Tipos de gasificadores

a) Según la fuente de energía para el proceso de gasificación.	<i>Alotérmico</i>	Fuente externa de energía, es decir, que no sea el propio combustible.
	<i>Autotérmico</i>	La combustión parcial del combustible proporciona la energía para el proceso de gasificación.
b) Según la presión de operación en el gasificador	<i>Baja presión</i>	Gasificador que opera a presión atmosférica ligeramente positiva (más alta que la presión atmosférica), o negativa (un poco más baja de la presión atmosférica).
	<i>Alta presión</i>	Trabaja con presión más alta que la atmosférica. Usados en grandes instalaciones generando cantidades considerables de gas de síntesis.
c) Según el movimiento relativo de los gases y el combustible	<i>Flujo concurrente</i>	El combustible sólido y los gases generados se mueven en la misma dirección y, en general, hacia abajo (<i>downdraft</i>).
	<i>Flujo contracorriente</i>	El combustible y los gases se desplazan en direcciones contrarias y, en general, los gases se mueven hacia arriba (<i>updraft</i>).
	<i>Flujo cruzado.</i>	Los gases generados se mueven transversalmente al flujo de combustible (<i>crossflow</i>).
d) Según el régimen de flujo en el gasificador	<i>Lecho fijo</i>	Considerado por diversos autores como referencia a la zona de reacción fija en los gasificadores convencionales, en los cuales, se lleva el combustible sólido a dicha zona.
	<i>Lecho fluidizado</i>	Cuando las partículas del combustible se mantienen en suspensión en un fluido.
	<i>Flujo por arrastre</i>	Cuando se mezclan las partículas del combustible con el agente de gasificación y la mezcla es inyectada en una cámara donde ocurren las reacciones.
e) En cuanto a la forma de cargar combustible y de descargar cenizas	<i>Intermitentes</i>	Carga en grandes cantidades y descarga con los gasificadores inoperantes.
	<i>Continuo o semicontinuo</i>	La carga del combustible y la descarga de cenizas se hace de manera continua o discreta y con el gasificador en operación, sin interferir en su desempeño.
f) En cuanto a la clase de comburente	<i>Oxígeno</i> <i>Aire</i> <i>Oxígeno/vapor</i> <i>Aire/vapor</i>	

Fuente: Ochoa, 2001

Entre los gasificadores que destacan para la generación de electricidad están: el de lecho fluidizado, lecho fijo y flujo por arrastre. De los tres, el de flujo por arrastre es el más utilizado a nivel industrial en las centrales para la generación de energía eléctrica (aproximadamente en un 90%), también conocido como de primera generación. El principio de funcionamiento de los tres tipos de gasificadores es el mismo, pero sus diferencias radican en las condiciones bajo las cuales se lleva a cabo la oxidación parcial del combustible.

En el gasificador de flujo por arrastre, el combustible y oxidante se mezclan y entran a la cámara de gasificación presurizada. Este gasificador requiere partículas finas de carbón (>0.1mm) y opera normalmente a temperaturas menores a los 1250° C. Estos gasificadores están siendo desarrollados en Estados Unidos, Europa y Japón entre otros (Figura 3.10).



Fuente: http://212.170.221.11/elcogas_body/images/IMAGEN/TECNOLOGIAGICC/GICCTecnologialimpiadelcarbon.pdf

Figura 3.10 Esquema general del flujo por arrastre

Algunas diferencias del proceso de flujo por arrastre respecto a los otros dos son éstas:

- Requiere de oxígeno como agente gasificante, lo que implica que las dimensiones de los equipos (reactor, compresores, equipo de limpieza, etc.) sean menores respecto a aquellos en los que se utiliza directamente aire para gasificar. A cambio, 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.

En la Tabla 3.2 observaremos las características principales de los tres tipos de gasificadores mencionados anteriormente.

Tabla 3.2 Diferencias de los tres tipos de Gasificadores comerciales para la generación de energía eléctrica

Gasificador	Lecho Fluidizado	Lecho fijo	Flujo por arrastre
Tamaño del Combustible	< 6mm	6 – 50mm	< 0.1mm
Combustible preferente	Lignito, carbón bituminoso, antracita, desperdicios, coque y biomasa	Lignito, carbón bituminoso, antracita, desperdicios, coque.	Lignito, carbón bituminoso, antracita, desperdicios, coque.
Temperatura del gas de síntesis de salida	915° C – 1050° C	412° C – 635° C	>1250° C
Requerimiento de oxidación	Moderado	Bajo	Alto
Requerimientos de agua	Moderado	Alto	Bajo
Otras Características	El gas de síntesis contiene alquitranes y bajo poder calorífico	El gas de síntesis contiene alquitranes, metano y otros aceites	Gas de síntesis puro, de mayor temperatura y alto poder calorífico

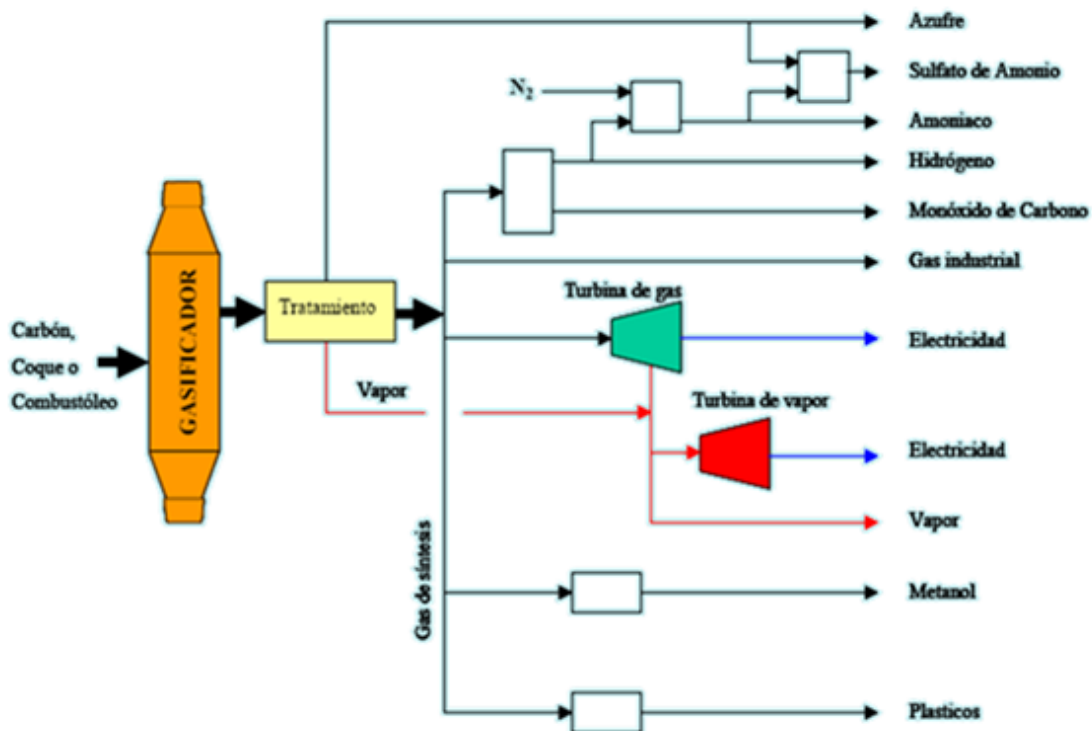
Fuente: El autor, a partir de DOE, 2002.

3.2.3.3. Otras Aplicaciones de la gasificación

Los productos en la gasificación de residuos pesados pueden variar dependiendo de la calidad de los residuos y las condiciones de operación del gasificador. La gran ventaja de la gasificación es su versatilidad y flexibilidad que se extienden a la producción de compuestos químicos y petroquímicos y al uso de biomasa y de desechos industriales como combustible.

Del producto de la gasificación podemos obtener diferentes químicos, el metanol, tiene varias aplicaciones industriales principalmente para formar ácido acético, proteínas y formaldehído; así como también químicos que, forman la base para la elaboración de plásticos

De manera alterna, el hidrógeno y el monóxido de carbono pueden utilizarse para producir gasolina o pueden separarse y reaccionar con nitrógeno para la producción de amoníaco que se utiliza en fertilizantes (Figura 3.11).



Fuente: Gasificación Integrada a Ciclos Combinados Boletín (Dic., 2001) IIE

Figura 3.11 Flexibilidad de la Gasificación

3.2.4. Central generadora

La etapa de generación eléctrica está comprendida básicamente por una central de ciclo combinado con modificaciones menores para el uso de gas de síntesis como combustible. El componente que sufre éstas modificaciones es la turbina de combustión, ya que esta turbina está diseñada para operar con gas natural. Las áreas que sufren algún tipo de modificación son:

- **Los quemadores.**

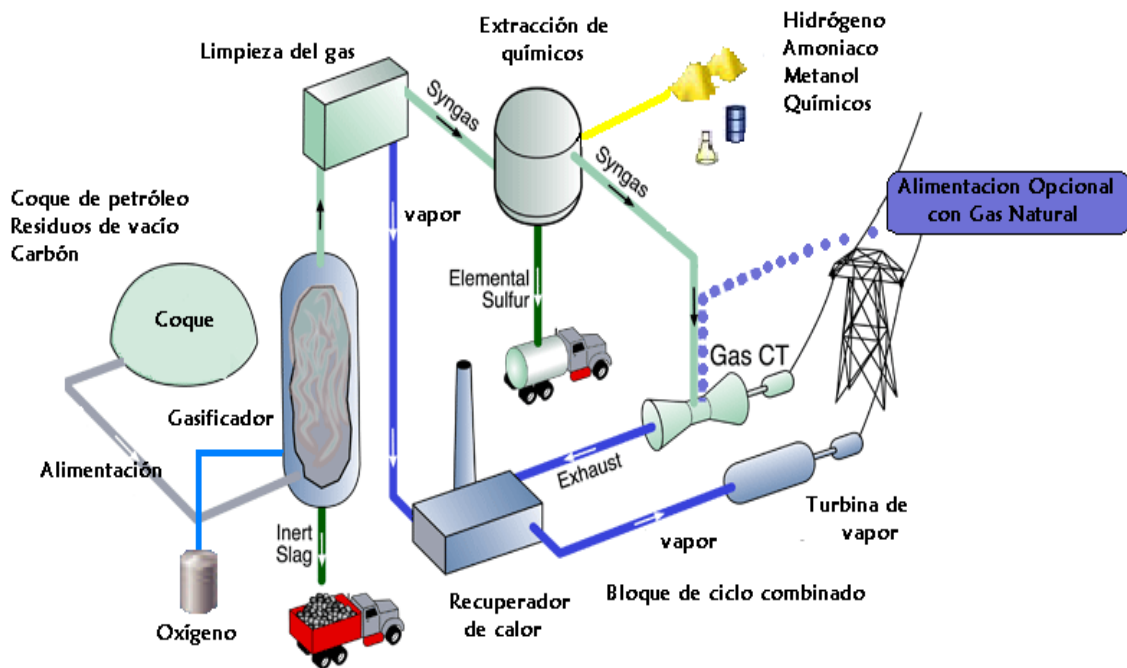
Se requieren quemadores especiales debido a que el gas de síntesis provoca una flama de mayor intensidad y velocidad de propagación.

- **El sistema de alimentación de combustible.**

Ya que el gas natural posee cinco veces más poder calorífico que el gas de síntesis, se requiere que el flujo de éste último sea cinco veces mayor para producir la misma potencia que si se utilizara gas natural.

Debido a que las modificaciones que se tienen que realizar en la turbogas son poco significativas, es viable el uso de gas natural en la central de ciclo combinado en caso de que la etapa de gasificación tenga que salir de operación, ya sea por cuestiones de mantenimientos o problemas técnicos, lo que implica variaciones en los parámetros de la central de ciclo combinado (Beltrán & Urias, 2004).

La temperatura de los gases de salida de la turbina de gas es aprovechada por el HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*) para calentar agua y de esta forma generar vapor que será utilizado en una turbina para incrementar la generación de energía eléctrica (Figura 3.12).



Fuente: El autor, con datos de *Energy Northwest*

Figura 3.12 Central de Gasificación Integrada con Ciclo Combinado

Si la central IGCC se encuentra altamente integrada, la entrada de vapor hacia la turbina proviene de diversos componentes de la planta como el gasificador, el arreglo de enfriadores del gas de síntesis y el HRSG.

3.2.5. Integración de la tecnología

Existen múltiples variaciones sobre el esquema básico de una IGCC, siendo el aspecto fundamental del diseño el grado de integración entre las unidades. Las centrales IGCC pueden tener diferentes configuraciones debido a que unas gasifican el carbón, biomasa y coque, y algunas otras utilizan gas natural. Además, se pueden realizar cambios en las centrales para aumentar el grado de integración de las mismas, lo que implica incrementar las interacciones entre los componentes de sus principales secciones en alguna de las siguientes medidas:

- El compresor de la turbina de gas suministra aire a alta presión a la USA o al gasificador (si es que se usa aire como oxidante);

- La turbogás puede usar el N₂ proveniente de la USA con la finalidad de aumentar el poder de generación de la turbina y controlar la formación de NO_x;
- La alta temperatura (400 °C) del aire extraído del compresor se aprovecha para calentar el nitrógeno residual y acondicionar el agua inyectada al saturador de gas limpio;
- El agua de alimentación del gasificador procede del ciclo combinado;
- El vapor generado en el proceso de gasificación se envía al ciclo combinado para ser recalentado en el HRSG para, posteriormente, ser expandido en la turbina de vapor.

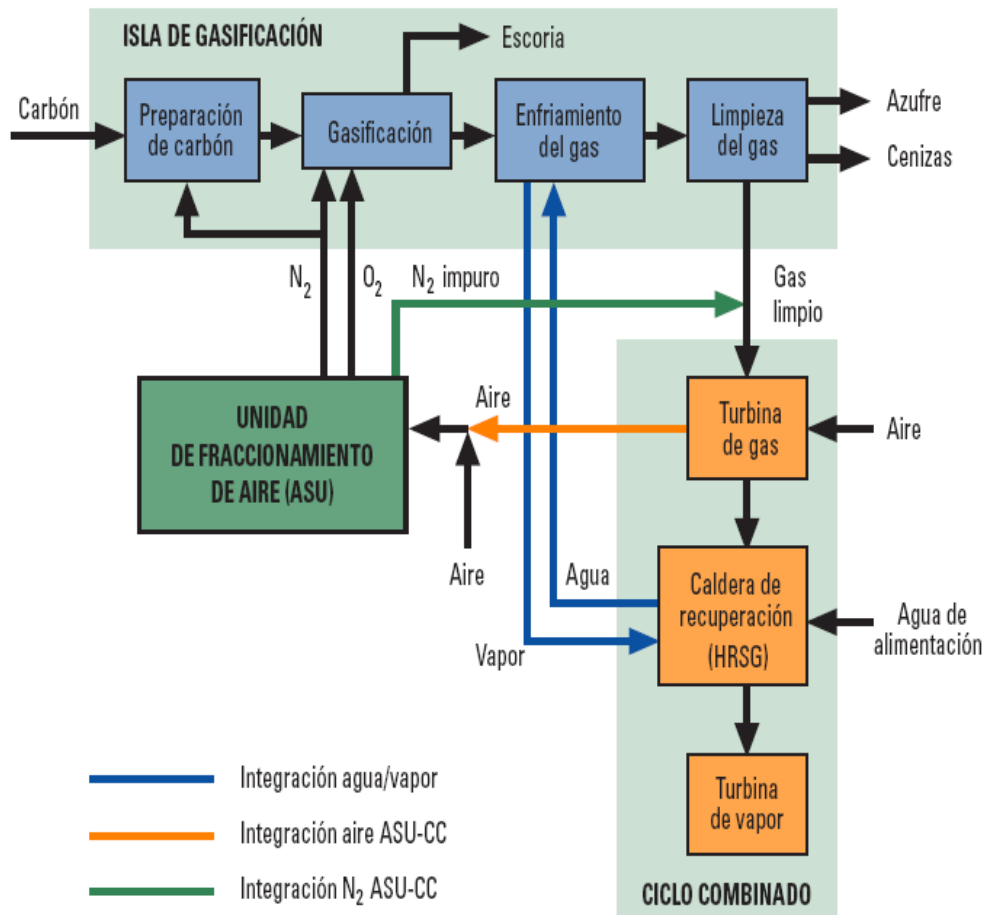
De acuerdo a las interacciones entre los componentes, podemos hablar de de tres tipos de integración:

- Integración de los sistemas agua-vapor de la planta de gasificación y el ciclo combinado
- Integración lado nitrógeno entre USA y ciclo combinado
- Integración lado aire entre USA y ciclo combinado

La integración más vista en las centrales IGCC es la de los sistemas agua/vapor. Los diseños altamente integrados suponen una mayor eficiencia de la central, puesto que se reducen los consumos de auxiliares de los compresores de aire y productos de la USA. Sin embargo, implican tiempos de arranque más largos en los que se consume el combustible de apoyo (gas natural, en la mayoría de los casos).

De las centrales IGCC con carbón en operación, en Europa han optado por el diseño altamente integrado por su mayor eficiencia, mientras que en Estados Unidos, con precio de combustibles inferiores, se ha preferido la mayor disponibilidad y flexibilidad que ofrece el diseño integrado (ELCOGAS, 2001).

En la actualidad se tiende a diseños en los que el aire que necesita la USA provenga en parte del compresor de la turbina de gas y, en parte, de un compresor independiente. Esto proporciona la flexibilidad necesaria para arranques más rápidos y un consumo auxiliar intermedio entre las dos opciones (Figura 3.13).



Fuente: http://212.170.221.11/elcogas_body/images/IMAGEN/TECNOLOGIAGICC/GICCtecnologiadelimpiadelcarbon.pdf

Figura 3.13 Opciones de integración de una central IGCC

3.3. Aspectos a tomar en cuenta en el desarrollo de estos proyectos

3.3.1. Eficiencia

La tecnología IGCC presenta eficiencias superiores al resto de tecnologías comerciales de generación eléctrica a partir de carbón, como se puede observar en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Eficiencias actuales de Tecnologías de Centrales Térmicas

Tecnología		Eficiencia bruta %PCI	Eficiencia neta %PCI
GICC (según proceso de gasificación)	ELCOGAS-Lecho arrastrado, seco	47.1	42.2
	SHELL (alim. seca)	48.3	43.1
	TEXACO (no integrado)	51.6	41.2
	E-GAS™	44.5	39.2
	MITSUBISHI-aire (año 2006)	48.0	42.0
PC, carbón pulverizado (con FGD, ESP y quemadores bajo NO _x)	Subcrítica (165 bar, 540°C)	37.5	36.0
	Supercrítica (240 bar, 565°C)	41.1	39.6
AFBC, combustión en lecho fluidizado atmosférico		37.5	36.0
CCGN, ciclo combinado de gas natural, tecnología F de turbina de gas		57.3	56.0

Fuente: El autor, a partir de ELCOGAS, 2001

Además, hay que considerar que la tecnología IGCC tiene un importante potencial de mejora al beneficiarse de la progresiva adaptación de turbinas de gas más avanzadas en esta aplicación.

3.3.2. Medio Ambiente

Los grandes valores que aporta la eficiencia de ésta tecnología y la disponibilidad de combustibles ha traído importantes beneficios ambientales: baja emisión de CO₂ y otros contaminantes por kWh producido, menor consumo de recursos y posibilidades de emplear energías renovables mediante gasificación.

Las emisiones de SO₂ reducen en una proporción del 99% el azufre que acompaña al combustible, gracias a una intensa desulfuración del gas antes de su combustión; es decir: el azufre presente en el gas de síntesis como H₂S, es recuperado transformándose en ácido sulfúrico o azufre sólido puro para su venta. Por su parte, las emisiones de NO_x se controlan por saturación del gas antes de la combustión con agua y, luego, mezclado con N₂ residual procedente de una planta de separación de aire (USA) con que se integra eficientemente el ciclo combinado con la gasificación. Esto da como resultado unas temperaturas de llama más bajas. Asimismo, las emisiones de otros contaminantes como las cenizas volantes (mercurio, dioxinas) se reducen a niveles no detectables por las distintas etapas de lavado y filtraciones a que se somete el gas antes de su combustión.

La escoria sale del gasificador fluida a 1500°C aproximadamente y, por enfriamiento súbito, se transforma en un sólido vitrificado que encapsula los metales pesados que acompañan al combustible. Esto los hace insolubles en agua y permite su depósito como residuos inertes que, normalmente, se destinan como relleno de carreteras. En general, la generación de residuos se reduce notablemente en relación a otras tecnologías convencionales.

Tabla 3.4 Producción de emisiones en diferentes tecnologías

Tecnología	Emisiones g/kWh				Subproductos/Residuos sólidos g/kWh (*)	
	SO ₂	NO _x	Partículas	CO ₂		
IGCC (según proceso de gasificación/turbina de gas)	ELCOGAS / SIEMENS V94.3	0.1	0.4	0.0	727.0	Escoria: 21.0 Ceniza: 2.0 Azufre: 4.0
	SHELL / SIEMENS V94.2	0.1	0.1	0.0	712.0	
	TEXACO / GE 7F	0.1	0.4	0.0	745.0	
	E-GAS™ / GE 7F	0.1	0.4	0.0	783.0	
	mitsubishi (2006, objetivos propuestos)	0.0	0.013 (con SCR)	0.0	730.0	
PC , carbón pulverizado	Subcrítica. $\eta_{\text{neto}}=36.0\%$ FGD (90%), LBN (50%), ESP (99.2%)	2.5	2.3	0.3	852.0	Cenizas: 27.4 Yeso (FGD): 19.6
	Supercrítica. $\eta_{\text{neto}}=39.6\%$ FGD (95%), SCR (95%), ESP (99.2%)	2.2	1.1	0.3	774.0	Cenizas: 25.0 Yeso (FGD): 18.8
AFBC . Con filtros ciclónicos (96%). $\eta_{\text{neto}}=36.0\%$	1.4	0.8	0.1	852.0	Mezcla ceniza: 52.9	
CCGN , $\eta_{\text{neto}}=56.0\%$ 0.007	0.5	0.0	350.0	-		

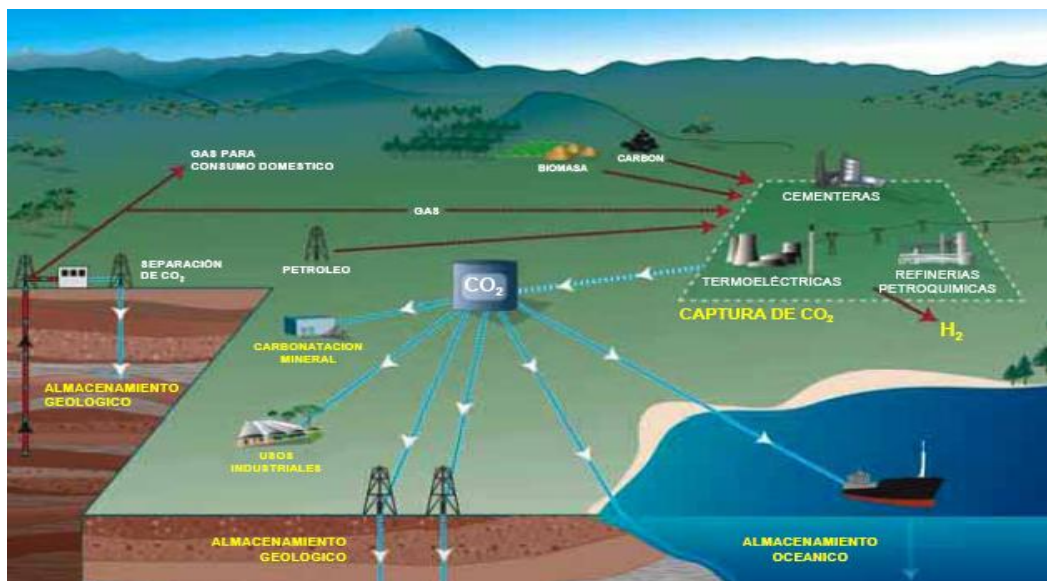
(*) Con combustibles similares en cuanto a contenido en cenizas y azufre.
Fuente: El autor, a partir de ELCOGAS, 2001.

Es importante mencionar que las centrales térmicas de combustión producen residuos sólidos (escoria, ceniza volante y pasta de yeso en las unidades de desulfuración) que no pueden calificarse como subproductos de valor comercial; sin embargo, en las centrales IGCC, por el contrario, se obtienen subproductos comerciales como: el azufre que se recupera puro en estado elemental; como ácido sulfúrico; como residuos sólidos que produce la gasificación (escoria principalmente) obtenida bajo una matriz vítrea no soluble a manera de subproductos de múltiples aplicaciones ya sea en la fabricación de materiales cerámicos; y como producción de

fibra de vidrio, relleno para carreteras o fabricación de materiales para la construcción en forma de cementos o ladrillos (Tabla 3.4).

Adicionalmente, mediante la reacción agua-gas, se puede incrementar la producción de hidrógeno y capturar el CO_2 de forma directa utilizando procesos comerciales y habituales en la industria de síntesis química. Por su parte, en el proceso de purificación del gas de síntesis se permite una eficiente captura del dióxido de carbono antes de entrar a la cámara de combustión. De este modo, el dióxido concentrado es almacenado y distribuido de vuelta a la naturaleza de manera que no afecte al ambiente.

Entre las opciones, la más común consiste en su almacenamiento geológico como depósitos en la profundidad de la tierra, en donde algunos de ellos permiten la recuperación del combustible fósil (Figura 3.14).



Fuente: http://www.ai.org.mx/archivos/seminarios/cambio_climatico/M.%20C.%20Rodolfo%20Lacy%20T.pdf

Figura 3.14 Captura y almacenamiento de CO_2

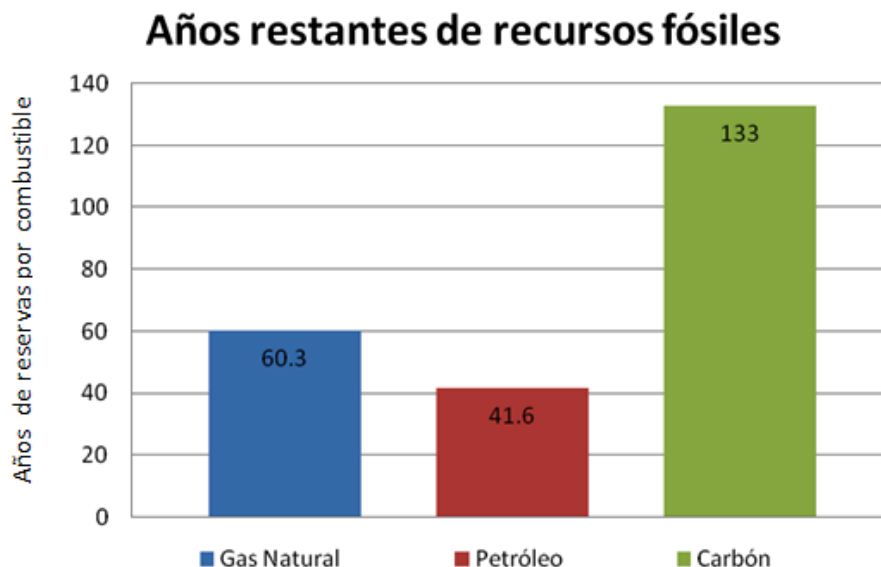
Por último, hay que mencionar que el consumo de agua en las centrales IGCC es mucho más eficiente que en otras tecnologías por el hecho de generar tan solo el 40 % de la energía eléctrica con el ciclo agua-vapor y el resto en turbina de gas que no requiere agua de refrigeración. El consumo de agua para la operación es aproximadamente la mitad que el de una planta

convencional; como consecuencia, genera menor volumen de aguas residuales al ser mucho menor la cantidad de purgas.

3.3.3. Disponibilidad de combustibles

Las plantas IGCC permiten la utilización de diversos combustibles (carbón, residuos de refinería, gas natural, etc.) gracias a la tecnología de gasificación. En la actualidad, los productos fósiles como el carbón mineral y el coque de petróleo son combustibles que contienen un alto índice de azufre y metales que dificultan su utilización. Sin embargo, el carbón es uno de los combustibles más abundantes y más baratos en el planeta, ya que las mayores reservas mundiales de combustible fósil son de carbón.

Por su parte, el coque es un producto de los esquemas de refinación de bajo valor comercial pero con un poder calorífico elevado; y el gas natural sería el combustible más adecuado para la gasificación debido a sus bajas emisiones, a su alto poder calorífico y a su alta eficiencia de generación, pero la volatilidad de su precio es un freno ya que éste combustible es de tres a cuatro veces más caro que el residuo de petróleo y el carbón mineral. Por esto, es utilizado como un combustible alternativo en muchos países (Figura 3.15).



Fuente: El autor, con datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017 SENER

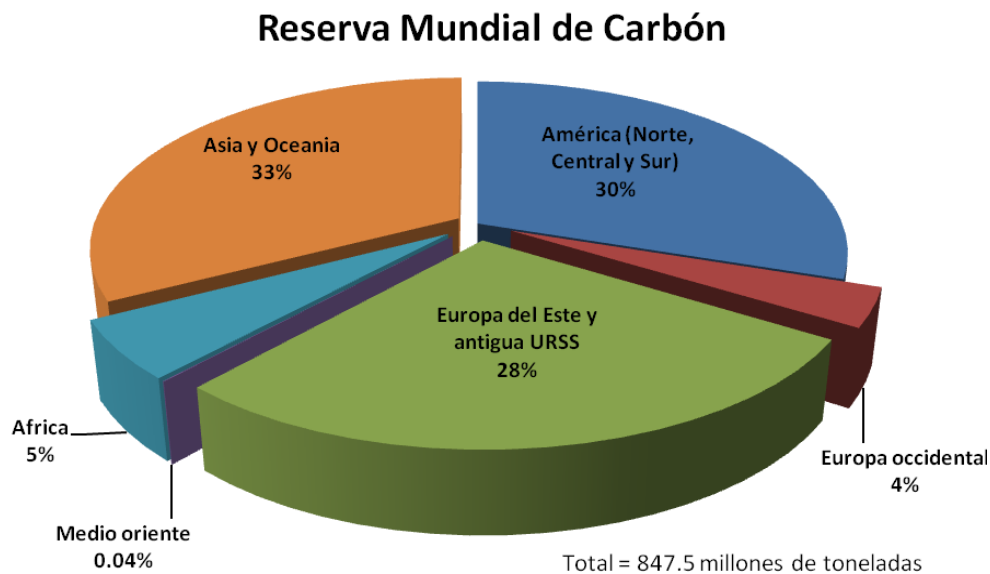
Figura 3.15 Recursos mundiales de combustibles fósiles

3.3.3.1. Carbón mineral

El carbón mineral es el combustible fósil más abundante en nuestro planeta. Se distingue por tener un poder calorífico que puede ir desde 14,600 hasta 32,000 kJ/kg con un alto contenido en cenizas y un contenido de azufre de moderado a alto. Sus características muy variadas, incluso dentro de un mismo yacimiento, dificulta su uso (M. Fernández, 2008).

Existen varias clasificaciones de los carbones según su rango. Una de las más utilizadas divide a los carbones de mayor a menor rango en: antracita, bituminoso bajo, medio y alto en volátiles, conocido también como hulla, sub-bituminoso, lignito y turba.

En la actualidad, las reservas mundiales más grandes de carbón bituminoso y sub-bituminoso se concentran repartidas por regiones, siendo Norte América, Europa del Este, Asia y Oceanía los continentes con mayores yacimientos, y seis los países que destacan en este rubro: Estados Unidos, Rusia, China, India, Australia y Sudáfrica. Lo anterior implica un gran abasto a largo plazo debido a que éste combustible es superior, en reservas, al petróleo y al gas natural (Figura 3.16).



Fuente: El autor, con datos de *World Energy Council*, (2007)

Figura 3.16 Reserva Mundial de Carbón por región geográfica

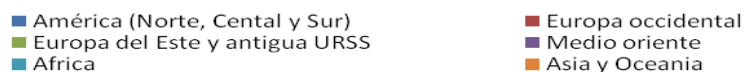
El carbón, combustible fósil, ha tenido un papel importante durante siglos no sólo en la producción de electricidad sino también como el principal combustible para la producción de acero y cemento así como en otras actividades industriales.

El carbón es una de las fuentes de energía más importantes ya que con él se produce casi el 40% de la electricidad mundial. En muchos países, esta cifra es todavía mayor: Polonia obtiene el 94% de su electricidad gracias al carbón; Sudáfrica, el 92%; China, el 77%; y Australia, el 76%. El carbón ha sido la fuente de energía con mayor crecimiento en los últimos años, mayor que la del gas, el petróleo, la energía nuclear, la energía hidroeléctrica y las energías renovables³.

3.3.3.2. Petróleo

En la actualidad, el petróleo es la mayor fuente de energía primaria en el mundo; sin embargo, su participación dentro del total de energía consumida se redujo ante un mayor consumo de carbón, gas natural y fuentes renovables. Sus reservas probadas mundialmente dan un total de 1.316 billones de barriles, los cuales se encuentran repartidos por regiones geográficas teniendo el Medio Oriente los mayores yacimientos del mundo (Figura 3.17).

Reservas probadas de Petróleo en el Mundo



Total = 1.3 billones de Barriles

Fuente: El autor, con datos de la Energy Information Administration, DOE (2007)

Figura 3.17 Reserva mundial de petróleo por región geográfica

³ Datos obtenidos de *World Coal Institute*: <http://www.worldcoal.org/>

Del total de reservas probadas, los países con mayores reservas son: Arabia Saudita (con 264.2 miles de millones de barriles⁴) seguido por Irán (con 138.4).

Los productos residuales de los procesos de refinación del petróleo son algunos de los combustibles que podemos ocupar en las centrales IGCC para la generación de energía eléctrica, ya sean líquidos o sólidos, dependiendo de las tecnologías de las refinerías.

En estos procesos obtenemos varios subproductos; los primeros, provenientes del crudo limpio y sin sal, son: naftas, kerosenos, diesel y gasóleos. Los residuos líquidos (como combustóleo o emulsión) pueden utilizarse en sistemas convencionales para la generación de vapor. Para ello, el generador de vapor deberá contar con sistemas de limpieza de partículas y de compuestos de azufre en los gases de combustión.

Cuando existe una planta coquizadora en la refinería, ésta recibe residuos de vacío y, mediante el proceso de coquización, obtiene un residuo sólido conocido como coque de petróleo, similar al carbón mineral, con alto poder calorífico (mayor al del carbón) y bajo en cenizas (Figura 3.18).



Fuente: http://www.garciamunte.com/es/Combustibles_solidos/3/Petcoke/

Figura 3.18 Coque de petróleo

Además de ser un combustible potencial para la generación de electricidad en las centrales IGCC, el coque se ocupa en el mundo, siendo la industria cementera su principal consumidor, ya que es quemado para producir energía que se utiliza para fabricar cemento y cal, para cogeneración y

⁴ Datos Obtenidos de la Prospectiva del Mercado del petróleo Crudo 2008-2017 SENER, 2008

otras aplicaciones industriales que requieran temperaturas de horno elevadas que superan el 60% de la producción anual mundial.

Una de las desventajas de este combustible es que concentra gran parte de azufre y metales (sobre todo níquel y vanadio), y aunque contiene un alto poder calorífico, no puede emplearse en termoeléctricas convencionales debido a que éstas no cuentan con limpiadores especiales que permitan eliminar las emisiones indeseables antes o durante el proceso de combustión.

3.3.3.3. Gas natural

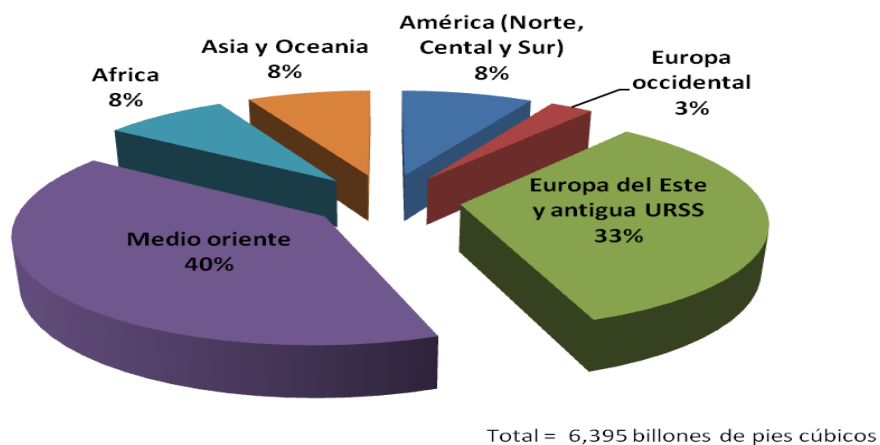
El gas natural es una de las fuentes de energía más limpias, ya que es el combustible fósil, con menor contenido de dióxido de carbono, es la que menos emisiones produce a la atmósfera y más satisface la demanda energética en los diferentes sectores.

Por ser un combustible fósil, se halla en yacimientos subterráneos aislados y, en ocasiones, junto al petróleo, éste combustible es una mezcla de hidrocarburos, en su mayoría etano, propano y butano en diferentes porcentajes. A finales del 2007, las reservas mundiales de gas natural se ubicaron en 6,395 billones de pies cúbicos, de los cuales Rusia, Irán y Qatar tienen más del 50% de este combustible.

Por su parte, el gas natural es el combustible que representa el mayor crecimiento en la generación mundial de electricidad, casi la cuarta parte del consumo total de energía en el mundo, lo que lleva a pensar que es un combustible potencial para las centrales IGCC.

El crecimiento de éste combustible para generación de electricidad responde a las ventajas y versatilidad que ofrecen las centrales que lo utilizan, dada su alta eficiencia en ciclo combinado, a periodos de construcción más cortos, a un arranque rápido para entrada en servicio y por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y óxidos de azufre (Figura 3.19).

Reservas de Gas Natural en el Mundo



Fuente: El autor, con datos de la *Energy Information Administration*, DOE (2007)

Figura 3.19 Reserva mundial de carbón por región geográfica

3.3.3.4. Biomasa y residuos

Entre todas las fuentes de energía renovables, la biomasa es el mayor contribuyente a nivel mundial (3.37% para la generación de energía eléctrica). Lo anterior señala que los recursos disponibles de biomasa y residuos son extraordinariamente abundantes en el mundo y, debido a esta abundancia, la biomasa es considerada una de las fuentes renovables con mayor potencial de desarrollo.

Con el encarecimiento de los combustibles fósiles, las fuentes naturales de energía tendrán una mayor participación. La biomasa, los residuos de cosechas y otras fuentes biológicas han sido una importante fuente de energía para más de dos mil millones de personas pero, en los últimos años, la biomasa se ha convertido en una fuente de electricidad libre de combustibles fósiles.

A partir de 2005, el Consejo Mundial de Energía estimó que la capacidad de generación de biomasa será por lo menos de 40 GWh. Esto indica que en algunos casos la biomasa podría suplir al carbón o al gas natural como combustible alternativo en las centrales IGCC.

La biomasa se utiliza también en muchas plantas de cogeneración que pueden capturar el 85-90% del aporte energético mediante la utilización de calor residual, así como la energía eléctrica (Figura 3.20).



Fuente: <http://www.sparetheair.org/teachers/bigpicture/graphics/biomass.jpg>

Figura 3.20 Biomasa y residuos como combustible para las centrales IGCC

La accesibilidad de éste recurso como el precio de generación con biomasa la hace muy viable. Los costos de capital son similares a los de las plantas de combustibles fósiles, pero la inversión para la gasificación en países no tan industrializados hace complicado la existencia de la tecnología para generar electricidad.

Las desventajas de la biomasa como combustible para la gasificación son varias: limitación de superficie de tierras disponibles, eficiencia de la fotosíntesis, suministro de agua y limitación de materia prima concentrada disponible a nivel local, ya que el transporte de esta materia prima hasta las centrales gasificadoras aumenta el costo de producción.

Conclusiones

Gracias a los esfuerzos de la industria cementera y metalúrgica en el desarrollo de la gasificación, se ha demostrado que esta tecnología es una opción factible para la generación de electricidad y el aprovechamiento de recursos. Sin embargo, es importante tener en cuenta la preservación de los recursos naturales y controlar la contaminación.

Por una parte, la tecnología de gasificación integrada a ciclos combinados permite la generación eficiente y limpia de electricidad utilizando combustibles sucios como fuente primaria de energía; por la otra, se obtienen del mismo proceso productos petroquímicos muy valiosos como el amoníaco, azufre y metanol.

El esquema de gasificación sirve tanto en las refinerías como en la industria, utilizando los excedentes residuales de sus procesos para generar electricidad; y es en la industria en donde se pueden aplicar también los esquemas de cogeneración para satisfacer sus propias necesidades.

Las condiciones necesarias a tomar en cuenta para la implantación de las centrales IGCC se relacionan principalmente con la capacidad de introducir una industria limpia de carbón, con capacidad económica para solventar estos proyectos y con el costo de la materia prima, dada la gran volatilidad en el precio de los combustibles fósiles, en particular, el del gas natural.

Debe de quedar claro que la maduración de la tecnología de las centrales IGCC aún no se ha alcanzado, pues faltan pero son centrales térmicas con capacidades de hasta 600MW y con eficiencias mayores a otras tecnologías nuevas como las de carbón pulverizado y térmicas convencionales. Las grandes ventajas por las que vale la pena esta tecnología son la flexibilidad de operar con otros combustibles, en caso de falla del gasificador, y la actual relación con la reducción de emisiones contaminantes, para preservar al medio ambiente.

Capítulo 4

**Desarrollo de las Centrales IGCC en el
Mundo**

Introducción

El objetivo de este cuarto capítulo es conocer el desarrollo actual de las centrales IGCC a nivel mundial. Esas han crecido de manera interesante por la necesidad de generar nuevas alternativas de energía que utilicen combustibles de bajo valor comercial y sin descuidar las emisiones que éstas puedan ocasionar al ambiente.

En primera instancia, analizaremos las centrales IGCC por región geográfica, iniciando por América en donde existen pocos países con el desarrollo de la gasificación. Enseguida, se estudiará Europa en donde se ha encontrado cierto potencial para desarrollar esta tecnología en la refinación de petróleo gasificando residuos pesados. Por último revisaremos los casos de Asia y África en donde existen grandes reservas de combustible fósil y se ha explotado el carbón de manera natural para la obtención de químicos y combustibles sintéticos.

En nuestro análisis de las centrales de mayor importancia a nivel mundial, se hará hincapié en las necesidades que tiene cada uno de los continentes. También estudiaremos los nuevos proyectos propuestos para los próximos años con la clasificación de combustible a utilizar y la aplicación que se les dará. Se hará una clasificación de las centrales por el tipo de combustibles a gasificar tomando en cuenta el año de operación y su capacidad de gasificación.

Por último, daremos un vistazo a las diferentes tecnologías involucradas en la gasificación, analizando la capacidad instalada de cada tecnología y observando las proyecciones de la gasificación de combustibles a nivel mundial.

4.1. Gasificación por región geográfica

Debido al crecimiento mundial en la tecnología de gasificación, existen actualmente 28 países con plantas IGCC en funcionamiento (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Países con plantas de gasificación en operación

Australia	Italia	Corea del sur
Brasil	Japón	España
China	Malasia	Suecia
República Checa	Holanda	Taiwán
Francia	Portugal	Inglaterra
Alemania	Singapur	Estados Unidos
India	Sudáfrica	ex Yugoslavia
Indonesia	Finlandia	Egipto
República Dominicana	Portugal	Polonia
Qatar		

Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

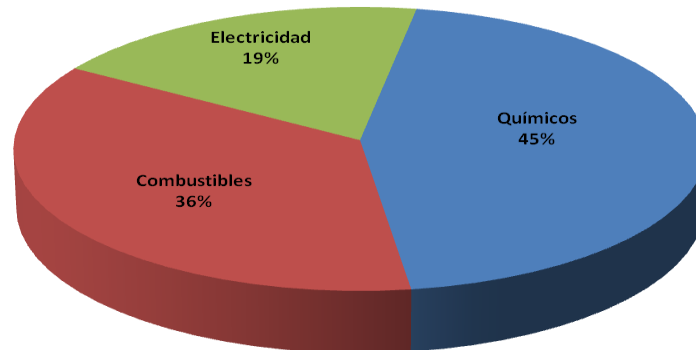
A principios de 1999 existían 138 plantas en operación con ésta tecnología, las cuales contaban con 385 gasificadores y con una producción total de 378 millones de metros cúbicos de gas de síntesis por día, equivalentes a la generación de 28 GW de energía eléctrica (GTCR, 1999).

En 2005, existían 152 plantas de gasificación en el mundo, incluyendo los 35 proyectos adicionales en desarrollo (diseño y construcción). De éstas el 39% generan combustible; 19%, electricidad; y 42%, otros productos químicos (RRI, 2005).

Actualmente, existen 165 plantas en todo el mundo, contando el proceso de diseño y construcción en algunas de ellas, con más de 420 gasificadores. El 45% de los productos

derivados de la gasificación son los químicos, producto principal, seguidos por el 36% de combustibles y el 19% para la generación de energía eléctrica (Figura 4.1).

Productos derivados de la Gasificación

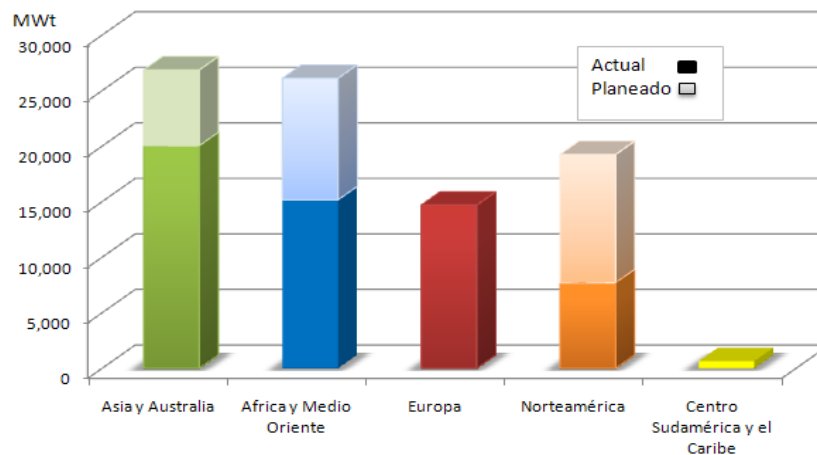


Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

Figura 4.1 Distribución de productos a nivel mundial derivados de la gasificación

Podemos clasificar las centrales IGCC de diferentes maneras, particularmente por región geográfica, lo cual nos ayuda a identificar los países con mejor desarrollo a través de los años.

En el mundo hay 5 regiones geográficas en las que se da la tecnología de gasificación de combustibles. Tienen el potencial para reducir sustancialmente el impacto ambiental de las plantas de carbón, las emisiones de gases contaminantes, el consumo de agua y la producción de residuos sólidos. Además, permiten la separación y captura de emisiones de CO₂ y la producción de hidrógeno (Figura 4.2).



Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

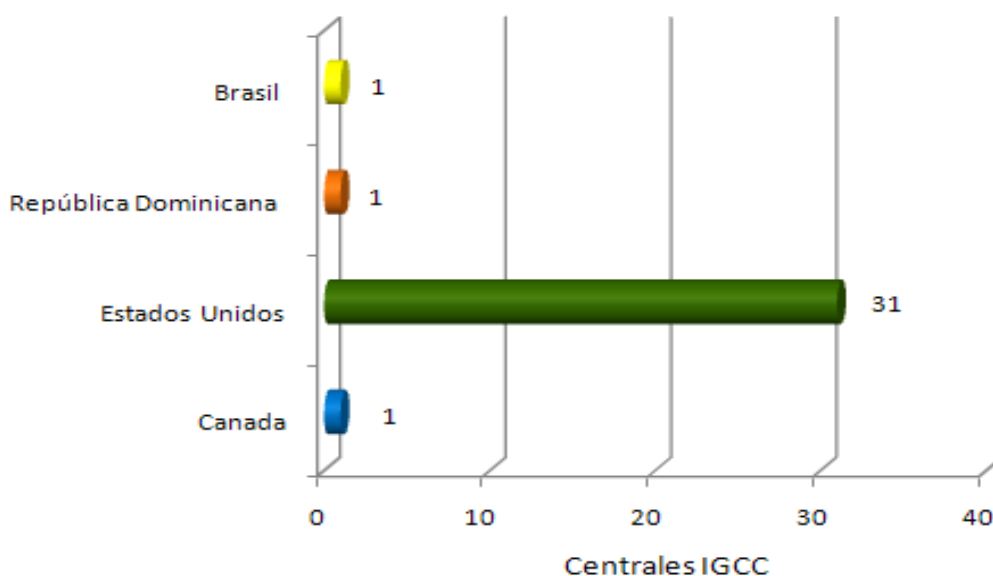
Figura 4.2 Gasificación por región geográfica

Otro campo en que han incursionado las centrales de gasificación es el de las plantas de refinación ya que la construcción de plantas IGCC dentro de la refinación de petróleo ha crecido a partir de 1996.

Hoy en día países como Holanda, Italia, España, Japón, Singapur y Estados Unidos se encuentran desarrollando esta tecnología, ya que el proceso de gasificación de productos pesados como el asfalto, coque de petróleo y residuos de vacío, es muy atractivo en la industria de la refinación y permite obtener beneficios económicos al generar Hidrógeno (necesario en sus procesos para la obtención de gasolinas más limpias) y energía eléctrica. En este sentido, la generación de energía eléctrica en la industria de la refinación de petróleo es una oportunidad de negocio pues su venta permitiría a esta industria competir en el mercado eléctrico mundial (Hernández, 2004).

4.1.1. América

En el continente americano existen 34 centrales de gasificación, que se encuentran en 4 países: Brasil, República Dominicana y Canadá sólo tienen una central, respectivamente, en que gasifican productos pesados de petróleo, mientras que Estados Unidos cuenta con 31 centrales IGCC distribuidas en su territorio con una capacidad instalada de 18218.5 MWt para generar químicos electricidad o combustibles sintéticos (Figura 4.3).



Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

Figura 4.3 Gasificación por región geográfica

4.1.1.1. Estados Unidos

Estados Unidos es uno de los países con mejores reservas de combustibles en el mundo. Sus reservas de carbón alcanzan aproximadamente los 279,506 millones de toneladas, esto es: el 28.6% de reservas totales en el mundo. Ya que la generación mundial de energía eléctrica a partir de carbón seguirá siendo la de mayor participación entre el resto de las fuentes de energía, EUA tiene una relación de reservas/producción¹ de 234 años aproximadamente. Este hecho les confiere cierto grado de seguridad energética en el suministro del combustible para la generación de electricidad².

En EUA, las centrales que utilizan carbón aportaron en el 2005 el 32.2% de la capacidad total instalada, y generaron el 49.7% de su electricidad total. Por ello, puede decirse que la tecnología de gasificación en base al carbón es de gran utilidad en este país, ya que, además de contar con el desarrollo de la tecnología, tiene también el combustible necesario para explotarlo de manera natural en sus centrales IGCC (SENER, 2008b).

Por otro lado, a pesar de los altos precios de los combustibles en Estados Unidos, el carbón ha mantenido una tendencia constante en su precio, comparado con el gas natural y el petróleo, lo cual lleva a pensar en la posibilidad de que esta tecnología tenga un suministro seguro y confiable.

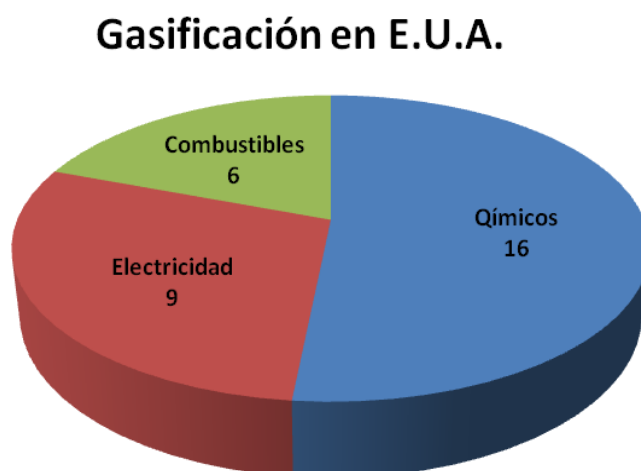
Actualmente, en EUA y en gran parte de Europa, el ciclo combinado se ha convertido en la tecnología preferida, a corto plazo, para generar electricidad por su menor costo de capital y la disposición de materia prima como el carbón y el gas natural con su abundancia y bajo precio. La eficiencia alcanzada con estos esquemas es mayor a 50% si se utilizan turbinas de combustión con temperaturas cercanas a los 1350°C. En estos casos, la gasificación es una tecnología que puede aumentar la generación eléctrica en forma eficiente, aprovechando combustibles de menor calidad y apoyándose en la utilidad de los ciclos combinados con gasificación integrada (Holt Neville, 1995).

¹ De acuerdo con el ritmo de producción actual, la relación mundial reservas/producción (R/P) es de 133 años. Para el caso de EUA, es de 234 años.

² Datos Tomados de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017 SENER

Hoy en día, existen diferencias importantes en la filosofía de diseño entre las unidades IGCC de Estados Unidos y las de Europa. Aunque para ambos casos, la eficiencia y la ecología son la motivación más importante para el uso de esta tecnología, se deben cumplir ciertos reglamentos ambientales muy estrictos en torno a los residuos sólidos derivados de la gasificación y su uso comercial: el primero, como relleno en carreteras; y el segundo, para otros procesos o venta directa, como en el caso del azufre.

En los Estados Unidos hay actualmente 19 plantas instaladas y 12 proyectos en construcción; de ellas, 16 generan químicos, 6 generan combustibles y 9 están dedicadas a la generación de electricidad (Figura 4.4).



Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

Figura 4.4 Aplicación de las centrales IGCC en Estados Unidos

Por otra parte, la industria de la gasificación para generación de electricidad en USA ha sufrido un sinnúmero de retos, ya sea por los costos de construcción, por políticas públicas o por leyes regulatorias, pues es muy difícil instalar nuevas plantas generadoras, de modo que otra opción sería repotenciar los ciclos de vapor ya existentes. Lo que ofrece esta tecnología es servir de enlace entre el carbón o cualquier otro combustible con ciclos combinados, gracias a la repotenciación y al aprovechamiento de combustibles de menor calidad en las plantas existentes.

La penetración de la tecnología IGCC en el mercado ha sido lenta hasta 1995, debido a dos factores: la escasa experiencia operativa y la necesidad de un gran volumen de inversión.

Hacia 1995 los Estados Unidos iniciaron tres proyectos de demostración para la generación de electricidad. Estos tres primeros proyectos de gasificación se realizaron como plantas de demostración: uno fue un proyecto de repotenciación (*PSI/Destec-Wabash River*), otro se inició desde cero (*Tampa Electric Polk Country*) y el último se desarrolla en los terrenos de una planta ya existente (*Sierra Pacific –Piñon Pine*).

En el proyecto *PSI/Destec*, en Indiana, se intentó la repotenciación de una turbina de vapor ya existente en esa planta. La producción total de la central sigue el esquema IGCC en el cual se generan 262 MWe.

También se trabajó en la instrumentación de diagnóstico para mejorar el desempeño de esta unidad. Esta es la primera vez que en los Estados Unidos se utilizó el gas de síntesis en una de las turbinas de gas de alta temperatura. Actualmente, hay la capacidad de monitorear lo que está pasando en esta turbina de gas en tiempo real. Para este proyecto se utiliza agua y pequeñas cantidades de vapor con el fin de modificar la combustión y cumplir las disposiciones marcadas por la ley relacionadas con las emisiones.

En el caso del proyecto de “*Tampa Electric*” se utiliza la misma turbina de gas con una diferencia: aquí se utiliza el nitrógeno de la unidad de separación de aire como diluyente al gas combustible en la sección de combustión. En el bloque de producción también fluye una corriente de deslizamiento para limpiar el aire y quitar el azufre para operar la turbina de gas a alta temperatura, lo que mejora su eficiencia. Otro aspecto digno de destacar es que se está utilizando el azufre para producir fosfato.

Esta central, capaz de generar 250 MWe, es la central más limpia del mundo ya que la limpieza del gas de la planta quita más del 98 por ciento del azufre en el carbón convirtiéndolo en un producto comercial más puro. Debido al éxito obtenido en esta central en sus más de 10 años de funcionamiento y gracias a sus numerosos premios ambientales, se ha anunciado la producción de 630 MW adicionales a sus 250 MW para el año 2013 (Seminario, 2007).

Esta planta fue diseñada hace aproximadamente 15 años y ha tenido mejoras significativas en su control de emisiones, convirtiéndose en un proyecto exitoso en los Estados Unidos (Figura 4.5).



Fuente: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/images/0454005.jpg>

Figura 4.5 Central de gasificación *Tampa Electric's Polk Station*

Un proyecto totalmente diferente es el de *Piñon Pine* de la empresa *Sierra Pacific*, cerca de Reno, Nevada, el cual se llevó a cabo con una turbina de gas pequeña de aproximadamente 100 MWe, en dónde se tenía una gasificación de lecho fluidizado soplado por aire, el cual arrancó a finales de 1996. Este proyecto fue de tipo experimental, pero tuvo muchos problemas debido a la tecnología del gasificador con sus procesos de limpieza de aire, carencias de diseño y equipo defectuoso, lo que ocasionó falla en el sistema. Fue un proyecto del cual se aprendió mucho, pero no rentable, pues no cumplió las expectativas. El costo total del proyecto fue de 336 millones de dólares incluyendo construcción, operaciones, y modificaciones de planta.

Por otra parte, Texaco (actualmente *GE Energy*) realizó un proyecto muy interesante, aunque mucho más pequeño, en su refinería El Dorado, en donde se gasifica coque de petróleo y desechos de la refinería, con una potencia de 40MWe.

En cuanto a las perspectivas de las centrales IGCC en los Estados Unidos, el proyecto de la IGCC de *Duke Energy* de 630 MW en *Edwardsport, IN*, es el más avanzado a nivel nacional porque provee un medio para utilizar el carbón con alto contenido de azufre pero con demasiada contaminación como para usarlo en centrales convencionales (GTC, 2000).

4.1.1.2. Canadá

Canadá tiene una gran infraestructura para poner en marcha varios proyectos, pero su problema está en que la base de su energía deriva de centrales hidroeléctricas. La explotación de yacimientos petroleros y el uso de combustibles fósiles es un proyecto para un futuro cercano.

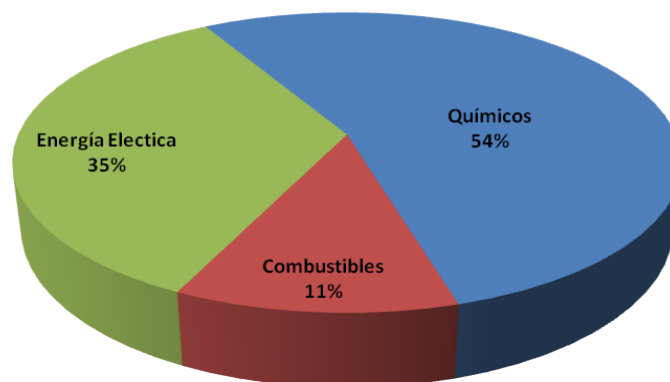
De los otros 6 proyectos que tiene Canadá, sólo uno se ha puesto en marcha en la refinería *Nexen* en *Long Lake*, el cual, a través de los residuos de la refinería, producirá gas de síntesis para la producción de químicos. El proyecto consta de 4 gasificadores alimentados por asfalto y subproductos pesados de la refinería para producir el gas de síntesis equivalente a 559.89MWe.

Existen otras iniciativas en Canadá como el nuevo proyecto en la refinería *Nexen* relacionado con la producción y separación del H₂, llamado *OPTI/Nexen Project (Saskatchewan, Canadá)*. Este utilizara como materia prima lignito y coque de petróleo para suministrar hidrógeno, vapor y energía en refinerías o petroquímicas, además de CO₂.

4.1.2. Europa

Dentro del continente Europeo existen 52 centrales de gasificación. En ellas, el 54% de los productos derivados de la gasificación está dedicado a los químicos, el 35% a la generación de energía eléctrica y el 11% restante a los combustibles (Figura 4.6).

Productos principales de la Gasificación en Europa

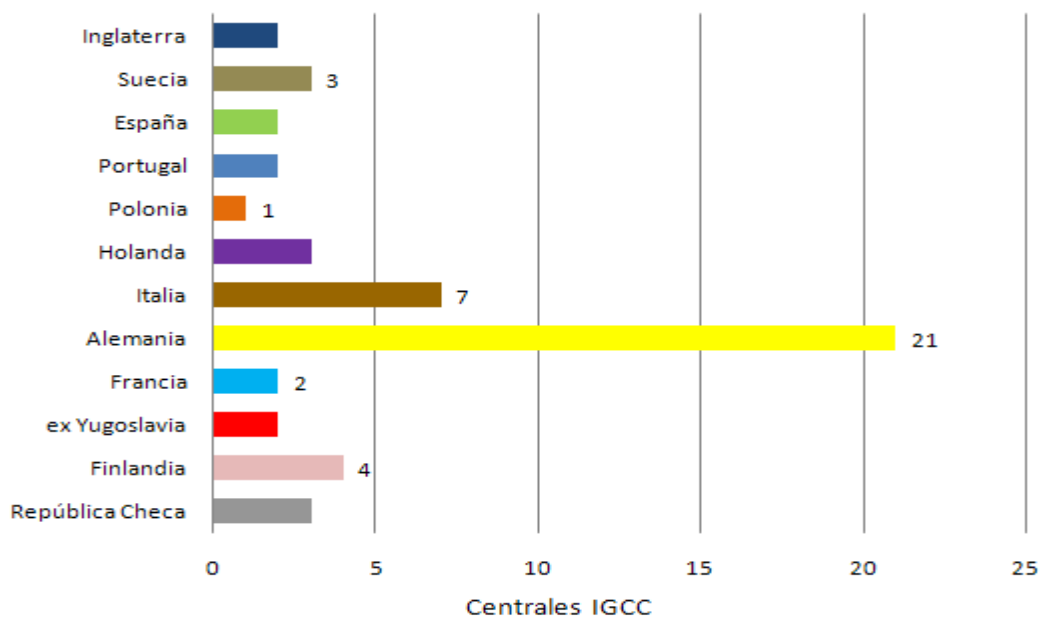


Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

Figura 4.6 Distribución de productos derivados de la gasificación en Europa

Los proyectos IGCC en el viejo continente derivan como resultado de los altos costos del combustible y de un mayor deseo por la eficiencia; esto favorece un esquema más integrado que no pierde de vista el costo y el cuidado al ambiente (GTC, 2008).

Es poco práctico hablar de todas las plantas actualmente instaladas en Europa, por lo que las mencionaremos en una gráfica, (Figura 4.7).



Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

Figura 4.7 Distribución de las centrales IGCC en Europa

4.1.2.1. Alemania

Alemania es el país más importante en cuanto al desarrollo de gasificación en el viejo continente, ya que cuenta con 21 centrales de gasificación, de las cuales 14 producen químicos y 6, electricidad.

De esas 21 centrales IGCC 14, son alimentadas con petróleo, 5 con residuos de biomasa, una con gas natural y una con carbón, lo que indica que se trata de un país con un potencial grande en cuanto al desarrollo de gasificación, esencialmente, para productos químicos.

Por otro lado, Alemania fue el primer país que puso en marcha un proyecto piloto IGCC con captura de carbono, en la localidad de *Schwarze Pumpe*, al norte del país. Dicho proyecto es

pequeño pero experimental comparado con otras centrales que generan electricidad. Su objetivo es separar o "capturar" el dióxido de carbono generado durante el proceso de gasificación para, después, licuarlo y reducir 500 veces su volumen original, introducirlo a un cilindro y transportarlo a zonas de almacenamiento a cientos de metros bajo la superficie terrestre (Figura 4.8).



Fuente: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/7/74/Vattenfall_Kraftwerk_Schwarze_Pumpe.JPG

Figura 4.8 Central térmica Schwarze Pumpe en Alemania

La mini planta es la primera en generar electricidad y capturar el dióxido de carbono utilizando en un proceso conocido como *Carbón capture and storage* (CCS), por sus siglas en inglés. Tiene una capacidad de 30MWe y está basada en la llamada tecnología de combustión *oxifuel*, la cual se lleva a cabo inyectando oxígeno puro en las calderas para, después del funcionamiento, introducir el carbón mineral (lignito).

Sin embargo, han surgido dos problemas fundamentales: el primero es que los depósitos donde se almacenarán los desechos aún están en fase de investigación y sólo se ha trabajado y experimentado hasta ahora con dióxido de carbono limpio, que se transportará en camiones desde *Schwarze Pumpe*. Contiene hasta un 20% de impurezas.

El segundo problema es que esta técnica, citada atrás como “*carbón capture and storage*” (CCS), reduce el rendimiento de las centrales entre un 10% y un 40%, de modo que para producir la misma cantidad de electricidad, las centrales tendrían que quemar hasta un 20% más de carbón.

Aunque se tienen planeados varios proyectos piloto, hasta ahora ningún país de la Unión Europea ha construido una central a gran escala para la captura de carbono.

4.1.2.2. Italia

Italia tiene 7 centrales IGCC, de las cuales el principal producto de generación, a partir de la gasificación, es la generación de energía eléctrica en un 72% del total y el 28% restante, es para la producción de químicos.

De las 7 centrales italianas, las últimas 5 plantas fueron planeadas de tamaño considerable utilizando gasificación de petróleo pesado y carbón. Entraron en operación entre 1998 y 2009. Su creación se debe, en gran parte, a la modernización que los italianos tuvieron que hacer por algunas especificaciones europeas en el uso del combustóleo, ya que todas las refinerías italianas tienen un exceso de combustóleo con muy alto contenido de azufre.

La central de Gasificación *Sarlux IGCC Project* es la planta que genera la mayor potencia en Italia, 551MWe y está ubicada en la ciudad de Sarroch en Cagliari. La central cuenta con 3 gasificadores en operación desde abril del 2000, además de tres turbinas de gas General Electric. Su aplicación principal es la generación de energía eléctrica y es alimentada por hidrógeno y petróleo con la tecnología de cogeneración.

Existen en Italia otras dos centrales no menos importantes que generan electricidad. La central *ISAB Energy IGCC Project* es alimentada por diesel y asfaltos pesados, tiene una capacidad de generación de 512MWe, y cuenta con dos gasificadores (Figura 4.9).



Fuente: http://www.erg.it/ergctx/exrt/ERG/en/img/img_isabEnergy.jpg

Figura 4.9 Central IGCC *ISAB Energy IGCC Project* en Italia

La otra, la más nueva, es la *Sulcis IGCC Project*. Es alimentada por carbón y cuenta con dos gasificadores. Utiliza la tecnología *Shell Gasification Process* y genera 450MWe (Collodi y Guido, 2003).

4.1.2.3. Holanda

Holanda posee tres centrales de gasificación integrada a base de carbón, petróleo y biomasa. Dos de ellas generan electricidad y una de ellas se implementó en una refinería para químicos y combustibles líquidos.

En 1994 entró en operación la planta de DemKolec en Buggenum, actualmente denominada *Nuon Power Buggenum*, (primer gran proyecto en Holanda). Fue una de las plantas pioneras en la producción de electricidad con tecnología IGCC en Europa y en la cual se generan hasta el día de hoy 253MWe (Figura 4.10).



Fuente: http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/images/Nuon_lg.jpg

Figura 4.10 Central IGCC *Nuon Power Buggenum* en Holanda

Pennis Shell IGCC/Hidrogen Plant también es tecnología *Shell Gasification Process*. Se trata de una planta ubicada cerca de Rotterdam, Holanda, para destruir residuos industriales y plásticos. Es una central pequeña que, además de productos químicos, genera hidrógeno (100MM de pies cúbicos por día). Esta planta ha tenido algunas dificultades, aunque la gasificación aparentemente se ha escalado satisfactoriamente (ocho veces más en relación con la planta piloto anterior de Shell).

Ha tenido algunos aprietos con el grado de integración lo que ocasiona algunos problemas en el recambio de gas natural y en el arranque. Durante el inicio del proyecto se tuvieron dos mil horas de operación, lo cual arrojó un 37% de eficiencia al 70% de la carga.

Y por último, la central *Americentrale Fuel Gas Plant* que inició en el 2000, es una experiencia nueva basada en la tecnología de biomasa y desperdicios.

Existen varias iniciativas para crear proyectos relacionados con la producción de hidrógeno (H_2) y separación del CO_2 en Holanda; uno de ellos es crear una planta de demostración de captura de CO_2 en su planta de gasificación de carbón, cerca de Limburg; y otro más es construir una nueva IGCC de 1200 MW, con multi-combustible, en Eemshaven.

4.1.2.4. España

España cuenta con dos centrales IGCC, las cuales comenzaron su operación en 1997. Una de ellas se encarga de generar energía eléctrica y la otra produce químicos.

La central IGCC encargada de la generación eléctrica está situada en Puertollano, a 200Km del sur de Madrid, en una extensión territorial de 480,000m², próxima a sus centros de suministro de combustible, la mina de Encasur para el carbón y la refinería de Repsol para el coque de petróleo. Es un emplazamiento idóneo por disponer de suministro de gas natural y de una buena red de transportes por ferrocarril y carretera.

La central española utiliza el proceso de gasificación de lecho arrastrado a presión, denominado PRENFLO (*pressurised entrained flow*), de la tecnología Krupp Koppers, que cuenta con un gasificador de carbón para producir 335 MW. Esta central, propiedad de ELCOGAS SA, se construyó en abril de 1992 con el apoyo de la Comisión Europea y el programa “Thermie” con participación de técnicos y expertos procedentes de seis países de la Unión Europea. Esta central fue hasta el año 2000, la mayor central de gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC) para la generación de electricidad en el mundo (ELCOGAS, 2001).

La central entró en operación comercial y funciona con gas natural (GNCC) desde 1996, y con una mezcla gasificando el carbón y coque de petróleo, desde 1998.

El combustible utilizado en esta central es una mezcla, al 50 % en peso, entre carbón bituminoso con alto contenido en cenizas y bajo poder calorífico y coque de petróleo con alto poder calorífico, pero con alto contenido de azufre. El ciclo combinado ha sido suministrado por Siemens, con una eficiencia global de 53.12% que también puede operar con gas natural, combustible utilizado en situaciones de arranque y parada.

ELCOGAS es referencia mundial en la generación de electricidad mediante el proceso de gasificación de carbón y otros combustibles pesados por su elevada eficiencia (47.12%), debida, principalmente, al alto grado de integración de su sistema, y contribuye así a alcanzar los objetivos para la reducción mundial de emisiones de CO₂ a la atmosfera (Figura 4.11).



Fuente: <http://www.oretania.es/wp-content/uploads/2008/12/elcogas1.jpg>

Figura 4.11 Central IGCC ELCOGAS en Puertollano, España

4.1.3. Asia y África

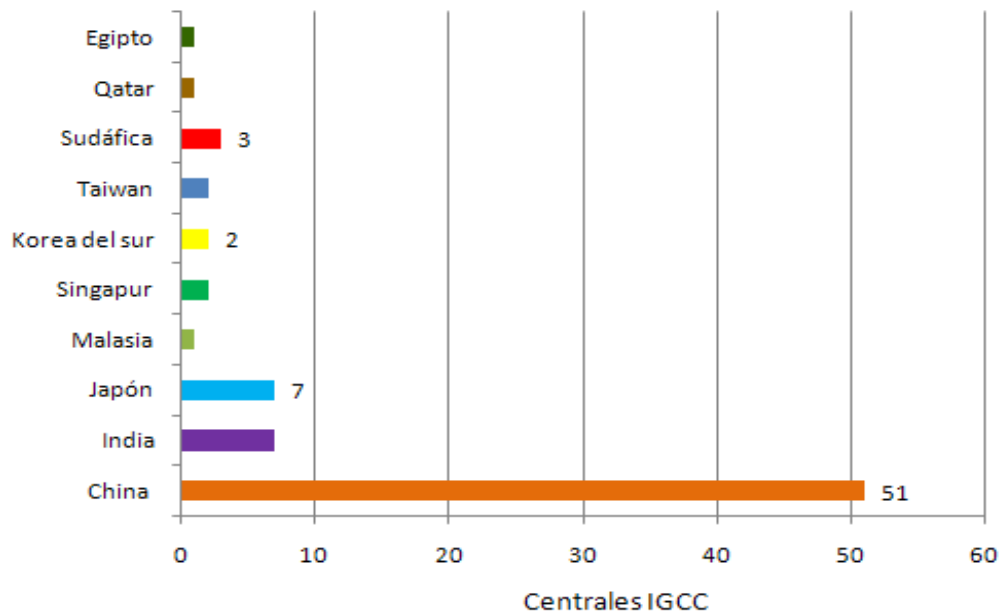
Asia es el continente más grande y más poblado del mundo. Este continente, basto en población, también lo es en recursos naturales, ya que cuenta con grandes reservas fósiles tanto de petróleo como de gas natural y carbón.

En general, podemos decir que el consumo energético sigue siendo muy bajo en la mayoría de los países asiáticos, exceptuando a China, India y Japón, los cuales tienen niveles de consumo entre moderados y altos. Las fuentes de energía, en muchas regiones, dependen de los recursos locales.

En el suroeste de Asia, la fuente de energía dominante es el petróleo; pero, tanto en China como en la India, el carbón sigue siendo la principal fuente de energía.

Actualmente, Asia cuenta con 73 plantas IGCC, 68 en funcionamiento y 5 proyectos en planeación y construcción ubicadas en 6 países, de los que China, Japón e India, cuentan con la mayoría de estas centrales (GTC, 2008). Los productos químicos son la meta principal de las

centrales IGCC en el continente Asiático, abarcando el 89% de las 73 plantas; luego, vienen la producción de combustibles y la generación de electricidad (Figura 4.12).



Fuente: El autor a partir de GTC, 2009.

Figura 4.12 Distribución de las centrales IGCC en Asia y África

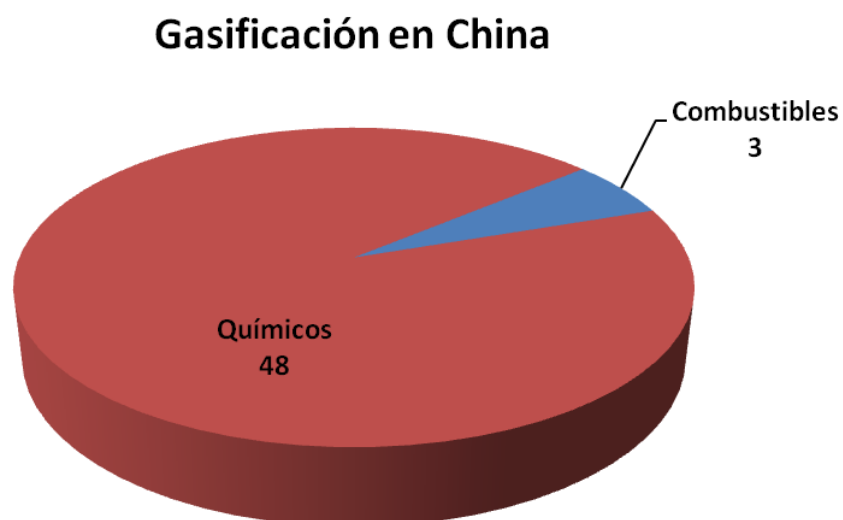
4.1.3.1. China

Hasta ahora, China es el país que más ha avanzado en la adopción de la gasificación de carbón para producir materias primas químicas en vez de energía eléctrica. Ese país es, en orden de magnitud, el segundo del mundo en cuanto a reservas de carbón, que utiliza para satisfacer sus necesidades energéticas. Dado que el costo creciente de la nafta hace que la gasificación de carbón sea más económica, China produce principalmente gas sintético como materia prima para sustancias químicas y fertilizantes e hidrógeno para refinerías.

A pesar de que en China la gasificación de carbón no se ocupa para la generación de electricidad sino para los productos químicos, el uso del carbón aporta el 89.6% de la energía térmica empleada para generar electricidad. A como parece, China e India seguirán impulsando el crecimiento económico y la demanda de energía eléctrica en Asia, región que mostrará el mayor dinamismo económico del mundo en los próximos años.

Hasta el día de hoy en China existen 51 centrales IGCC, de las cuales 47 se encuentran en operación y 4 de ellas están en fase de construcción. Predominan dos tecnologías: GE Energy y Shell.

Las 14 instalaciones de gasificación de carbón de GE y los 19 proyectos de gasificación de la tecnología Shell en China producen gas sintético principalmente para materias primas, sustancias químicas, fertilizantes y producción de hidrógeno. También hay planes en que participan Shell y Sasol, en forma separada, gasificando carbón, y destinadas a producir combustibles sintéticos (Figura 4.13).



Fuente: El autor a partir de GTC, 2009.

Figura 4.13 Productos derivados de la gasificación en China

Existen dos proyectos importantes en China para generar químicos que tendrán capacidades superiores a las plantas hechas en los años anteriores. Estas centrales IGCC que iniciaran sus ciclos en los próximos años son: *Tianjin Chemical Plant*, la cual contará con dos gasificadores para la producción de 1124 MWt en el año 2010; e *Inner Mongolia Chemical Plant* la cual contará con tres gasificadores de carbón para producir 3,373 MWt en el año 2011.

Hasta hace poco, las empresas de energía chinas ignoraban la tecnología IGCC debido a que las centrales de carbón eran más fáciles de construir y operar pero, con el avance de la tecnología y la explotación de recursos, tanto en China como en otras ciudades de Asia, se espera que este uso más limpio del carbón continúe adoptándose allí no sólo para producir materias primas químicas

o combustible sintético sino también, en el futuro, para contribuir a generar la electricidad que el país necesita y así, sostener su crecimiento económico.

4.1.3.2. Japón

El proceso de gasificación en Japón inició en 1961 con dos plantas: *Yokaichi Syngas Plant* y *CO Plant*, ambas para la producción de gas de síntesis para los procesos en la industria, gasificando petróleo. Estas plantas contaban con dos gasificadores cada una, los cuales generaban 54.7MWt y 82MWt respectivamente.

Hoy, en Japón, existen siete plantas de gasificación, de las cuales dos gasifican carbón; una, el coque de refinería; y las otras cuatro, el petróleo. De las siete centrales IGCC, cinco obtienen químicos como producto principal de la gasificación para los procesos industriales, y dos generan electricidad.

Una de las centrales que generan energía eléctrica en Japón es Nakoso IGCC la cual cuenta con un gasificador en donde el carbón es el combustible principal para generar 250MWe.

La central más importante de gasificación de combustibles para la generación de energía eléctrica en Japón inició operaciones el 7 de julio del 2003. La empresa Chevron Texaco junto con la empresa petrolera *Nippon Petroleum Refining Company`s* trabajaron de manera conjunta en la central Negishi IGCC, en Yokohama, central que aprovechaba los residuos de la refinería como el asfalto y residuos de vacío para generar 342MW de electricidad (G.T.C. News, 2003).

La planta de soplado de oxígeno cuenta con dos gasificadores y utiliza la tecnología GE. Por su parte, la instalación utiliza una interferencia directa con el gasificador GE y está configurado con equipos de limpieza del gas de síntesis; cuenta con turbinas de combustión con una temperatura de entrada de 2,462°F, un HRSG, y un sistema de reducción catalítica selectiva destinada a limitar las emisiones de NOx y SOx a 2 ppm. La instalación tiene un sistema avanzado para eliminar el gas de síntesis y el queroseno se podía utilizar para la puesta en marcha y durante las emergencias (Figura 4.14).



Fuente: http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/images/nippon_lg.jpg

Figura 4.14 Central Negishi IGCC en Japón

4.1.3.3. India

La India, país localizado al sur del continente asiático, cuenta con la segunda población más grande del mundo. Su mercado energético está creciendo más rápido que en la mayoría de los países del mundo. Con una capacidad de generación instalada de 123 GW, India es actualmente el quinto mercado mundial de energía. El consumo de energía comercial (carbón, petróleo, gas natural, energía nuclear, energía hidroeléctrica) ha ido desplazando al de energía no comercial (residuos animales, agricultura y leña).

En India, el carbón es la principal fuente de energía, ya que el país está dotado de abundantes reservas del mineral. Además, sus reservas de petróleo es pobre y la demanda industrial en el sector energético es muy alta. Debido a esto, la India ha incursionado en la gasificación de combustibles pesados alimentándose de petróleo o carbón para producir químicos y generar electricidad.

La gasificación en la India inició en 1978 con la planta Panipat Ammonia Plant, la cual está destinada a la producción de químicos, principalmente amoniaco, y cuenta con 3 gasificadores para una producción de 287MWt.

La central *Sanghi IGCC Plant*, ubicada en Kutch, en el estado de Gujarat, es la única central destinada a la generación de energía eléctrica. su tecnología *GTIU-GAS Gasification Process* gasifica carbón y genera 52.5 MW (GTC, 2009).

Actualmente, la India cuenta con 6 centrales IGCC en operación y una en construcción con fecha de inicio en el 2010. De ellas, 6 están destinadas a la producción de químicos y una genera energía eléctrica gasificando carbón (Figura 4.15).



Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

Figura 4.15 Localización de las centrales IGCC en la India

Existe un proyecto importante en la India, el cual se está construyendo en Orissa, en donde se piensa gasificar petróleo para la obtención de gas de síntesis para procesos químicos. Se espera una producción de 888.6MWt y que, por lo mismo sería la planta más grande en territorio hindú.

4.1.3.4. Sudáfrica

En Sudáfrica, casi la totalidad de la energía eléctrica se genera a partir del carbón, combustible que, además de utilizarse para generar electricidad, se usa en plantas de gasificación para producir combustibles sintéticos y productos químicos, en general.

La gasificación en Sudáfrica tiene una historia relativamente larga en la industria química y en la fabricación de ácidos inorgánicos, fertilizantes y químicos para la minería. Ya que este país no posee reservas de aceite y tiene poco gas natural, la industria química se ha desarrollado, fundamentalmente, en torno a la gasificación del carbón.

El establecimiento de una industria petroquímica data de principios de 1950 cuando se construyó la primera planta de aceite obtenido a partir de la gasificación del carbón en Sasolburg. Esta central (*Sasol-I F-T Syngas Plant*), mejor conocida como Sasol I, genera 970MWt a partir de la tecnología *Sasol Lurgi Dry ash Gasification Process*. Tiene 17 gasificadores y se encuentra en operación desde 1955. Hasta el 2004 operaba con carbón y después de este año utiliza gas natural, convirtiéndolo en gas de síntesis.

Pero fue hasta los años 80 en que se creó una industria química orgánica, basada en elementos locales. Este desarrollo recibió un mayor impulso con el establecimiento de dos plantas que obtienen aceite a partir de carbón en Secunda Mpumalanga con el objeto de proporcionar autosuficiencia en materia de carburantes.

Actualmente, estas dos centrales construidas en Secunda (*Sasol Synfuels y Gasification East Plant*), mejor conocidas como Sasol 2 y Sasol 3, tienen 40 gasificadores para generar 7,048 MWt cada una a partir del carbón. Estas centrales utilizan la tecnología *Sasol Lurgi fixed bed, dry bottom*, y entraron en operación en 1977 y 1982, respectivamente (GTC, 2009).

Con esto, Sudáfrica es el líder mundial en producción de combustibles líquidos, ya que cuenta con tres centrales de gasificación: dos de ellas son las más grandes del mundo y producen hidrocarburos líquidos, y la tercera se encuentra entre las primeras diez.

Estas tres centrales generan combustibles líquidos y químicos a partir de la gasificación entre los cuales destacan los productos orgánicos primarios, obtenidos a partir del proceso "*Sasol Advanced Synthol*": alifáticos y olefinos (etileno, propileno, octano), oxigenados (alcoholes, cetonas) y algunos aromáticos (fenol, cresol, xilenol).

La fabricación de amoniaco con el método Haber-Bosch, que se empezó a utilizar en Sudáfrica en 1931 por la Asociación de Industrias Químicas y Relacionadas, se está dejando de utilizar para dar paso al método de destilación "*Slurry Phase*" o el de obtención de amoniaco a partir de Sasol como producto de la gasificación del carbón. Está claro que Sasol, a través de las industrias *Sasol Chemical* y *Sasol Synthetic Fuels* (Sasol II y III), dominan la producción de productos primarios en el mundo (GTC, 2009).

La producción diaria de Sasol satisface hoy el 30% de las necesidades de combustible que tiene el transporte de Sudáfrica. Un objetivo cada vez mayor de Sasol es promocionar su tecnología en el exterior (Figura 4.16).



Fuente: http://farm1.static.flickr.com/144/326044898_c69d5e412c.jpg?v=0

Figura 4.16 Central *Sasol Synfuels* en Secunda, Sudáfrica

4.2. Centrales IGCC por tipo de combustible

En el mundo existen 165 centrales IGCC, de las cuales 19 se encuentran en construcción y 146 están actualmente gasificando algún tipo de combustible para una aplicación final, sea para químicos, generación de electricidad o para combustibles sintéticos.

Dentro de las centrales IGCC hay varias clasificaciones, sea por el tipo de tecnología, por la aplicación de la planta o por el combustible que utiliza. En este trabajo de tesis presentaremos una clasificación de todas las plantas existentes en el mundo según el tipo de combustible que gasifica.

4.2.1. Centrales IGCC que gasifican carbón

La gasificación de carbón se utilizó inicialmente por compañías de gas para iluminación hace más de 70 años y fue ampliamente utilizada en Europa, en donde el petróleo era escaso en los años 40's.

Los gasificadores de carbón se utilizan en muchos países para la producción comercial de gas y compuestos carboquímicos. La elevada eficiencia de los procesos de ciclo combinado que usan gas natural como combustible con aprovechamiento limpio y eficiente, han propuesto la conversión del carbón a gas mediante la gasificación.

Tabla 4.2 Comparación de rendimientos en diferentes tecnologías

Tecnología		Eficiencia térmica [%]
Carbón pulverizado	Subcrítico	36 - 39
	Supercrítico	42 - 47
PFBC		44 - 46
IGCC		38 - 47
CCGN		50 - 55

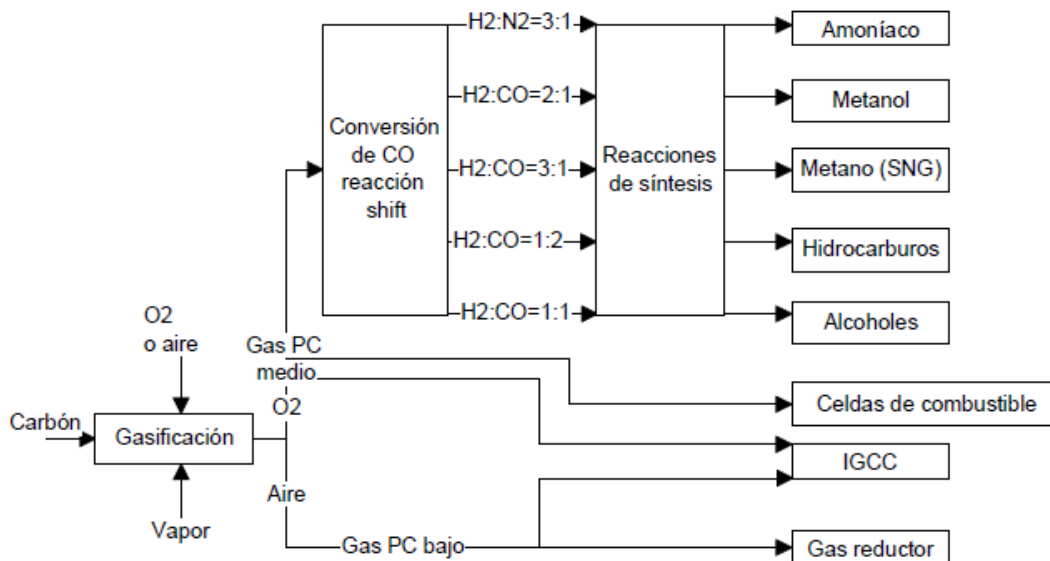
Fuente: El autor, a partir de Perales, 2002.

El gas obtenido de la gasificación del carbón tiene un alto poder calorífico (alrededor de 37 MJ/Nm³), similar al del gas natural, se le conoce como gas natural sintético o sustituto del gas natural, formado en su mayoría de metano. El de poder calorífico medio está en una gama de 10 á 22 MJ/Nm³, formado principalmente por hidrógeno y CO.

El gas de bajo poder calorífico se encuentra entre los 3 y 7 MJ/Nm³ y está constituido, en su mayoría, por nitrógeno y monóxido de carbono (CO), siendo la parte combustible CO, H₂, y CH₄.

Por su parte, el carbón es, además, el combustible fósil más abundante en el mundo. Los países industrializados han ocupado mucho este combustible por sus múltiples características. Además de ser un combustible barato, necesita procesos especiales para no contaminar tanto. Sin embargo, no ha sido el combustible más utilizado para la gasificación en las centrales IGCC, ya que los proyectos a futuro pretenden utilizar los subproductos del petróleo, sobre todo, los residuos pesados de las refinerías.

La gasificación para la producción de compuestos carboquímicos es una tecnología suficientemente probada con tres familias de gasificadores desde hace varias décadas: de lecho fijo, lecho fluidizado y de arrastre (Figura 4.17).



Fuente: Perales, 2002.

Figura 4.17 Procesos en la gasificación del carbón

La mayoría de los gasificadores comerciales utilizan los de tipo Lurgi, de lecho fijo, desarrollado en Alemania en 1930. Desde entonces, se utilizó, en la producción a gran escala del gas de síntesis, que alimenta plantas de producción de amoníaco y de metanol, mediante la hidrogenación³. El gas del gasificador está formado básicamente por hidrógeno y monóxido de carbono, producido al hacer reaccionar el carbón con una corriente ascendente de aire y vapor de agua.

La mayor concentración de gasificadores Lurgi está en Sudáfrica con 97 unidades instaladas en SASOL I, II, y III. Ahí se consumen 37 millones de toneladas de carbón. En Estados Unidos hay 18 unidades en el complejo Great Plains, y cuatro en Pekín, China. También existen gasificadores Lurgi de diseño ruso o de otros países como Alemania, China y en la antigua Yugoslavia (Perales, 2002).

Otros gasificadores para la producción de compuestos carboquímicos son los de arrastre, con proceso Koppers-Totzek (KT), desarrollado por Heinrich Koppers GmbH en Essen, Alemania. La primera planta comercial se construyó en Francia en 1949 y desde entonces se han instalado 50 gasificadores. Estos se usan para tratar una amplia gama de carbones, desde la antracita hasta el carbón bituminoso (Perales, 2002).

Los gasificadores de lecho fluidizado son actualmente una rareza. El tipo Winkler fue superado por los Lurgi y los Koppers-Totzek. Sin embargo, en Alemania, mejoraron el proceso de los Winkler originales y los adaptaron para la producción de energía eléctrica (Perales, 2002).

En la actualidad existen 62 plantas IGCC en el mundo alimentadas por carbón; de ellas, 14 se encuentran en construcción y 48 están actualmente en operación (ver Anexo 4.1).

4.2.2. Centrales IGCC que utilizan petróleo y coque

Aún con los altos precios del petróleo registrados en años recientes, el consumo mundial de petróleo se ha incrementado. Como en años anteriores, el aumento en la demanda continúa siendo impulsado por el rápido crecimiento de las economías en desarrollo y a que en muchos de

³ Hidrogenación: Es una reacción química, cuyo resultado final es la adición del hidrógeno (H₂) a otro compuesto.

esos países, especialmente en Medio Oriente, China e India, existen precios de los energéticos más bajos que los registrados a nivel internacional (SENER, 2008a).

A pesar del rápido crecimiento en algunos países, se ha intentado sustituir el uso de éste energético en el sector eléctrico. En varios países, la tendencia es aumentar la eficiencia en las plantas de generación y reducir el número de emisiones contaminantes a la atmósfera usando combustibles más limpios o, en algunos casos, empleando energías renovables. Sin embargo, esta sustitución está directamente vinculada a la capacidad de cada país para renovarlo.

Por su parte, el coque de petróleo es un petrolífero que hasta el día de hoy se ha explotado de manera irregular debido a la diferente capacidad que tienen los países para procesarlo y exportarlo con tecnologías de gasificación de productos pesados de refinería. Actualmente, las empresas del sector eléctrico generan su propia energía empleando gas natural, combustóleo, coque de petróleo, diesel y carbón, lo que ha llevado a una mayor demanda de éstos combustibles (SENER, 2008d).

Gracias a ello, el aumento de la producción de coque de petróleo es una consecuencia natural de la disminución de los grades yacimientos de petróleo disponibles, actualmente, en el mercado internacional. Esta tendencia queda reflejada con el hallazgo de grandes reservas de petróleos pesados y con alto contenido de azufre. El actual mercado consumidor de coque de petróleo debe ser ampliado, estimulando a los actuales consumidores a aumentar su uso. Sin embargo, para la utilización del coque de petróleo, los consumidores deberán tener muy presente los patrones de emisión de contaminantes.

Existen hasta hoy 61 centrales IGCC que gasifican petróleo, incluyendo una en construcción y 7 centrales que gasifican el coque de petróleo, subproducto de las refinerías (ver Anexo 4.2).

4.2.3. Centrales IGCC que utilizan otros combustibles

En este rubro están las centrales que utilizan la tecnología de gasificación para convertir el gas natural en gas de síntesis para, luego, utilizar el proceso de conversión Fischer Tropsch⁴ en la

⁴ El proceso Fischer-Tropsch consiste en una reacción catalítica mediante la cual se obtienen, por síntesis, hidrocarburos líquidos a partir de monóxido de carbono e hidrógeno gaseoso. Las materias primas para

producción de combustibles sintéticos (nueva tendencia de gasificación), y la biomasa, tecnología que ha tenido un incremento mundial en los últimos años, debido a que los países quieren aprovechar todo los desperdicios de materia orgánica renovable para producir electricidad.

Una de las alternativas para no generar emisiones de dióxido de carbono a la atmosfera (CO_2) es el uso de la biomasa como combustible en el proceso de gasificación. La biomasa es materia orgánica de origen vegetal o animal, procedente de la transformación natural o como consecuencia de un proceso biológico, cuyo contenido incluye, principalmente, carbono e hidrógeno.

La gasificación de biomasa depende de las características de los recursos, cantidad disponible y tipo de la demanda energética requerida. En su mayoría, se trata de procesos mediante los cuales se obtienen hidrógeno e hidrocarburos, generación de electricidad y combustibles.

Esta tecnología puede evitar, en gran manera, el uso de combustibles, y ayudar a aprovechar todos los residuos naturales. El gas que se obtiene del proceso de gasificación es de bajo poder calorífico, pero de menor impacto al ambiente. Y el proceso de gasificación y su integración con el ciclo combinado es básicamente el mismo.

En el mundo existen 12 centrales que gasifican biomasa y desperdicios, todas ellas en el continente europeo. Alemania es el país con más centrales IGCC que gasifican biomasa para diversas aplicaciones, predominando la generación de energía eléctrica (ver Anexo 4.3).

Por otra parte, de las 23 centrales que utilizan como combustible principal el gas natural, 21 centrales utilizan el gas de síntesis producido de la conversión del gas natural en los reactores de gasificación para la obtención de químicos, plásticos y subproductos, y dos de ellas obtienen combustibles sintéticos a partir del proceso Fischer-Tropsch (ver Anexo 4.3).

Sólo existe un proyecto a futuro en Qatar para el 2010, el cual obtendrá a partir del gas natural combustibles sintéticos (Tabla 4.3).

este proceso derivan de la reformación de gas natural (obtención de hidrógeno) así como gas de síntesis proveniente de la gasificación de carbón o residuales, el cual a su vez puede ser utilizado para su limpieza y purificación y posteriormente su combustión en turbinas de gas para generar energía eléctrica.

Tabla 4.3 Central IGCC en construcción que planea utilizar Gas

Nombre de la Planta	Año	País	Combustible
Pearl GTL	2010	Qatar	Gas

Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

4.2.4. Centrales IGCC por tipo de tecnología

La historia de la gasificación, sabe de empresas que han participado en el desarrollo de nuevas tecnologías, como las centrales IGCC. Las empresas petroleras han despertado cierta inquietud en la participación de proyectos para aprovechar los subproductos pesados y de bajo costo para gasificarlos.

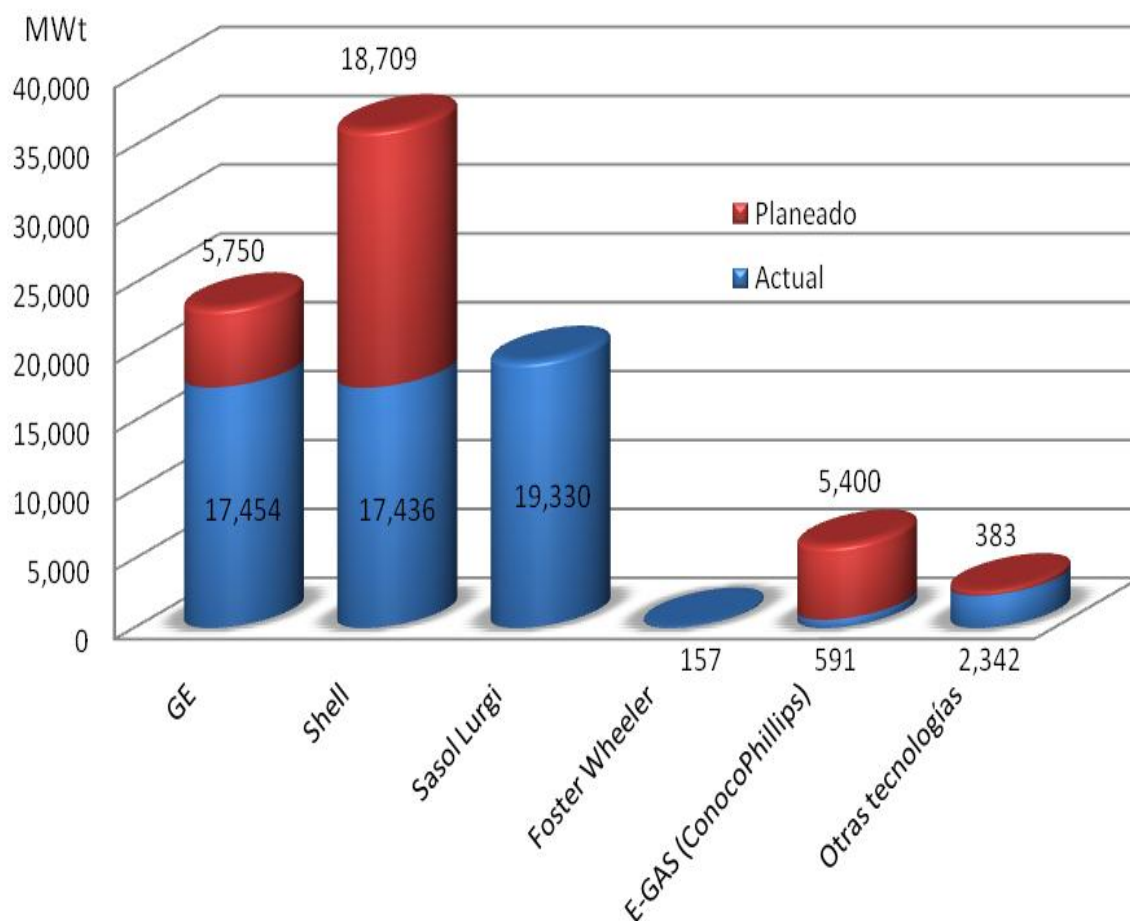
Existen 20 diferentes tecnologías de gasificación funcionando en las plantas en todo el mundo; sin embargo, tres tecnologías comerciales dominan el mercado mundial de la gasificación y dos de ellas tienen grandes planes de crecimiento a largo plazo.

Actualmente, Sasol - Lurgi es la tecnología de gasificación más importante en el mundo y la que domina el mercado mundial con sus 19,330MWt que equivalen a un 22% de la producción mundial de gas de síntesis. El inconveniente de esta tecnología es que no tiene proyectos a futuro, lo que provocará estancamiento en su generación. Por otro lado, *GE Energy* (antes *Texaco*), es la tecnología de gasificación con más centrales en el mundo. Sus 76 plantas y sus 17,454MWt representan el 20% del total de generación.

Por su parte, la tecnología *Shell Gasification Process* con 52 plantas en el mercado representa el 19.9% de la producción total de gas de síntesis. Esta tecnología genera 17,436MWt y es la tercera tecnología más importante en el mercado, pero no por mucho tiempo ya que, Shell tiene un crecimiento de más del 100% en centrales de gasificación para los próximos tres años, superando a las centrales que actualmente están generando gas de síntesis. Todo esto ocasionará que, en un par de años, se vuelva a la tecnología con mayor renombre y mejor desarrollo en el mercado de la gasificación a nivel mundial (Shell, 2001).

El 38% restante se reparte entre más de una docena de diferentes tecnologías de gasificación entre las cuales destaca E-GAS (ConocoPhillips), tecnología que planea un crecimiento óptimo en

desarrollar gasificación a nivel mundial para la producción de electricidad y combustibles sintéticos (Figura 4.18 y Tabla 4.4).



Fuente: El autor, con datos de GTC, 2009.

Figura 4.18 Centrales de Gasificación por tipo de tecnología

Tabla 4.4 Centrales IGCC por tecnología

Tecnología de gasificación	Número de Plantas IGCC	MWt actual	MWt planeado
BGL (Allied Syngas) Gasification Technology	2	319.6	
E-GAS (ConocoPhillips) Gasification Process	6	590.6	5400
Foster Wheeler Atmospheric Circulating Fluidized Bed Gasifier	5	143	
Foster Wheeler Pressurized Circulating Fluidized Bed Gasifier	1	14.4	
GE Gasification Technology	76	17453.6	5750
GSP Gasification Process	1	164	
GTI U-GAS Gasification Process	2	519.2	
KBR Transport Reactor Gasification Process	1		383
Koppers-Totzek Gasification Process	1	106.4	
Krupp Koppers PRENFLO Gasification Technology	1	587.8	
Low Pressure Winkler Gasification Process	1	16.4	
Lurgi Circulating Fluidized Bed Gasification Process	2	184	
Lurgi Dry Ash Gasification Process	2	1046.5	
Lurgi Multi Purpose Gasification Process	1	196.9	
MHI Air-blown Gasifier	1	455	
Sasol Lurgi Dry Ash Gasification Process	4	3494.9	
Sasol Lurgi fixed bed, dry bottom	3	14408	
Shell Gasification Process	52	17436	18708.5
Siemens SFG Gasification Process	2	140	
ThermoSelect Gasification Process	1	34.2	
	165	57310.5	30241.5

Fuente: El autor, a partir de GTC, 2009.

De acuerdo a la tabla, puede decirse que en el mundo existe una capacidad instalada total de 87,552 MWt los cuales se encuentran repartidos en las diferentes centrales IGCC, de los cuales 30,241.5 MWt estan planeados para los proximos cuatro años y 57,310.5 MWt son los producidos hasta el día de hoy.

Conclusiones

Con lo revisado en este capítulo, queda demostrado que existe suficiente experiencia en el mundo sobre el diseño, construcción y operación de centrales IGCC las cuales se han desarrollado de manera útil y eficiente a lo largo de los años. Una muestra de ello son las numerosas plantas que se pondrán en operación los próximos cuatro años con el crecimiento sustancial de esta tecnología.

Es importante notar que el carbón a nivel mundial no es la mejor opción como combustible para la gasificación, ya que el crecimiento de la producción de residuos pesados en las refinerías a nivel mundial será un foco de atención en la inversión de plantas IGCC, principalmente en países como Estados Unidos, en donde se encuentra la mayor producción de residuos líquidos y sólidos como el coque de petróleo. Por otro lado, es importante destacar que el principal objetivo de la gasificación a nivel mundial se ha visto en la generación de químicos orgánicos, que sirven en la industria química para la elaboración de plásticos, medicinas y combustibles sintéticos.

También queda claro que la planeación de nuevas centrales IGCC estará asistida por la tecnología Shell, la cual pretende generar más del 100% de su generación actual, ofreciendo el mayor crecimiento de la industria química en el continente Asiático. Particularmente, países como India, China y Qatar presentarán la mayor producción de gas de síntesis a nivel mundial.

Gracias a los esfuerzos de las compañías involucradas en el desarrollo de la gasificación, se ha demostrado que esta tecnología depende esencialmente de la adecuada explotación de los recursos naturales que posee cada región y la posibilidad de exportar e importar materia prima para su funcionamiento. Lo que hacen de esta tecnología una vía importante para lograr energía eléctrica, químicos y combustibles con una mejor economía, seguridad y mínimos impactos ambientales.

En el siguiente capítulo se estudiará a detalle los factores que debemos tomar en cuenta para incluir esta nueva tecnología en el sistema de generación, analizando las repercusiones sociales, económicas y ambientales que pudieran tener estas centrales en México.

Capítulo 5

**Perspectivas de las Centrales IGCC en
México**

Introducción

El objetivo de éste capítulo es analizar una prospectiva de las centrales IGCC en México enfocada a considerar la penetración de esta nueva tecnología en el suministro de energía eléctrica para el servicio público y privado. Es necesario verificar la capacidad de tecnologías para proponer centrales IGCC como novedad y cambios en las centrales de ciclo combinado existentes en el país.

En primera instancia, se analizará la prospectiva de la SENER con el fin de obtener datos útiles que nos ayuden a prever el comportamiento futuro del sistema de generación de energía eléctrica para el servicio público.

Con los datos obtenidos propondremos una opción viable para estas nuevas centrales tomando en cuenta los factores técnicos y económicos necesarios para la realización de tales proyectos, la disponibilidad de combustibles, el costo de la energía producida, la eficiencia de las centrales y sus impactos ambientales.

De igual manera, haremos un análisis particular de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración en el país y la posibilidad de crear estas centrales que cuentan con sistemas y una eficiencia óptima de funcionamiento.

Por último, será importante revisar la posibilidad de la incursión de esta tecnología (IGCC) en las refinerías de PEMEX, comenzando con la nueva refinería en Tula, en donde se obtiene la materia prima para el funcionamiento de estas centrales, analizando a detalle la producción de coque y verificando el potencial de cogeneración de la refinería para saber si se pudiera, o no, optar por esta nueva tecnología.

5.1. Suministro de energía eléctrica para el servicio público

Partiendo de la definición del jurista Jorge Fernández Ruiz puede decirse que un servicio público es una actividad encaminada a satisfacer una necesidad colectiva, que se considera básica o fundamental, siendo ésta permanente y uniforme, cuya interrupción o insuficiencia puede generar graves daños a la economía, a la sociedad y al orden público.

Al suministro de energía eléctrica a la población se le llama servicio público por estar encaminado a satisfacer necesidades básicas de toda la sociedad y constituye uno de los pilares estratégicos para el funcionamiento del aparato productivo de un país. Por ello, resulta indispensable mantener dicho servicio de manera continua y permanente.

En México, la Constitución y otras leyes establecen que el Estado tiene la obligación irrenunciable de garantizar este servicio público a través de organismos estatales como la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LyFC)¹.

5.1.1. Prospectivas de la SENER en materia de servicio público

La SENER hace un estudio de la situación futura del sector eléctrico cada año. Es un trabajo conjunto de la Secretaría de Energía con información proporcionada por la CFE y LyFC, principalmente. En ella se presentan las estimaciones del consumo y demanda de electricidad en un plazo de diez años a partir del año de estudio (Salazar 2009). De este modo, los estudios y estimaciones realizados permiten conocer los requerimientos de generación eléctrica para planear la expansión del sistema eléctrico de generación.

Dicha planeación está integrada por las proyecciones del servicio público, CFE y LyFC, y las de cogeneración y autoabastecimiento. Las principales variables o supuestos para determinar las trayectorias de consumo y demanda son:

¹ Extinta por decreto oficial en octubre del 2009 (DOF: 11/10/2009).

- Aspectos macroeconómicos. En tres escenarios, (bajo, alto y medio) se muestra un diferente desempeño de la actividad económica. Su variable de demanda agregada es el PIB.
- Precios de la electricidad. Están en función de los escenarios macroeconómicos, las políticas tarifarias, el costo de los combustibles y la inflación.
- Precios de combustibles. Por ser la parte más significativa del costo de generación, se realiza la trayectoria del precio de los combustibles fósiles a futuro en los tres escenarios.
- Población y vivienda. Según estimaciones de la CONAPO, (Consejo Nacional de Población) se considera la tasa media de crecimiento anual y vivienda para saber el aumento en la demanda de electricidad por parte de los consumidores.
- Estudios regionales. Involucran la tendencia y comportamiento del sector eléctrico en la región como son; las solicitudes del servicio por parte de grandes consumidores, la solicitud de investigación sobre potencial en la zona, y el crecimiento económico esperado de una región.

En la prospectiva también se consideran nuevas tecnologías o normas para mejorar la eficiencia energética y los programas de ahorro de energía. Todo esto permite aproximar la trayectoria de consumo y demanda energética y evaluar la capacidad y ubicación de nuevas centrales que optimicen la expansión del sistema eléctrico, que abarca su generación, transmisión y distribución.

5.1.1.1. Expansión del sistema de generación para el servicio público

La planeación de la expansión del sistema de generación responde a las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para los siguientes diez años. Asimismo, el programa de expansión de capacidad considera el tiempo de maduración de cada proyecto, que inicia con la planeación de una nueva central generadora, su proceso de licitación, contratación, construcción y termina con su entrada en operación comercial, periodo que requiere, en promedio, de cuatro a seis años (SENER, 2008).

El programa de expansión exige una planeación del servicio público (CFE) y la proyección de adiciones de capacidad, de posibles permisionarios, de autoabastecimiento y de cogeneración.

Para el servicio público, durante el período 2008-2017, se requieren 14,794MW adicionales, distribuidos entre los 3,520MW de capacidad comprometida de la CFE (o en construcción), 10,795MW de capacidad adicional (en proyectos que aún no se han licitado) y 479MW adicionales en proyectos de rehabilitación y modernización. La capacidad adicional de LyFC, estaba programada para ser de 761MW.

En conclusión: con la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se espera un crecimiento anual de 3.3% en el consumo de electricidad para el periodo 2008-2017, el cual se deberá, en mayor grado, al aumento en las ventas para el servicio público cuyo crecimiento anual puede ser del 3.4% y cuya mayor venta ira al sector industrial en una aproximación estimada del 59.8%. Así pues, se espera que el consumo de electricidad en 2017 sea de 281.5TWh, es decir de 71.9 TWh más que en 2007, año en que el consumo fue de 209.7 TWh (SENER, 2008).

a) Capacidad con tecnología comprometida

Por su parte, la capacidad comprometida o en construcción asciende a 3,520MW, de los cuales 3,360MW son de CFE y 160MW de LyFC. La tecnología incluida en el programa de expansión está conformada por 1,430MW para ciclo combinado, 678MW se basan en carbón, 107MW en una central geotermoeléctrica y 750MW corresponden a la hidroeléctrica la Yesca.

El esquema de financiamiento es, principalmente, obra pública financiada, seguido por un productor independiente de energía. La Tabla 5.1 contiene los proyectos en construcción o licitación para el período 2009 a 2012.

Tabla 5.1 Adiciones de capacidad en el servicio público para 2008-2017 [MW]

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Modalidad	Capacidad bruta [MW]			
				2009	2010	2011	2012
San Lorenzo conversión TG/CC	Puebla	CC	OPF	123			
Baja California (Pdte. Juárez)	Baja California	CC	OPF	277			
Norte (La Trinidad)	Durango	CC	PIE		466		
Carboeléctrica del Pacífico	Guerrero	CAR	OPF		678		
La Yesca U1 y U2	Nayarit	HID	OPF				750
Generación Distribuida LyFC	D.F. Edo. México	TG		160			
La Venta III	Oaxaca	EOL	PIE		101		
Guerrero Negro III	Baja California Sur	CI	OPF	11			
Baja California II TG Fase I	Baja California	TG	OPF	124			
Humeros Fase B	Puebla	GEO	OPF		23		
Presidente Juárez conversión TG/CC	Baja California	CC	OPF			93	
Humeros Fase A	Puebla	GEO	OPF			28	
Cerro Prieto V	Baja California	GEO	OPF			107	
Agua Prieta II	Sonora	CC	OPF				477
Oaxaca I	Oaxaca	EOL	PIE		101		
Acumulado				695	2,065	2,293	3,520
Total anual				695	1,370	228	1,227

Claves: HID: Hidroeléctrica CC: Ciclo combinado CI: Combustión interna tipo diesel EOL: Eoloeléctrica CAR: Carboeléctrica GEO: Geotermoeeléctrica TG: Turbogás PIE: Productor independiente de energía OPF: Obra pública financiada.
Fuente: El autor, a partir de SENER, 2008.

b) Capacidad con tecnología libre

La capacidad adicional que aún no está comprometida considera la instalación de 10,795 MW durante el periodo 2011-2017 (Tabla 5.2). Esta capacidad puede instalarse mediante diversos esquemas de inversión, ya sea bajo participación privada que con obra pública financiada.

Las adiciones de capacidad se otorgan a las tecnologías que ofrezcan el menor costo a largo plazo. Se da oportunidad a los particulares de proponer un lugar o tecnología diferente al programado, aún cuando se requiera de líneas de interconexión adicionales. Se toma en cuenta la diversificación de las fuentes de energía y se involucra a aquellas que puedan integrarse con otros modos de financiamiento, como el MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), para aprovechar la energía eléctrica con otras opciones.

Tabla 5.2 Capacidad adicional no comprometida

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad bruta [MW]						
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Oaxaca II, III y IV	Oaxaca	EOL	304						
Baja California Sur III a VI (Coromuel)	Baja California Sur	CI	43		43	43	43		
Manzanillo I repotenciación U1yU2	Colima	CC	460	460					
Baja California III y II	Baja California	CC		280				280	
Norte II (Chihuahua)	Chihuahua	CC		459					
Santa Rosalia II y III	Baja California Sur	CI		15	11				
Guerrero Negro IV	Baja California Sur	CI			15				
Valle de México II y III	Estado de México	CC			601		601		
Norte III (Juárez)	Chihuahua	CC				690			
Salamanca Fase I y II	Guanajuato	LIBRE			314			314	
Guadalajara I	Jalisco	CC					453		
Rio Moctezuma	Hidalgo, Querétaro	HID			92				
Villita ampliación	Michoacán	HID					150		
Noreste (Escobedo)	Nuevo León	CC					517		
Los Cabos TG I y TG II	Baja California Sur	TG					70		105
Azufres III	Michoacán	GEO						75	
Manzanillo II repotenciación U1	Colima	CC							460
Noreste II (Monterrey)	Nuevo León	CC						517	
Occidental	Jalisco	CC						453	
Baja California Sur VII a IX (Todos Santos)	Baja California Sur	LIBRE						86	
Noroeste	Sonora	LIBRE						641	
Norte IV (Torreón)	Coahuila	CC							668
Copainalá	Chiapas	HID							232
Carboeléctrica del Pacífico II	Guerrero	CAR							700
Jorge Luque	Estado de México	CC							601
Acumulado			807	2,021	3,096	3,829	5,663	8,029	10,795
Total anual			807	1,214	1,076	733	1,834	2,366	2,766

Claves: HID: Hidroeléctrica CC: Ciclo combinado CI: Combustión interna tipo diesel EOL: Eoloeléctrica CAR: Carboeléctrica GEO: Geotermoeléctrica TG: Turbogás PIE: Productor independiente de energía OPF: Obra pública financiada.

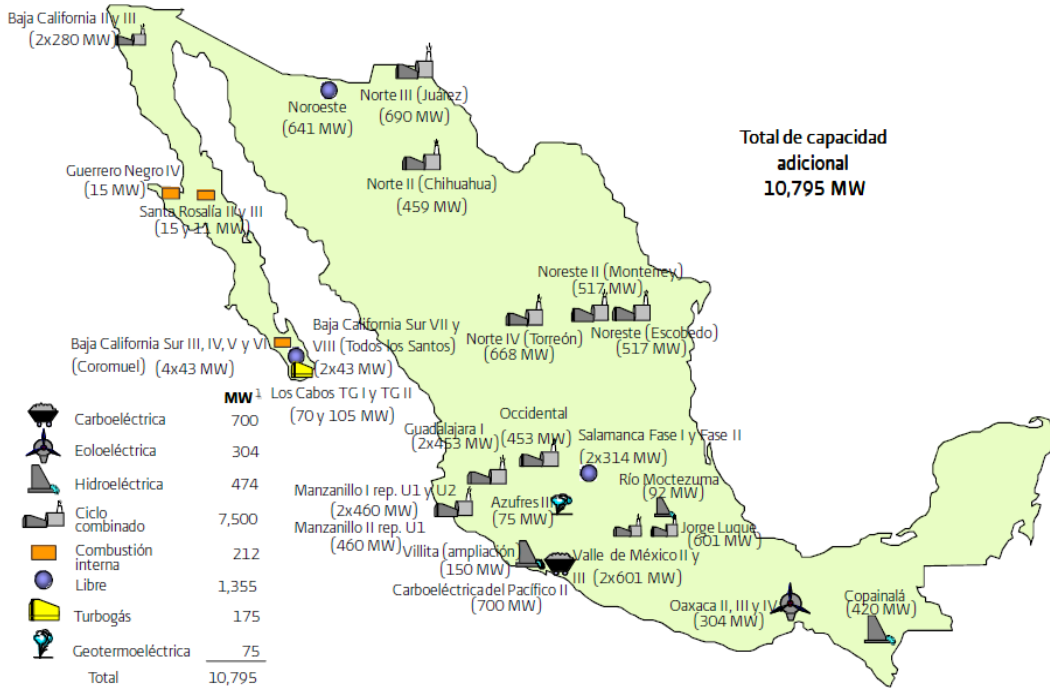
Fuente: El autor, a partir de SENER, 2008.

La tecnología de ciclo combinado representa el 69.5% o 7,500MW de los requerimientos de la capacidad adicional no comprometida. El 12.6% (1,355MW) le corresponde a la capacidad libre o de tecnología aún no seleccionada; sin embargo, se espera que se asigne a tecnologías que utilicen con distintos tipos de combustibles para diversificar las fuentes de energía y de esta manera, evitar la dependencia de un solo combustible.

El 17.9% faltante pertenece a otras tecnologías y está distribuido en 700MW procedentes de carboeléctricas; 304MW, de eoloeléctricos y 75MW de geotérmicas (SENER, 2008). La Tabla 5.3 muestra los requerimientos de capacidad adicional con esquema financiero por definirse.

La siguiente figura muestra que existen 1,355MW de capacidad libre; de ellos, se ocupan los 641MW del noreste del país para una central IGCC alimentada por coque de petróleo con

suministro extranjero. También existen 628MW libres en Salamanca que pueden utilizar el coque de la nueva refinería de Hidalgo.



Fuente: SENER, (2008).

Figura 5.1 Capacidad adicional 2011 -2017

5.1.1.2. Evolución de la capacidad instalada

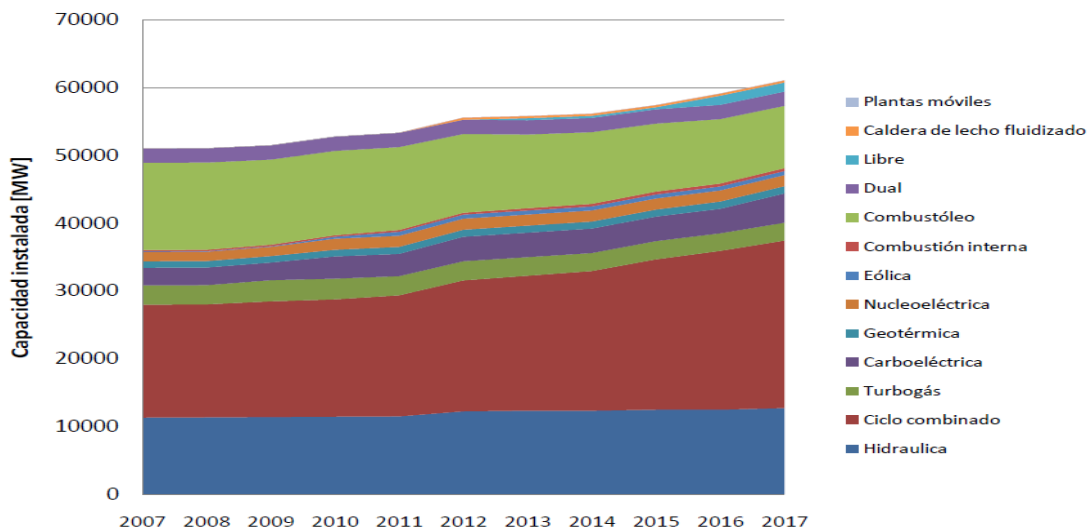
Tomando en cuenta las adiciones de capacidad comprometida y no comprometida, y las rehabilitaciones y retiros de capacidad para satisfacer el consumo de energía en los próximos diez años, se espera tener un incremento de 10,045MW en capacidad instalada para 2017 para pasar de 51,029MW a 61,074MW en el servicio público. Las estimaciones de la capacidad instalada futura apuntan a un mayor crecimiento de las tecnologías de ciclo combinado, carboeléctricas y una reducción notable de las termoeléctricas convencionales. En la Tabla 5.3 y la Figura 5.2 puede verse la evolución en la capacidad instalada según el tipo de tecnología (SENER, 2008).

Tabla 5.3 Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2008 – 2017 [MW]

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	11,343	11,383	11,433	11,483	11,523	12,273	12,365	12,365	12,515	12,515	12,747
Ciclo Combinado	16,662	16,662	17,062	17,302	17,855	19,305	19,906	20,596	22,167	23,417	24,708
Turbogás	2,831	2,831	3,115	3,051	2,829	2,829	2,741	2,651	2,693	2,590	2,633
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	3,278	3,278	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	4,308
Geotérmica	960	960	960	983	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,083	1,083
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634
Eólica	86	86	86	289	593	593	593	593	593	593	593
Combustión Interna	214	214	225	225	268	274	339	382	425	425	425
Combustóleo	12,866	12,866	12,550	12,438	12,219	11,619	10,869	10,569	10,031	9,502	9,186
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Libre	-	-	-	-	-	-	314	314	314	1,355	1,355
Caldera de Lecho Fluidizado	-	-	-	-	-	300	300	300	300	300	300
Plantas Móviles	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Total	51,030	51,070	51,499	52,786	53,345	55,581	55,815	56,158	57,426	59,125	61,075

Fuente: Elaboración Propia, con datos de la SENER, 2008.

En 2007 la generación de energía eléctrica del servicio público ascendió a 232,552GWh. Esto lo que representó un crecimiento de 3.3% respecto a 2006 y se espera que, en 2017, se tenga una generación de electricidad de 318,852GWh, lo que representaría un crecimiento promedio anual de 3.6% en el período de 2007-2017. La mayor aportación en la generación de electricidad en 2017, provendrá de la tecnología de ciclo combinado, con una contribución del 60.1%, mientras que la termoeléctrica convencional se estima que reducirá de 17.7% en 2007 a un 8% para fines del 2017. Por el contrario, las centrales hidroeléctricas disminuirán de un 16.8% a finales del 2008 a un 10% a finales del 2017.



Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER, 2008.

Figura 5.2 Evolución de la capacidad instalada para 2007 -2017

5.1.2. Factores a tomar en cuenta en las centrales IGCC para el servicio público.

Debe tomarse en cuenta que, en una planta IGCC, el solo arranque de la unidad gasificadora, partiendo de cero, puede llevar más de 100 horas. Esto hace que se deban tomar todas las precauciones para que la unidad no se detenga. Como resultan muy costosos los elementos principales para mejorar la disponibilidad, es necesario aplicar algunos criterios (Hiriart & Beltrán, 2004).

En caso de falla de la “Unidad separadora de aire” (USA), se acostumbra almacenar oxígeno adicional para mantener el gasificador operando normalmente al menos 6 horas, sin necesidad de apagarlo. Si se presentara un problema en el gasificador, hay una conexión de gas natural de respaldo a la turbogás para no detener la operación. De la experiencia reportada de las plantas de Estados Unidos y de Italia, es común enriquecer el gas de síntesis con gas natural inyectándolo en la cámara de combustión. Esta interconexión es la misma que sirve de respaldo por si falla el gasificador. Por ello, el arranque se hace con este gas o con diesel (Hiriart & Beltrán, 2004).

5.1.2.1. Disponibilidad de combustibles

La seguridad en el suministro de combustible es uno de los puntos fuertes de las centrales IGCC debido a su flexibilidad en el uso de combustibles tan diversos como carbón, coque de petróleo, petróleos pesados, residuos de vacío y biomasa, además de contar con uso de gas natural como combustible, en caso de que tengan que salir de operación el sistema de gasificación y otros sistemas adicionales (planta de remoción de azufre) a la central de ciclo combinado.

a) Carbón

Dado que el carbón es el combustible fósil más abundante (como ya se dijo anteriormente) y, ante las características de los mercados de gas y petróleo, regulados por un número reducido de países productores, es posible que los precios internacionales sufran considerables variaciones. En el caso del gas natural, hay la tendencia al aumento en el precio durante los últimos años debido al fuerte aumento de la demanda. Frente a esto, el carbón tiene estabilidad de precios.

b) Coque de petróleo y petróleos pesados

Debido a la creciente necesidad de las refinerías de procesar crudos cada vez más pesados, el coque de petróleo y los petróleos pesados han tenido una producción creciente a nivel mundial, destacando en este rubro Estados Unidos, México y Venezuela.

En el caso de México se analizan las oportunidades de gasificación del coque de petróleo ya que éste tiene un alto contenido de azufre y contaminantes como nitrógeno y metales pesados, lo que hace que su combustión directa no sea práctica, en muchos casos (Beltrán & Urias, 2004b).

Considerando el caso de la refinería de Cadereyta y su capacidad de diseño, ésta produciría 2,870 ton/día de coque. A partir de la gasificación del coque en esta refinería, se podrían obtener:

- Energía eléctrica como resultado de la instalación de una central IGCC con una capacidad de generación bruta de 352 MW
- Usos 200 mmpcd² de H₂ y 120 mmpcd de CO₂.
- 1 ton día de amoníaco (por 1 ton/día de coque), de forma que el coque de Cadereyta podría producir 2,870 ton/día de amoníaco.
- Y combustibles líquidos sintéticos con el gas de síntesis de la gasificación del coque.

c) Residuos de vacío y biomasa

Los recursos de residuos de vacío y biomasa son abundantes. Por un lado, los residuos de vacío se obtienen en gran cantidad como resultado de los procesos de refinación del petróleo y su alto contenido de azufre. Así pues, la gasificación representa una alternativa para su consumo en las centrales IGCC. Por su parte, la biomasa es considerada como una de las fuentes renovables con mayor potencial de desarrollo y las emisiones de CO₂ derivadas de su uso energético se consideran despreciables.

² Mmpcd = mil millones de pies cúbicos diarios

La seguridad de suministro de combustible para este tipo de centrales prácticamente está garantizada ya que se estima que la explotación de las reservas de carbón es 4 veces superior a las reservas de gas natural y 5, respecto a las de petróleo.

5.1.2.2. Costo de la energía en las centrales IGCC

El costo de generación de energía eléctrica está en función de las múltiples variables que lo afectan en mayor o menor grado. Ahora bien, el tipo de tecnología, su eficiencia, el combustible utilizado, las condiciones de financiamiento de los nuevos proyectos de generación y la suma de los costos realizados en la etapa de construcción (desde los estudios de factibilidad del proyecto hasta la entrada en operación de la planta) y la etapa de operación y mantenimiento (desde el final de construcción o inicio de operación de la central eléctrica hasta el final de la vida útil de sus elementos) son algunos de los aspectos que determinan el costo de la electricidad para la empresa suministradora y, posteriormente, definen la tarifa eléctrica para los usuarios finales.

Los costos asociados a la primera etapa son los costos de inversión, mientras que los de la última etapa son los costos de combustible y los de operación y mantenimiento.

Un costo adicional es el correspondiente al gasto asociado a los efectos nocivos al medio ambiente, a las personas o a las generaciones futuras, por generar energía eléctrica de forma sucia.

Al agregar este precio, el costo final de la generación eléctrica y la comparación de las plantas IGCC con otras tecnologías sería más equitativo, es decir, un costo por externalidades³.

El costo de una central IGCC es similar al de una de ciclo combinado, excepto en la gasificación del combustible. A fin de cuentas, el costo de las centrales IGCC está determinado por tres

³ De acuerdo a diversas definiciones decimos que, “las externalidades son todos aquellos impactos al ambiente o a las personas que generan un costo por la generación de la electricidad, y que a pesar de ser contemplado no refleja su precio real en el mercado, recibiendo únicamente compensaciones por sus repercusiones. Estos costos externos, externalidades o también denominados costos ambientales se encuentran muy relacionados con la salud y el ambiente influyendo en la toma de decisiones económicas, sociales y ambientales.

componentes: costos fijos, costos variables y externalidades o costos/beneficios sociales y ambientales.

a) Costos fijos

Los costos fijos contemplan la inversión inicial necesaria así como los costos de operación y mantenimiento. Los costos de inversión inicial de las centrales IGCC aún son elevados, ya que se trata de una tecnología aún no madura; sin embargo, esto propicia que los costos se reduzcan conforme se comercialice este tipo de centrales debido a la optimización de su diseño y la mayor experiencia tecnológica que se irá adquiriendo (Beltrán & Urias 2004a).

Respecto a las tecnologías competidoras (como las centrales de carbón pulverizado y de ciclo combinado con gas natural), el potencial para reducir los costos de inversión es limitado para el futuro próximo, puesto que ya son tecnologías maduras. Por otra parte, debido a las políticas ambientales cada vez más rigurosas, en las centrales de carbón pulverizado el costo aumentará como consecuencia de la incorporación de sistemas adicionales para el control de emisiones.

Los costos de las plantas IGCC varían según los autores y los distribuidores de la tecnología. Texaco es el mayor distribuidor a nivel mundial. En la Tabla 5.4 observaremos los costos de algunas centrales IGCC.

Tabla 5.4 Costos de una central IGCC

Costo	\$/kW
Original Wabash (Indiana)	1,681
Polk, (Tampa Bay)	1,647
Puertollano, (España)	2,035
Esperado según DOE	1,096

Fuente: El autor, a partir de Beltrán & Urias, 2004a

Dentro de algunos informes en (GTC, 2010) se analiza a detalle una serie de mejoras que se le pueden hacer a las diferentes plantas IGCC; como es el caso de “*Tampa Bay*” que genera 250MW y pronostica un mejor precio de generación (1,300 U\$/kW), por su parte Conoco Philips, operadora de “*Wabash*”, a través de su gerente comercial nos informa detalles de las

mejoras que le han hecho a su planta y pronostica para un futuro cercano un precio de 1,096 U\$/kW. Así mismo la planta de “PIEMSA” propiedad de *Pentronor* de 800 MW netos, que se encuentra en construcción en España (con una inversión de 968 millones de Euros), pronostica 1,400 U\$/kW (Hiriart & Beltrán, 2004).

Los costos del equipo de una central IGCC (Tabla 5.5) están concentrados mayoritariamente por el gasificador y son comparables con el costo de la central completa de ciclo combinado. La parte restante del costo total está conformada por la unidad de separación de aire y otros procesos como el de limpieza de gases y el tratamiento de aguas residuales.

Tabla 5.5 Costo del equipo de la central IGCC

Central IGCC	Costo \$/kW
Separador de aire	150
Gasificador	487
Central	449
Limpieza de gases	148
Tratamiento de aguas	105
Servicios eléctricos	121
Obra civil	187
Total	1,647

Fuente: (Beltrán & Urias, 2004a)

Los costos de operación y mantenimiento son similares a los de las plantas de carbón pulverizado y superiores al de las plantas de ciclo combinado de gas natural.

b) Costos variables

Los costos variables comprenden el costo del combustible (Tabla 5.6) y los costos de operación y mantenimiento; aunque los más significativos son los primeros. Las centrales IGCC tienen costos de combustible menores a las centrales de carbón pulverizado y, sobretodo, refiriéndonos al ciclo combinado, mucho menor que el gas natural. Esto se debe principalmente a:

- Elevada eficiencia energética respecto a las centrales de carbón pulverizado;
- Proceso de gasificación que tiene la posibilidad de utilizar carbón de calidad y, por tanto, de menor precio que las centrales de carbón pulverizado;
- Combustible mucho más barato que el gas natural, ya que éste último está sometido a precios internacionales que tienen comportamientos muy volátiles;
- Utilización de combustibles alternativos como residuos de vacío o biomasa.
-

Tabla 5.6 Costo de combustibles

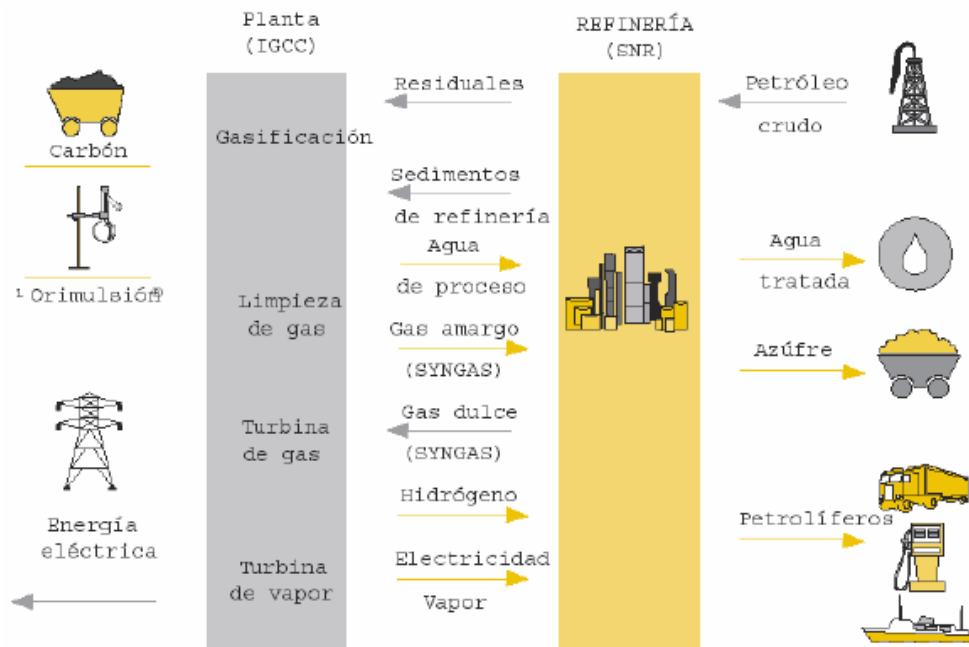
Combustibles	c/kWh
Combustóleo (vapor)	4.5
Gas natural (CC)	4.3
Carbón pulverizado	1.5
IGCC (coque de petróleo)	1.0

Fuente: (Beltrán & Urias, 2004a)

Los costos esperados a futuro son de 1,000 \$/kW de instalación y 1.0 c/kWh por combustible, a causa de la maduración de la tecnología y a la reducción obtenida de la venta de subproductos como azufre, hidrógeno, vapor, etc., que tienen valor comercial (Beltrán & Urias 2004a).

En conclusión, los costos de estas centrales (\$1,200 a \$1,400 dólares/kW) son mayores entre 10 y 30% a los de una central carboeléctrica. En la actualidad las IGCC alcanzan eficiencias de 45%, una eliminación de 99% de azufre y emisiones menores a los 50 ppm de NOx.

La gasificación es una tecnología que permite la repotenciación de las viejas centrales termoeléctricas utilizando instalaciones e infraestructura ya existentes; Actualmente se construyen centrales de ciclo combinado bajo el concepto "construcción en fases". Mientras haya gas natural y sea competitivo, se utilizará como combustible; y si el gas escasea o aumenta su precio, se conserva la opción de agregar gasificadores de carbón. Una de las ventajas de esta tecnología es la posibilidad de acoplarse a sistemas de cogeneración y coproducción (Figura 5.3).



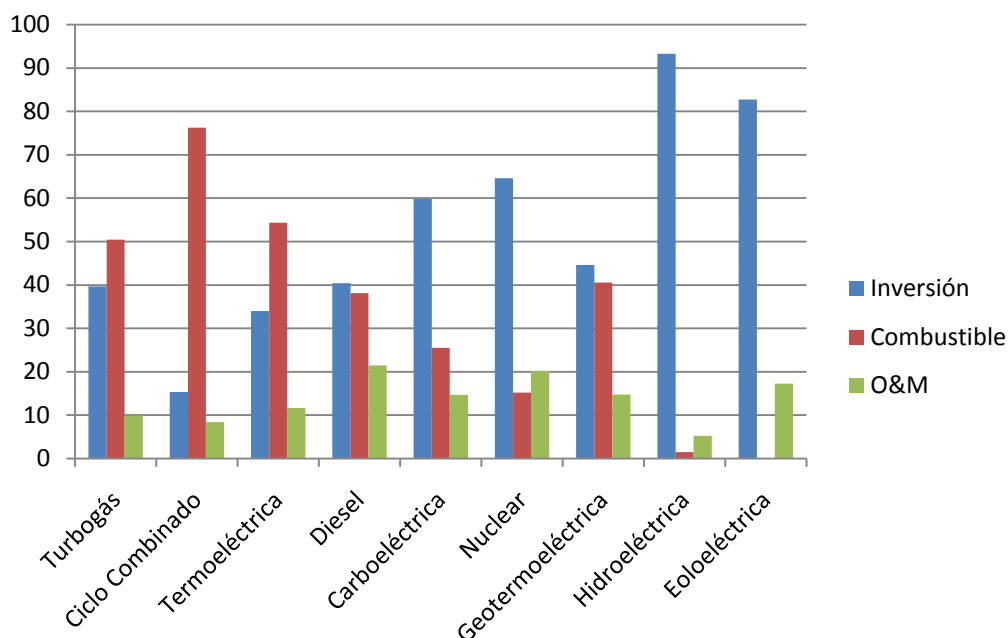
Fuente: Beltrán & Urias 2004b.

Figura 5.3 Proceso de Cogeneración en una central IGCC

c) Comparación con otras tecnologías

En los últimos años, las centrales de ciclo combinado han tenido gran crecimiento gracias a las ventajas que proporciona. Es por tal motivo que la tecnología empleada para su fabricación mejora día a día y brinda mejores diseños, lo que hace a estos equipos más caros y a sus procesos de fabricación, de mayor costo.

Como se puede observar, y se había hecho notar anteriormente, las plantas de ciclo combinado tienen un menor costo de inversión que las centrales turbogás y un mayor costo de combustible debido a que éstas cuentan con recuperadores de calor a los cuales se les puede suministrar combustible adicional. Estas centrales son mucho más económicas que las centrales IGCC las cuales tienen costos de inversión muy grande (Figura 5.4).



Fuente: El autor, con datos de SENER, 2008.

Figura 5.4 Costos de diferentes tecnologías de generación

Haciendo la comparación con las diversas tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica, puede destacarse que el ciclo combinado tiene la ventaja de tener un bajo costo de inversión de poco más del 15%. También cuenta con un costo de operación y mantenimiento del orden del 8%, lo cual lo coloca como una tecnología de generación de energía eléctrica atractiva, con la única desventaja de la fluctuación en los precios del combustible.

Para las otras tecnologías, el motivo de tener altos costo de inversión se debe principalmente a la infraestructura, ya que, a pesar de tener bajos costos en combustibles, operación y mantenimiento el costo de las instalaciones hace que la inversión sea muy grande.

A manera de comparación tenemos la Tabla 5.7 la cual describe de igual forma el costo de combustible, inversión, operación y mantenimiento de las centrales IGCC.

Tabla 5.7 Costos de generación de una central IGCC

Central	Combustible	Número de unidades	Capacidad por unidad		Inversión	Combustible	O&M	Total
			[MW]					
			Bruta	Neta				
Ciclo Combinado con Gasificación Integrada	Carbón de 2% de azufre	1	329.39	259.73	826.45	270.88	201.58	1,298.91
		1	660.58	524.08	826.80	268.01	157.03	1,251.84
	Coque de petróleo de 6.5% de azufre	1	325.00	258.96	781.42	113.41	215.14	1,109.97
		1	654.49	524.36	777.25	112.22	160.82	1,050.29
IGCC	Residuos de vacío de petróleo de 4.75% de azufre	1	326.73	266.77	715.94	426.19	189.24	1,331.37
		1	657.88	539.36	715.08	422.60	154.37	1,292.05

Fuente: (COPAR, 2008)

5.1.2.3. Eficiencia de las centrales IGCC

La alta eficiencia de operación de las centrales IGCC (Tabla 5.8) implica menos emisiones de contaminantes, ya que necesita menos combustible para generar los mismos kWh que las centrales convencionales de carbón pulverizado y debido a que el ciclo combinado de las plantas IGCC es más eficiente que el ciclo Rankine utilizado en las térmicas convencionales. Estas ventajas se ven traducidas en un menor costo variable de operación.

Tabla 5.8 Comparación de eficiencias

Tecnología	Eficiencia (%)	
Ciclo Combinado con Gasificación Integrada	Actual	43
	Esperada	50
Carboeléctricas	Subcrítica	34
	Supercrítica	43
	Ultra Supercrítica	48
Ciclo Combinado con Gas Natural		48

Fuente: (Beltrán & Urias, 2004a)

A diferencia de las centrales térmicas convencionales, en las plantas IGCC se usa un flujo de gas reducido y a presión. Esto facilita la remoción de sustancias no deseadas como SO₂ al que, después, se le puede extraer el azufre y el mercurio principalmente. Además, se puede decir que

tiene un impacto global contaminante limitado, ya que la emisión de contaminantes atmosféricos (SO_2 , NO_x , y partículas) es regulada y tiene un bajo consumo relativo de agua (Beltrán y Urias, 2004a).

5.1.2.4. Impactos ambientales

a) Contaminantes atmosféricos SO_2 , NO_x y partículas

Las emisiones de SO_2 y NO_x son comparables o inferiores a las obtenidas en un ciclo combinado con gas natural. El azufre presente en el gas de síntesis es recuperado en más del 99%, transformándose en ácido sulfúrico (H_2SO_4) o azufre sólido puro que puede venderse. La remoción de azufre en las centrales IGCC es más fácil en comparación con las centrales carboeléctricas debido a que se realiza directamente en el gas de síntesis, esto es, antes de su combustión en la turbina de gas, lo que implica que el syngas no ha reaccionado con aire (por lo que el flujo es pequeño); mientras que en las centrales carboeléctricas se realiza después de la combustión en las chimeneas cuando el carbón ha reaccionado con aire para su combustión ocasionando que el flujo, del cual tiene que ser removido el azufre, sea más grande.

Debido a la atmósfera reductora en que se desarrolla el proceso de gasificación (suministro regulado de oxígeno), el gas de síntesis contiene en bajas proporciones NO_x y amoníaco (NH_3). Este último se elimina en el proceso de lavado que realizan los limpiadores de gas (*scrubbers*). En la turbina de gas, además de quemadores de bajo NO_x , se utilizan sistemas adicionales como la saturación del gas con nitrógeno, proveniente de una Unidad de Separación de Aire (USA), para limitar la temperatura de llama en la cámara de combustión debido a que el nitrógeno mezclado está a menor temperatura. Lo anterior se hace con la finalidad de prevenir la formación de NO_x térmicos.

La separación de partículas sólidas se realiza mediante su extracción por filtros (que pueden ser cerámicos) y/o lavadores con agua antes de la combustión del gas, por lo que sus emisiones son casi nulas.

b) Emisiones de CO₂

Las centrales IGCC emiten menos CO₂ que las centrales térmicas convencionales, debido a su mayor eficiencia; pero la producción de CO₂, como consecuencia de la combustión del gas natural, es aproximadamente la mitad de la que se produce al quemar syngas. Esto se debe a que hay mayor concentración de carbono respecto al hidrógeno de la mezcla de gases que componen el gas de síntesis (CO) y respecto a la del gas natural (CH₄), a igualdad de poder calorífico. Actualmente se estudia la posibilidad de integrar el secuestro de CO₂ a las centrales de IGCC. Esto resultaría mucho más económico que su extracción de los gases de combustión como ocurre en las centrales de carbón pulverizado o ciclos combinados con gas natural, ya que el CO₂ se encuentra muchos más concentrado en los gases emitidos.

El consumo de agua de las centrales IGCC, en comparación con las centrales de carbón pulverizado, es reducido, a pesar de que tanto el ciclo de vapor como el sistema de lavado del gas de síntesis requieren refrigeración.

Tabla 5.9 Emisiones de contaminantes de diferentes tecnologías

Tecnología		Emisiones g/ kWh			
		SO ₂	NO _x	Partículas	CO ₂
IGCC	ELCOGAS / SIEMENS V94.3	0.07	0.40	0.02	727
	SHELL / SIEMENS V94.2	0.10	0.05	0.02	712
	TEXACO / GE 7F	0.13	0.35	0.02	745
	E-GAS / GE 7FA	0.14	0.37	0.02	783
PC Carbón pulverizado	Subcrítica $\eta_{\text{neta}} = 36\%$	2.50	2.30	0.30	852
	Supercrítica $\eta_{\text{neta}} = 39.6\%$	2.15	1.10	0.27	774
AFBC $\eta_{\text{neta}} = 36\%$ Carboeléctricas con lecho fluidizado		1.40	0.80	0.10	852
CCGN $\eta_{\text{neta}} = 56\%$		0.54	0.02	350	355

Fuente: (Beltrán & Urias, 2004a)

Además de los contaminantes tratados anteriormente se presentan pequeños rastros de otros, como el mercurio, compuestos de cloro y metales pesados. Para el primero, ha surgido una preocupación a nivel mundial debido a que éste contaminante es de alto grado de toxicidad; sin

embargo la producción de mercurio en una central IGCC es mucho menor al producido en centrales de carbón pulverizado.

Los compuestos de cloro son removidos en los sistemas de lavado del gas de síntesis. Por su parte, los metales pesados quedan concentrados casi en su totalidad en la escoria, que es un sólido vitrificado, producido en el gasificador.

5.1.3. Prospectiva del uso de centrales IGCC para el servicio público

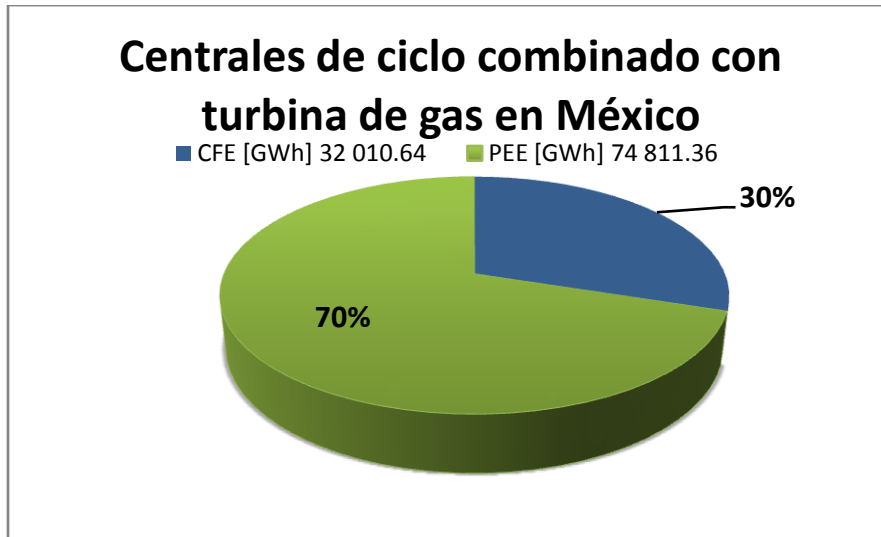
Más allá de pensar en lo difícil o complicado que resulta construir una central IGCC por todo lo que conlleva, hay una experiencia necesaria en la operación de éstas centrales a nivel mundial que ha permitido incorporar una serie de mejoras en el diseño de estas centrales, entre las que destaca la utilización de turbinas de gas de mayor eficiencia.

Cuando ya se tiene una central de ciclo combinado instalada, operando con gas natural y, por razones ajenas, se requiere cambiar de combustible a carbón o a coque de petróleo, la solución más adecuada es instalar un gasificador de coque o de carbón (preferentemente una mezcla de ambos) para producir gas de síntesis y operar con él la planta original de ciclo combinado. Evidentemente, la cámara de combustión de la turbina a gas requerirá algunas modificaciones y también la distribución del vapor a la componente vapor del ciclo combinado, ya que en el gasificador se producirá una gran cantidad de calor que sólo podría aprovecharse en una turbina de vapor adicional.

El análisis de la posibilidad de sustituir el combustible o de ofrecer una alternativa diferente al gas natural en las actuales centrales de ciclo combinado que operan en México, parte de la contabilización de la generación que éstas centrales aportan al SEN (Beltrán & Sánchez, 2009).

En la actualidad, México cuenta con una capacidad instalada de 16,913.16 MW provenientes de centrales de ciclo combinado que en su mayoría consumen gas natural. Esta cifra se compone tanto de las centrales, propiedad de Comisión Federal de Electricidad (CFE), que aporta 5,456.26 MW (32.3%), como de las centrales de productores externos de energía (PEE) que apoyan con 11,456.9 MW (67.7%).

Por otra parte, según los datos reportados por la Secretaría de Energía, la generación total con centrales CCGT para el período de 2007-2008 fue de 106,822 GWh, de los cuáles el 29.97% proviene de centrales de CFE y su generación de 32,010.64 GWh y el complemento de los PEE con un 70.03% correspondiente a 74,811.36 GWh (Figura 5.5).



Fuente: El autor, con datos de SENER, 2008.

Figura 5.5 Generación total de centrales CCGT 2007 -2008

Tomando en cuenta las consideraciones antes mencionadas, la cantidad de coque que se necesitaría suministrar de forma exclusiva a las centrales propiedad de CFE sería de 10.26 millones de toneladas al año. Con esta cantidad de demanda interna se estaría pensando en la posibilidad de que centrales con una capacidad equivalente a 5,456 MW puedan sustituir el gas natural utilizando coque de petróleo.

Pero esto no resulta una solución debido a que el único coque disponible, sin comprometer, es el de las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz, y tan sólo en el 2003 la producción total en las refinerías fue de 2,308 ton/día, con esta cantidad de coque se podrían generar aproximadamente 300 MWe y 8.23 mmpcsd de hidrógeno al instalar una planta IGCC en alguna refinería mexicana.

Dentro del balance nacional de coque, la producción estimada para el año 2009 prevé un suministro total de 5,077.5 miles de toneladas, de las cuales sólo el 64.4% son producidas en México importando el 35.6% restante. Es decir, la capacidad de producción de coque es muy

limitada debido al tipo de refinerías con que cuenta el Sistema Nacional de Refinación (SNR). Como estimación, se prevé que para el 2015 habrá de aumentar la producción de coque de petróleo como consecuencia de la puesta en operación de la nueva refinería; sin embargo, aún en el estimado de 9,576.1 miles de toneladas producidas para el 2015, este no sería suficiente para satisfacer la demanda de las plantas CCGT de CFE y, además, cubrir la demanda interna (Tabla 5.10).

Tabla 5.10 Consumo estimado de coque para las centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural de CFE, configuradas para su transformación en centrales IGCC

Centrales de CFE	Potencia Instalada [MW]	Consumo de Coque [millones de ton/año]
Hermosillo	227.022	0.43
Pdte. Juárez	496	0.93
Gómez Palacios	239.8	0.45
Salamanca II	521.76	0.98
Chihuahua II	619.4	1.17
Huinalá	377.66	0.71
Huinalá II	450.198	0.85
Río Bravo	211.123	0.40
Tula	489	0.92
El Sauze	603	1.13
Valle de México	449.3	1.03
Dos Bocas	452	0.85
Valadolid	220	0.41
Total	5456.263	10.26

Fuente: El autor, con datos de Beltrán & Sánchez, 2009.

Como consecuencia a lo anterior, no puede pensarse en las centrales IGCC como una solución a corto plazo para el servicio público, y no precisamente debido a la capacidad con tecnología libre con la cual disponemos, sino que estos proyectos cuentan con esquemas financieros complicados debido al costo de la energía por kWh, la demanda y la disponibilidad de combustible para mantener dicha tecnología. Debe quedar claro que pueden presentarse escenarios económicos en

los que es más barato generar con gas natural que con algún otro combustible, es decir, que el precio del gas natural sea bajo y estable, por lo que las centrales podrían utilizar ambos combustibles sin dejar de operar los sistemas auxiliares de gasificación.

Si todo este conocimiento se aplicara para la construcción de una central IGCC, esperaríamos un ahorro en el costo de la inversión inicial de entre 20-25% respecto al costo actual.

5.2. Proyectos de cogeneración y autoabastecimiento

5.2.1. Prospectivas de la SENER en materia de cogeneración y autoabastecimiento

Los permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración han incrementado su participación en los últimos años de modo que representan una capacidad importante en el SEN. Estos proyectos atienden parte del consumo nacional de energía eléctrica e impactan en el sistema del servicio público con servicios de transmisión y respaldo.

La expansión del sector eléctrico para cogeneración y autoabastecimiento se realiza para conocer las necesidades de capacidad en las líneas de transmisión y necesidades de respaldo debido al autoabastecimiento remoto. Para cargas locales no se toma en cuenta la adición de estas plantas en el parque de generación, pues no se conectan al SEN.

Las proyecciones de autoabastecimiento y cogeneración realizadas por la SENER analizan los proyectos con mayor probabilidad de realización, tanto públicos como privados y una perspectiva a diez años.

Por otra parte, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento remoto y cogeneración es de 2,490 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que del servicio público, específicamente PEMEX con el proyecto de cogeneración en Nuevo Pemex con 258 MW de autoabastecimiento remoto, así como los proyectos eólicos de la temporada abierta.

En 2007 la mayor capacidad instalada por parte de permisionarios se concentró en grandes sociedades de autoabastecimiento y cogeneración, tales como Iberdrola Energía Monterrey,

Tractebel, Termoeléctrica Peñoles, Termoeléctrica del Golfo, Energía Azteca VIII y Enertek. Asimismo, es importante indicar que PEMEX tiene una importante capacidad autorizada para autoabastecimiento y cogeneración destinada a la satisfacción de una parte de sus necesidades de energía eléctrica.

Desde 2004, no se han puesto en marcha proyectos de autoabastecimiento de gran capacidad. Sin embargo, en años recientes se ha observado un importante incremento en el número de permisos otorgados para autoabastecimiento en pequeña escala. Como una estrategia de mitigación de costos, muchas empresas del sector servicios optaron por desconectarse de la red del servicio público en horario punta y generar su propia electricidad mediante plantas de pequeña capacidad y, en su mayoría, utilizando diesel. Este tipo de autoabastecimiento es primordialmente local.

En términos de capacidad instalada para autoabastecimiento remoto, destacan Iberdrola Energía Monterrey con 527 MW, Termoeléctrica Peñoles y del Golfo con 230 MW cada una, así como Tractebel, con 229 MW.

En el caso del autoabastecimiento de PEMEX, el proyecto de Nuevo Pemex es el de mayor factibilidad con 314 MW de capacidad. De ese total, destinará 258 MW para portear energía a diferentes centros de trabajo de los organismos subsidiarios. También están los proyectos de autoabastecimiento de temporada abierta a partir de energía eólica en el Istmo de Tehuantepec, los cuales, en conjunto, adicionarán 1,479 MW; y se espera que para el 2014 inicie operaciones el proyecto de GDC Generadora, en el estado de Sonora, con la tecnología de caldera de lecho fluidizado para utilizar carbón, con una capacidad de autoabastecimiento remoto de 432 MW que generará, en promedio, 2,643 GWh hacia 2014.

Desde la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992 y hasta junio de 2009, la CRE ha otorgado 827 permisos de generación e importación de energía eléctrica a empresas privadas y paraestatales. Actualmente la CRE administra 770 permisos que suman una capacidad autorizada de 27,208MW para una generación anual de 171,048GWh que representan una inversión comprometida del orden de 28,558 millones de dólares, sin incluir la inversión realizada en los permisos otorgados antes de las reformas de 1992.

De estos permisos destaca la modalidad de producción independiente de energía que representan el 48.7% de la capacidad total autorizada, autoabastecimiento (24.1%), cogeneración (12.1%), exportación (12.4%), usos propios continuos (el 1.8%), importación (0.9%) y pequeña producción (0.1%).

De los 770 permisos vigentes, 718 desarrolla el sector privado sumado una capacidad autorizada de 24,711MW y una inversión estimada de 25,427 millones de dólares, además de la capacidad total autorizada en todos los permisos vigentes. El 94.8% se encuentra en operación, el 4% está en construcción o por iniciar y solo el restante 1.2% está inactivo (SENER, 2009).

TABLA 5.11 Permisos vigentes de generación e importación de energía eléctrica⁴

Modalidad	Permisos vigentes	Megawatts	Millones de dólares
Producción Independiente	22	13,250	11,925
Autoabastecimiento	595	6,556	9,341
Cogeneración	7	3,381	3,373
Exportación	58	3,291	3,222
Importación	37	233	18
Usos Propios Continuos	48	478	656
Pequeña Producción	3	19	24
Total	770	27,208	28,558

Fuente: El autor, con datos de SENER, 2009.

5.2.2. Factores a tomar en cuenta para las centrales IGCC en proyectos de cogeneración y autoabastecimiento

Existen diversos factores que se deben tomar en cuenta antes de planear una central IGCC en las refinerías de nuestro país, debido a que en ellas se encuentra el máximo potencial de cogeneración para un proyecto de esta magnitud.

⁴ Cifras al 30 de Junio del 2009

Para ello se deberán considerar distintos aspectos como son la oportunidad en el mercado, la aprobación técnica de la tecnología, la competencia con otros combustibles, los costos de capital y el tipo de financiamiento. Estos aspectos son considerados en una cascada de decisión para determinar la construcción de las plantas IGCC.

Las IGCC carecen de oportunidad para ser construidas, sin embargo esto parece ser lo contrario, pues al mediano plazo esta tecnología tendrá un fuerte desarrollo y podrá presentarse como una tecnología madura y competitiva en el mercado. Un factor que involucra esta competitividad se debe a los precios de otros combustibles como es el caso del gas natural. El gas natural actualmente es el combustible con mayor uso en las plantas de ciclo combinado, pero mantiene un elevado costo en comparación con los residuos pesados de la refinación (coque de petróleo⁵).

La tecnología IGCC deberá estar aprobada técnica y económicamente para que sea posible su construcción en una refinería. Un factor de riesgo el cual no permitiría su construcción es el elevado costo de su inversión. Ya que, para una planta IGCC que utiliza coque de petróleo, su inversión puede ser entre 500 y 1,300 mil millones de dólares aproximadamente. La inversión depende de la capacidad de la planta y el tipo de combustible que se utilice.

5.2.2.1. Aspectos técnicos

Los combustibles representan un factor muy importante para el desarrollo de la industria nacional. En este sentido, los petrolíferos que han registrado el mayor impacto en su demanda son el coque de petróleo, el combustóleo, el diesel y, en menor medida, el gas LP. Cabe mencionar que la actividad industrial mantiene su interés por combustóleo y gas natural. Sin embargo, el desarrollo tecnológico en algunas ramas industriales como la del cemento, vidrio y siderúrgica, permite una migración hacia el coque de petróleo.

Por su parte, las refinerías mexicanas han ido disminuyendo su producción de combustóleo con el uso de coquizadoras en las refinerías de Madero y Cadereyta, para así aumentar el rendimiento

⁵ El costo del gas natural en \$/kWh es aproximadamente cuatro veces el costo del coque de petróleo (Hernández J. 2004).

del crudo procesado, por lo que actualmente también se está reconfigurando la refinería de Minatitlán.

Uno de los aspectos más importante es el combustible a utilizar, Debido a que México no podría suministrar todo el coque necesario, ya que actualmente el coque de petróleo producido en la refinería de Cd. Madero es consumido en su totalidad con el coque de petróleo importado de la refinería de Houston para generar una potencia eléctrica de 460 MW en el complejo termoeléctrico de Tamuín en San Luis Potosí (2 unidades de 230 MW), el coque de petróleo que se produce en la refinería de Cadereyta ha ido a diferentes usos, principalmente la industria cementera (González et al. 2007).

En el año 2006 se produjeron 4,473 toneladas por día de coque en las refinerías de Madero y Cadereyta. PEMEX estima que para el año 2016 se deberán estar produciendo en sus refinerías 29,726 toneladas por día de coque de petróleo. Esta cantidad de coque es equivalente a la que actualmente producen las refinerías del estado de Texas en los Estados Unidos (Fernández, 2008).

Si se realizan los proyectos de coquizadoras de PEMEX Refinación en el mediano plazo, el coque será el residual y estará disponible como combustible. El coque únicamente podrá ser quemado en sistemas de gasificación (IGCC) o en generadores de vapor con lecho fluidizado, debido a su alto contenido de azufre y metales. Los precios del coque son interesantes para utilizarse en plantas de IGCC y en lechos fluidizados. El coque que se produce en Texas, Louisiana y California podría considerarse como una alternativa.

Otra solución podría ser el uso del carbón ya que México podría acceder al carbón de Australia para centrales generadoras en la zona del Pacífico. Sin embargo, debido a los costos del transporte, ésta sería una opción más cara, comparada con la de cualquier carbón en el Golfo de México (Fernández, 2008).

Por otra parte, el residual líquido viable para ser utilizado en la actualidad es el combustóleo, a sabiendas de que PEMEX Refinación no cuenta con plantas para poder aprovechar los aceites cíclicos ligeros. Este combustible se utilizaría tanto en sistemas convencionales como en sistemas avanzados de combustión.

Por otra parte, PEMEX Refinación tiene un gran potencial de cogeneración en cada una de sus refinerías (ver Tabla 5.12) en donde la demanda de energía eléctrica en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) es del orden de 630MWe y se tiene contemplado un potencial de generación de energía eléctrica de 2,626 MW, pudiendo vender sus excedentes a CFE. La cogeneración actual en Petróleos Mexicanos busca reducir las compras de energía eléctrica a CFE para disminuir altos costos debidos al impuesto de las dependencias del Gobierno Federal.

Considerando el potencial de cogeneración en PEMEX Refinación, la cantidad de coque de petróleo que se demandaría para producir los 2,626 MW es del orden de 18,116 ton/día, aproximadamente; sin embargo, la oferta interna de coque de petróleo en México es muy limitada y solamente podría cubrirse esta demanda hasta el 2012.

TABLA 5.12 Potencial de Cogeneración del SNR (2001)

Refinería	Generación Neta [MW]	Vapor a refinería [t/h]	Combustible
Cadereyta	444	874	Gas Natural
Madero	359	418	Gas Natural
Minatitlán	350	319	Coque
Salina Cruz	387	173	Coque
Salamanca	608	459	R. L.
Tula	478	789	R. L.
Total	2,626	3,032	

Fuente: Elaboración propia, con datos de (IIE, 2001)

Otras razones que han hecho que se prefiera al ciclo combinado con gas natural sobre la IGCC para el crecimiento del Sistema Eléctrico Nacional son:

- El menor monto de inversión para su instalación
- El menor período de recuperación de la inversión
- La alta eficiencia de generación
- El menor tiempo para su construcción
- El uso de un combustible limpio
- Un costo relativamente bajo del combustible en los últimos años.

5.2.2.2. Aspectos económicos

Para la instalación de plantas IGCC en México es necesario hacer inversiones costosas. Los costos de inversión para una planta IGCC en la refinación de petróleo son del orden de 1,300 – 1,460 MMUSD, por lo que sería casi imposible llevar a cabo una inversión por cuenta propia en México, específicamente para PEMEX Refinación.

En este sentido, PEMEX Refinación podría buscar financiamiento por parte de empresas privadas. La experiencia internacional muestra que este tipo de proyectos se han realizado con buenos resultados, pues participan organismos públicos y privados para llevar a cabo el financiamiento; sin embargo, esto depende de las regulaciones de cada país y, en nuestro caso, de la política.

Considerando el potencial de generación de energía eléctrica para PEMEX Refinación en los próximos ocho años (según lo autorizado por el gobierno mexicano), el costo de inversión por la instalación de plantas IGCC sería de aproximadamente 10,300 MMUSD acumulados, es decir, se tendrían que invertir por lo menos 1,290 MMUSD anuales para instalar una planta IGCC de 500 MWe. Actualmente PEMEX Refinación carece de autofinanciamiento para proyectos de inversión, por lo que sería oportuno buscar el financiamiento por medio de consorcios con otras empresas para llevar a cabo estos proyectos (Hernández J. 2004).

Por otro lado, si se considera el potencial de cogeneración reportado en la Tabla 5 para PEMEX Refinación, el costo total de la inversión para instalar plantas IGCC en las seis refinerías del país sería de aproximadamente 6,815 MMUSD. En la Tabla 5.13 se presentan los costos de inversión de plantas IGCC para cada una de las refinerías en México. Los resultados son una primera estimación en referencia a la experiencia internacional por la instalación de plantas IGCC en la refinación de petróleo. Es necesario hacer un estudio más detallado para disponer de información más exacta (Hernández J. 2004).

TABLA 5.13 Costos de inversión para centrales IGCC en México

Refinería	Potencial [MWe]	Costo [MMdólares]
Tula	480	1,240
Salamanca	440	1,130
Cadereyta	375	970
Madero	310	800
Minatitlán	475	1,225
Salina Cruz	565	1,450

Fuente: Elaboración propia, con datos de (Hernández J. 2004)

5.2.3. Prospectiva del uso de las centrales IGCC en proyectos de cogeneración y autoabastecimiento

5.2.3.1. Refinerías actuales

Los productos obtenidos de la refinación de petróleo fueron durante el siglo XX, y lo seguirán siendo en el futuro cercano, la fuente más importante de energía primaria (IMP, 2001).

En México, PEMEX extrae petróleo y gas, procesa y distribuye en el país productos refinados y petroquímicos, manteniendo firmes relaciones comerciales con el exterior. La atención al aumento de la demanda de energéticos que, de acuerdo con el nivel actual de producción y exportaciones cubriría sólo las necesidades de una generación, requiere elevar el monto de inversiones, así como el ritmo de exploración y la búsqueda de nuevos yacimientos.

Para cubrir las necesidades y expectativas del mercado de petrolíferos, PEMEX incorpora un uso óptimo de instalaciones, equipos, recursos y diferentes acciones para minimizar riesgos. La empresa trabaja en las iniciativas que redunden en mejorar el desempeño operativo en el SNR, aumentar la oferta nacional de destilados, elevar la calidad de los combustibles, contar con el

desempeño de los sistemas de distribución, de almacenamiento y reparto local, ampliar la capacidad de transporte por ducto y modernizar el proceso comercial.

En 2007 el margen variable promedio de las refinerías del SNR se ubicó en 7.0 dólares por barril, mientras que el margen de una refinería reconfigurada alcanzó los 14.2 dólares por barril, prácticamente el doble. Si todas las refinerías de México estuvieran reconfiguradas, el rendimiento neto de PEMEX Refinación hubiera aumentado cerca de 38 mil millones de pesos sólo en 2007.

Por ello, son indispensables inversiones en cuatro líneas de acción:

- 1.- Incrementar la capacidad de importación y fortalecer la infraestructura de almacenamiento y distribución de productos;
- 2.- Reconfigurar las refinerías de Salamanca, Tula y Salina Cruz, a fin de transformar la producción de residuales (combustóleo) en productos de alto valor (gasolina y diesel);
- 3.- Adecuar la infraestructura de producción para elaborar combustibles de ultra bajo azufre y reducir la emisión de óxidos de azufre a la atmósfera; y
- 4.- Construir nueva capacidad de refinación para reducir las importaciones de gasolinas y la dependencia del exterior.

Actualmente PEMEX está desarrollando dos proyectos de cogeneración que le permitirán incrementar su eficiencia energética. El primero de ellos se desarrolla en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex en Tabasco y consiste en una instalación con capacidad 300MW. En Nuevo Pemex se aprovecharán 40 MW y, mediante las líneas de transmisión de CFE, se llevarán 260 MW a otras instalaciones de PEMEX.

El segundo proyecto se desarrollará en la refinería de Salamanca. En este caso comenzaron las actividades de análisis y definición a principios del 2009 y se comenzará el proceso de licitación a finales del mismo año.

El proyecto consiste en una central que se desarrollará en dos fases. La primera de ellas contempla una central de cogeneración con capacidad de 314MW que proporcionarán los requerimientos actuales de vapor de la refinería y las necesidades derivadas del proyecto de combustibles limpios.

La segunda fase se realizará después de la reconfiguración de la refinería de Salamanca. Considera una central de cogeneración igual a la anterior con capacidad de 314 MW, suministrando los requerimientos de vapor adicionales derivados de la reconfiguración de la misma. En este caso, se estudia la posibilidad de utilizar como combustible (para la planta de cogeneración) el coque de petróleo (2,647 toneladas diarias) que se generará en las mismas instalaciones de la refinería. Su entrada en operación está programada para el 2016.

5.2.3.2. Nueva refinería

Desde hace años PEMEX Refinación enfrenta una situación crítica para abastecer con eficiencia, calidad, oportunidad, seguridad y a precios competitivos la demanda de petrolíferos del país. Las limitantes con que actualmente se desempeña el organismo se vinculan con deficiencias operativas, institucionales, normativas, de regulación y de insuficiencia de recursos para financiar sus programas de operación, mantenimiento y expansión (PEMEX, 2008).

PEMEX ha diseñado un proyecto para una nueva refinería que forma parte de una estrategia integral de PEMEX Refinación y se orienta a superar la situación actual de estancamiento de la producción y la modernización de sus instalaciones. Asimismo, dicha estrategia busca adecuar la infraestructura de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de petrolíferos y disponer de la capacidad de respuesta ante los cambios previstos en la oferta nacional de crudos y ante el dinamismo de su demanda.

Esa estrategia integral de producción y suministro de petrolíferos parte de los objetivos que establece el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012⁶, en particular los relativos a modernizar y ampliar la capacidad de refinación, en especial de crudos pesados, e incrementar la de

⁶ El Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND) establece cinco ejes de política pública para los cuales se definen acciones transversales que comprenden los ámbitos económico, social, político y ambiental, y conforman un proyecto integral dentro del cual cada acción específica contribuye a crear las condiciones para impulsar el cumplimiento de los objetivos nacionales.

almacenamiento, suministro y transporte (considerando los objetivos específicos en el sector de hidrocarburos) para garantizar la seguridad energética del país.

Durante la última década, la evolución de los mercados de refinados en el mundo se ha orientado a productos con elevadas especificaciones de calidad. Esto ha obligado a los refinadores a incrementar la complejidad de los procesos en las refinerías existentes. Los equipos de proceso en una refinería han crecido en capacidad y número para estar en condiciones de competir en los mercados energéticos cada vez más especializados.

Por ello, fue indispensable hacer un estudio cualitativo acerca de la mejor configuración para la nueva refinería en donde la complejidad en la configuración de una refinería está relacionada básicamente con los tipos de plantas de que se dispone para la transformación del crudo.

Después de los resultados obtenidos de la evaluación cualitativa, se determinó que la mejor alternativa es una configuración compleja con coquizadora retardada, ya que ésta permite destruir los residuales de crudos pesados, su tecnología está ampliamente probada a escala industrial y es confiable y de menor costo relativo. Por su parte, la coquización es un proceso que permite obtener productos de alta calidad a partir de materia prima relativamente barata y PEMEX tiene experiencia para su operación (refinerías de Cadereyta y Ciudad Madero).

El volumen esperado de la nueva refinería produciría aproximadamente 142 mbd (miles de barriles diarios) de gasolinas 82 mbd de diesel y 12 mbd de turbosina. Todos los productos destilados serían de ultra bajo azufre. Se tiene previsto que en el esquema propuesto no se produzcan combustóleo ni asfalto. En la Tabla 5.14 podemos observar la estructura de la producción de la nueva refinería.

**Tabla 5.14 Proceso y Producción de la Nueva Refinería
(Miles de barriles diarios)**

Proceso de crudo	Volumen esperado
Crudo Maya	300
Gas Licuado	10
Propileno	2
Gasolinas	142
Diesel	82
Turbosina	12
Combustóleo	-
Asfaltos	-
Coque(ton/día)	6,300
Azufre(ton/día)	900

Fuente: Elaboración propia, con datos de (PEMEX, 2008)

La capacidad óptima de procesamiento de crudo en nuevas instalaciones depende principalmente de los costos de inversión en los equipos de proceso y del tamaño del mercado relevante de combustibles que permitan mantener un nivel de operación aceptable y que garanticen el suministro de energéticos al menor costo posible.

En conclusión podemos decir que el objetivo principal de PEMEX con este proyecto es contribuir a que el país cuente con la infraestructura de producción necesaria de petrolíferos para abastecer con seguridad, oportunidad y calidad los productos petrolíferos demandados, destacando los siguientes aspectos:

- ✓ La nueva refinería contará con una configuración de conversión de residuales (coquización) para aumentar la producción de derivados de mayor valor agregado (gasolinas y diesel) y reducir la de combustóleo. En la última década los márgenes de refinación más elevados se han obtenido en configuraciones complejas que procesan crudos pesados. Esto garantiza la rentabilidad del proyecto.
- ✓ Después de un análisis técnico-económico riguroso efectuado por PEMEX, se concluyó que la mejor ubicación para construir la nueva refinería será Tula, Hidalgo. Entre los factores

que se consideraron para llegar a esa conclusión, destacan la cercanía a los mercados deficitarios en petrolíferos y la existencia de residuales que pudiera aprovechar la nueva refinería.

- ✓ La nueva refinería deberá tener una capacidad de proceso de 300 mbd de crudo tipo Maya en una configuración de coquización.
- ✓ Este proyecto considera la construcción de 15 plantas entre las cuales habrá destilación combinada, coquizadora, de diesel, de gasóleos y de gasolina catalítica, planta de hidrógeno, planta de azufre y planta de aguas amargas, entre otras.
- ✓ El proyecto deberá cumplir con la normatividad ambiental y de seguridad vigente, minimizar los riesgos ambientales y sociales desde la construcción de la refinería hasta su operación. Asimismo, deberá producir combustibles de bajo impacto ambiental (ultra bajo azufre).
- ✓ Los recursos necesarios para el proyecto se estiman entre 9,000 y 10,800 millones de dólares, dependiendo de su localización, con base en el grado de definición actual del mismo; esto incluye las plantas de proceso y servicios auxiliares, terreno y acondicionamiento del sitio, infraestructura de transporte y almacenamiento de crudo y productos, así como los costos administrativos y de ingeniería asociados.
- ✓ Se tiene previsto que, en las condiciones actuales del mercado de construcción y con un programa de ejecución eficiente, la edificación de una nueva refinería podría comenzar en 2010 para que inicie operaciones hacia 2015.
- ✓ A partir de la decisión de construir la nueva refinería en Tula, iniciaron los trabajos para la reconfiguración de la refinería de Salamanca, con el propósito de transformarla en una instalación de alta conversión que incremente la producción de destilados de mayor valor agregado, se elimine la producción de combustóleo y se mejore la calidad de los lubricantes que produce.
- ✓ La inversión para la reconfiguración de la refinería de Salamanca se estima en 3,076 millones de dólares. La selección de tecnologías por planta se prevé terminar en dos meses e iniciar de inmediato el proceso de contratación de las ingenierías. El proyecto considera la construcción de seis plantas: coquizadora, de gasóleos y diesel, planta de hidrógeno, y planta de azufre entre otras.

Conclusiones

A pesar de que la coquización ofrece una excelente opción para la conversión de la fracción pesada del petróleo, ésta resulta no ser una solución a corto plazo ya que dentro del balance nacional de coque, la producción estimada para el año 2009 prevé un suministro total de 5,077.5 miles de toneladas, de las cuales sólo el 64.4% son producidas en México y se importa el 35.6% restante. Es decir, la capacidad de producción de coque es muy limitada debido al tipo de refinerías con que cuenta el Sistema Nacional de Refinación (SNR). Como estimación, se considera que para el 2015 habrá de aumentar la producción de coque de petróleo como consecuencia de la puesta en operación de la nueva refinería; sin embargo, aún las estimadas de 9,576.1 miles de toneladas producidas para el 2015 no serían suficientes para satisfacer la demanda de las plantas CCGT de CFE y cubrir la demanda interna.

Como consecuencia a lo anterior, no puede pensarse que las centrales IGCC van a ser la solución a corto plazo para el servicio público; y no precisamente por la capacidad de tecnología libre (que disponemos), sino que estos proyectos cuentan con esquemas financieros complicados y costosos, debidos al costo de la energía por kWh, a la demanda y a la disponibilidad de combustible para mantener dicha tecnología.

En estos momentos, la instalación de centrales eléctricas IGCC es nula. PEMEX Refinación presenta un potencial de cogeneración de alrededor de 2,600 MWe, por lo que es fundamental conocer otras alternativas adecuadas para la instalación de plantas IGCC en los complejos de refinación mexicana. Una propuesta sería desarrollar proyectos de investigación y desarrollo de las plantas IGCC en la refinación de petróleo, las cuales darán la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico para el uso de los residuos pesados producidos.

Otra posibilidad sería buscar financiamiento, como lo han hecho otras compañías a nivel mundial; es decir, por medio de consorcios de financiamiento, los cuales permitirían desarrollar proyectos de instalación de plantas IGCC en PEMEX Refinación.

Conclusiones Generales

A lo largo de este trabajo de tesis se ha podido concluir que la gasificación no será una solución a corto plazo para la generación de electricidad en México, debido a los altos costos de generación y a la poca producción de coque en las refinerías mexicanas. En consecuencia, podemos decir que la instalación de centrales IGCC en las refinerías será nula por lo menos hasta los próximos 5 años.

Sin embargo Pemex cuenta con apoyo del gobierno para la instalación de plantas de cogeneración en sus instalaciones, México, podría aprovechar la oportunidad para llevar a cabo los proyectos de construcción de IGCC en sus complejos de refinación, evitando así el regazo en el crecimiento, la innovación y el desarrollo.

Pemex Refinación presenta un potencial de cogeneración de alrededor de 2,600 MW, por lo que es fundamental conocer otras alternativas adecuadas para la instalación de centrales IGCC en los complejos de refinación mexicanos. Una propuesta sería utilizar el coque de la nueva refinería de Hidalgo, uniéndolo con el de la refinería de Minatitlán, para así gasificar el coque en sitio y no gastar en exportaciones.

Además, la experiencia internacional en la instalación de centrales IGCC en la refinación de petróleo, muestra que esta tecnología tiene un costo elevado, (entre 1,200 y 2,000 USD/kWh) principalmente por el costo de los equipos de gasificación, pero estos pueden bajar, buscando un tipo de financiamiento adecuado y atendiendo al desarrollo de proyectos de investigación obteniendo un mejor grado de madurez en el desarrollo que darán la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico para el uso de los residuos pesados.

Amén de lo dicho anteriormente, puede concluirse que:

La gasificación no es un proceso nuevo. Este cuenta ya con más de un siglo de existencia. Sin embargo, ha recobrado mucha mayor importancia debido a la crisis petrolera, a la volatilidad en el precio de los combustibles y a la exigencia de nuevas normas ambientales

contra las emisiones contaminantes, lo que ha llevado a desarrollar nuevas tecnologías más eficientes.

Como en México, el Sistema Eléctrico Nacional sustenta su producción de energía a través de combustibles fósiles, (situación que nos afecta debido a la escasez del petróleo), hemos desarrollado nuevas alternativas para satisfacer nuestras necesidades energéticas y ofrecer la posibilidad de construir un sistema sustentable de producción de energía con ventajas ambientales, sociales e industriales.

La cogeneración nace como respuesta a la necesidad de aumentar la eficiencia de los procesos energéticos ante la escasez de fuentes de energía y de disminuir las emisiones contaminantes por unidad de energía. Anteriormente, la producción de calor en procesos energéticos se realizaba independientemente de la producción eléctrica, pero las energías finales no alcanzaban grandes niveles de aprovechamiento.

La posibilidad de que no toda la producción eléctrica fuese auto-consumida por el cogenerador convirtió esta forma de generación en un proyecto económico más ambicioso, ya que el excedente de la producción, podrá ser vendido en el sistema eléctrico, teniendo en cuenta todas las restricciones que llevaba este proceso.

Con el paso del tiempo, la cogeneración ha tomado ventaja ante muchos procesos industriales: ha logrado grandes avances tecnológicos y económicos y ha producido la energía en sitio minimizando los gastos de transporte y distribución de energía. Su gran abanico de esquemas varía de acuerdo a las necesidades propias de cada industria.

El sector energético y el industrial son los sectores potenciales de ahorro y de incursión para los sistemas de cogeneración ya que pueden implementarse para sustituir sistemas ineficientes a gran y pequeña escala.

Con el desarrollo de la gasificación en la industria cementera y metalúrgica, se ha demostrado que esta tecnología es una opción factible en la generación de electricidad, pues aprovecha todas las ventajas de los esquemas de cogeneración para utilizar los excedentes residuales de sus procesos en la generación de electricidad y vapor.

Las condiciones necesarias para la implantación de las centrales IGCC se relacionan principalmente con la capacidad de introducir una industria limpia de carbón, con el poder económico para solventar estos proyectos y con el costo de la materia prima requerida.

Las grandes ventajas por las que vale la pena esta tecnología son: la flexibilidad de operar con otros combustibles, en caso de falla del gasificador; y su alta eficiencia en emisiones.

En las refinerías, los sistemas de gasificación integrados a ciclos combinados presentan una alternativa tanto técnica como económica para disponer del coque de petróleo en forma limpia y que produzca los insumos requeridos por la misma refinería.

El esquema IGCC permite obtener todos los servicios, además de tener excedentes eléctricos para la venta.

La abundante producción de residuos pesados en las refinerías a nivel mundial será interesante para la inversión de plantas IGCC en las refinerías.

La generación de electricidad es cada vez mayor, principalmente en Estados Unidos, donde se encuentra la mayor producción de residuos pesados.

Con esto y gracias a los esfuerzos de diversas compañías involucradas en el desarrollo de la gasificación, se ha demostrado que esta tecnología es una opción factible que permite la generación eficiente y limpia de electricidad, utilizando combustibles “sucios” como fuente primaria de energía. Además, de tener la capacidad para destruir los compuestos orgánicos e inorgánicos, permitir la eliminación de los desechos industriales y, al mismo tiempo, generar una serie de productos químicos valiosos como el amoníaco o el metanol.

Una ventaja de la gasificación es que existe suficiente experiencia en el mundo sobre el diseño, construcción y operación de centrales, las cuales se han desarrollado de manera útil, y eficiente a lo largo de los años. Muestra de ello son las numerosas plantas de este género que se pondrán en operación en los próximos años.

Es importante notar que la gasificación del coque a nivel mundial no es la mejor opción como combustible para la generación de electricidad, ya que el principal objetivo de la

gasificación se ha visto en la generación de químicos orgánicos, los cuales sirven para la industria química en la elaboración de plásticos, medicinas y combustibles sintéticos.

La planeación de nuevas centrales IGCC a nivel mundial estará asistida por la tecnología Shell, que pretende generar más del 100% de su generación actual presentando el mayor crecimiento en la industria química en el continente asiático, en donde países como la India y China ofrecerán la mayor producción de gas de síntesis. Por su parte General Electric, seguirá desarrollando su tecnología ya que además de ser la tecnología de gasificación con más centrales en el mundo. Sus 76 plantas y sus 17,454MW representan el 20% del total de generación.

Finalmente y pensando en todo lo anterior, será necesario seguir generando electricidad de manera convencional, ya que, sea cual sea el sistema de generación eléctrica, todo proceso termina en el generador eléctrico, el cual transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Habiendo concluido lo anterior, resultaría interesante hacer un análisis de escenarios futuros, para un estudio de mayor profundidad en relación a la aplicación de las centrales IGCC, incluyendo la penetración de ésta tecnología en todas las refinerías de México y adecuando algunas centrales de ciclo combinado para la gasificación, analizando sus implicaciones políticas, ambientales y sociales, para su mejor desarrollo.

Debe quedar claro que la maduración de la tecnología de las centrales IGCC aún no se ha alcanzado, pero se trata de centrales térmicas con capacidades de hasta 600MW, con eficiencias mayores a otras tecnologías como las de carbón pulverizado y las térmicas convencionales.

Anexos

Anexo 1.1

Ciclo termodinámico Rankine

El “Ciclo de Rankine” es un ciclo termodinámico en el que el consumo de calor se relaciona con la producción de trabajo. Además, es el ciclo ideal con el cual operan las plantas generadoras que hacen uso del vapor de agua.

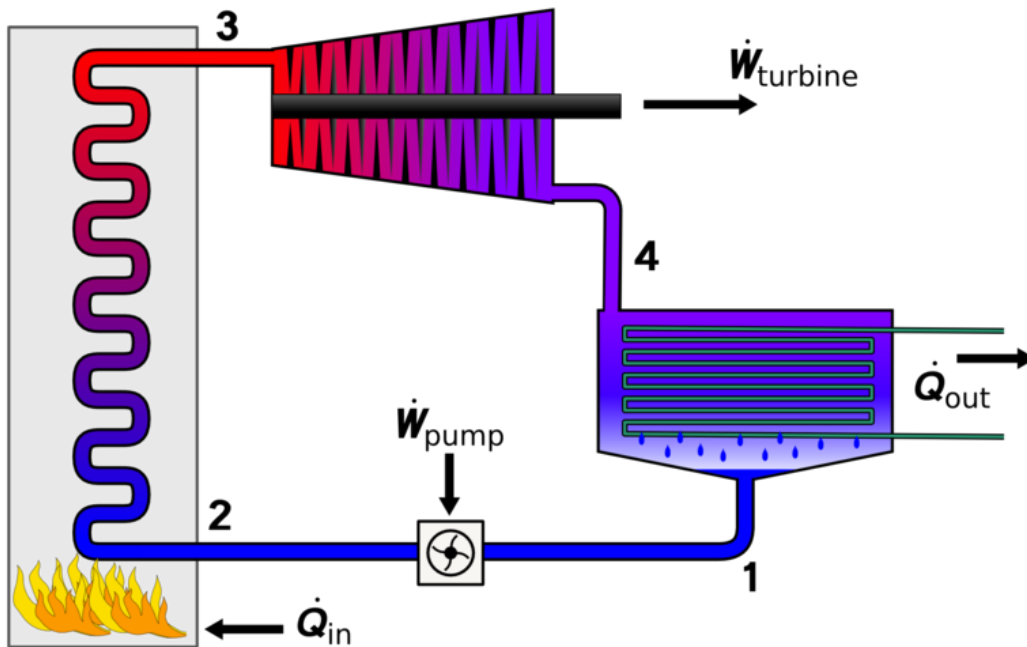


Figura I.1 Esquema de ciclo termodinámico Rankine

Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Rankine_cycle_layout.png

El agua entra a una bomba en el estado I como líquido saturado (a punto de evaporarse) y es comprimida a la presión de operación de la caldera. Luego entra a la caldera como líquido comprimido (es decir, que no está a punto de evaporarse) en el estado 2, y la abandona como vapor sobrecalentado (que no está a punto de condensarse) en el estado 3.

La caldera es básicamente un intercambiador de calor en donde el calor originado por gases de combustión, reactores nucleares u otras fuentes, es transferido al agua a presión constante. La

caldera, junto con la sección donde el vapor es sobrecalentado, comúnmente recibe el nombre de generador de vapor.

El vapor sobrecalentado en el estado 3 entra a una turbina en donde se expande y produce trabajo al hacer girar una flecha conectada a un generador eléctrico. La presión y temperatura caen en este proceso a los valores del estado 4, donde el vapor entra a un condensador. En este punto, el fluido es generalmente una mezcla de líquido saturado y vapor saturado (este último término se refiere a un vapor que está a punto de condensarse) de alta calidad (mucho más vapor que líquido).

El vapor vuelve a la fase líquida a presión constante en el condensador que rechaza el calor hacia un lago, un río o la atmósfera. El fluido abandona el condensador como líquido saturado y entra de nuevo a la bomba, completando el ciclo.

Una vía para incrementar la eficiencia térmica del ciclo consiste en aumentar la temperatura durante el proceso de adición de calor al agua a través de un aumento en la presión de operación de la caldera, elevándose así la temperatura a la que el líquido hierve. Las presiones de operación de las calderas se han incrementado gradualmente a través de los años, de aproximadamente 2.7 MPa en 1922 hasta más de 30 MPa en la actualidad, generando suficiente vapor para producir potencias de 1,000 MW o más.

Muchas centrales de vapor modernas operan a presiones supercríticas (superiores a 22.09 MPa, donde, a una temperatura de 374.14 °C se llega al punto crítico del agua y en el que los estados de líquido saturado y vapor saturado son idénticos) y poseen eficiencias térmicas de aproximadamente 40% para las que hacen uso de combustibles fósiles y 34% para las nucleares.

La menor eficiencia de las centrales nucleoelectricas se debe a menores temperaturas máximas de operación por razones de seguridad.

Anexo 1.2

Ciclo termodinámico Brayton

Por medio de este ciclo termodinámico ideal, operan las plantas generadoras de turbina de gas.

Está conformado por las siguientes etapas (Figura 1.2):

1 - 2: El aire del ambiente entra a un compresor en donde su temperatura y presión se elevan.

2 - 3: El aire a alta presión entra a una cámara de combustión en donde el combustible se quema a presión constante.

3 - 4: Los gases a alta temperatura resultantes entran a la turbina en donde se expanden hasta llegar a la presión atmosférica, produciendo trabajo al hacer girar una flecha conectada a un generador eléctrico.

Los gases de combustión que abandonan la turbina en el estado 4 son expulsados a la atmósfera, por lo que se trata de un ciclo abierto.

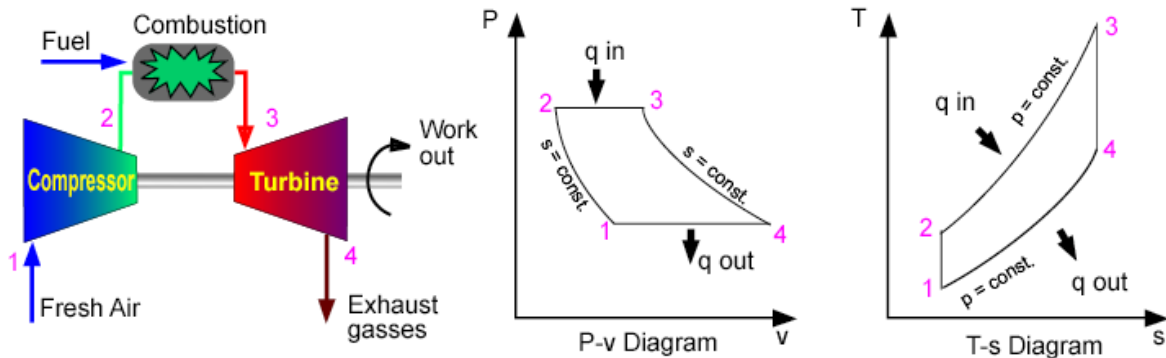


Figura 1.2 Esquema de ciclo termodinámico Brayton ideal

Fuente: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/3/3c/Brayton_cycle.svg

Anexo 1.3

Ciclo termodinámico Diesel

Es el ciclo termodinámico ideal por medio del cual operan las plantas generadoras de combustión interna.

En este ciclo termodinámico, que tiene lugar adentro de un motor de combustión interna de cuatro tiempos (ver Figura 1.3), el aire entra al cilindro y el pistón lo comprime hasta aproximadamente $1/23$ de su volumen original, elevando su temperatura hasta un punto superior a la temperatura de auto ignición del combustible. La combustión inicia cuando éste último se inyecta al aire caliente, y la expansión de los gases hace que el pistón baje, generando trabajo mecánico que, por medio de una biela es transmitido al cigüeñal, obteniéndose energía cinética rotacional la cual, que al aplicarse a la flecha de un generador eléctrico, se convierte en energía eléctrica.

Finalmente, los gases de combustión son liberados a la atmósfera.

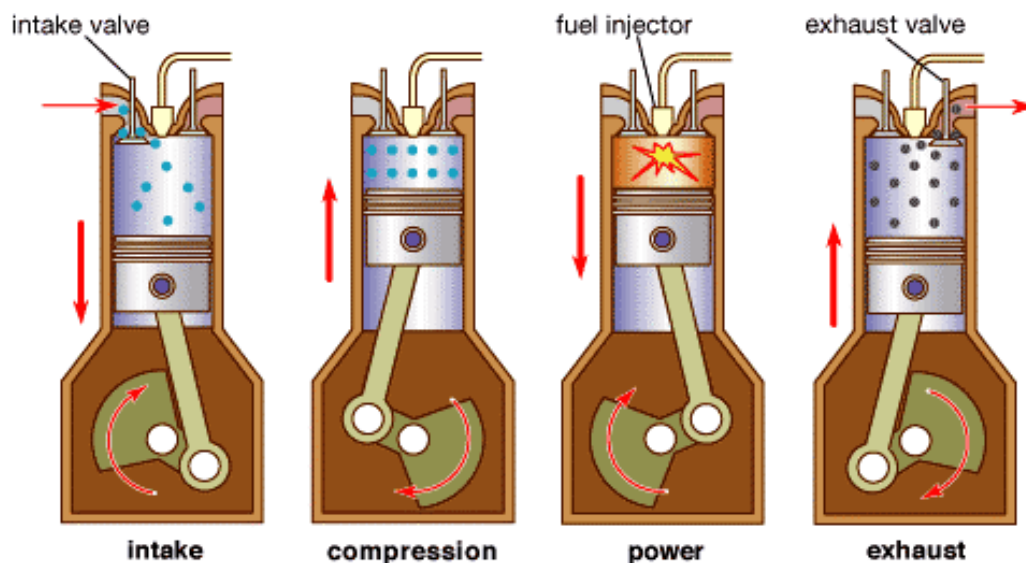
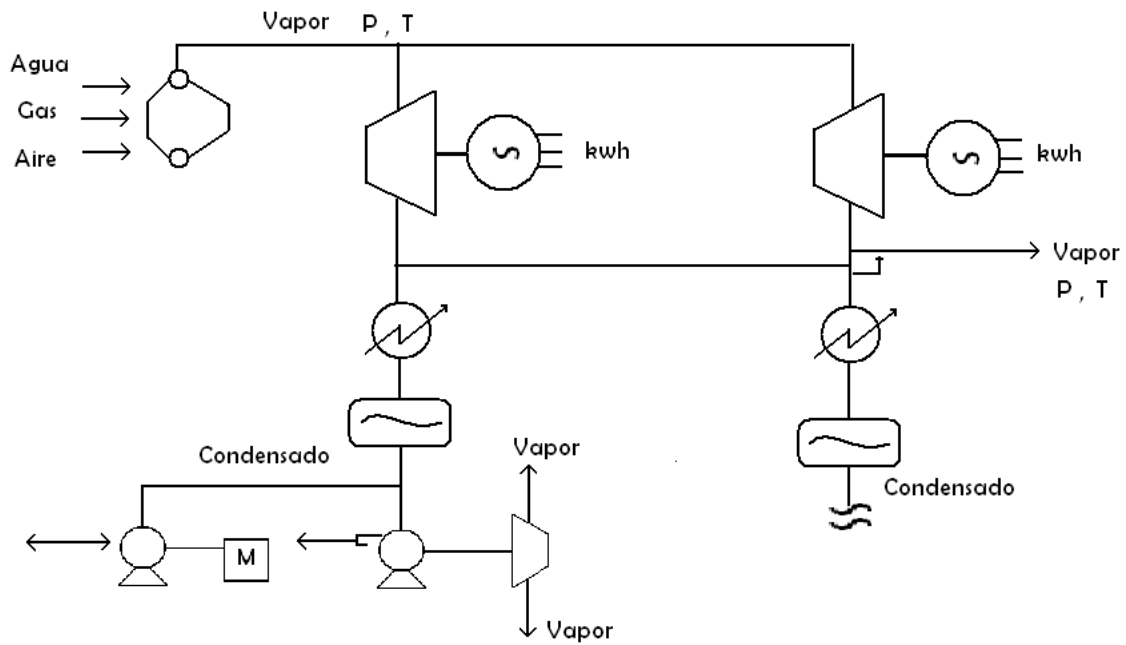


Figura 1.3 Esquema de ciclo termodinámico Diesel

Fuente: <http://www.britannica.com/EBchecked/topic-art/162716/19423/Four-stroke-diesel-engine-The-typical-sequence-of-cycle-events#tab=active~checked%2Citems~checked>

Anexo 2.1

Turbina de vapor con extracción

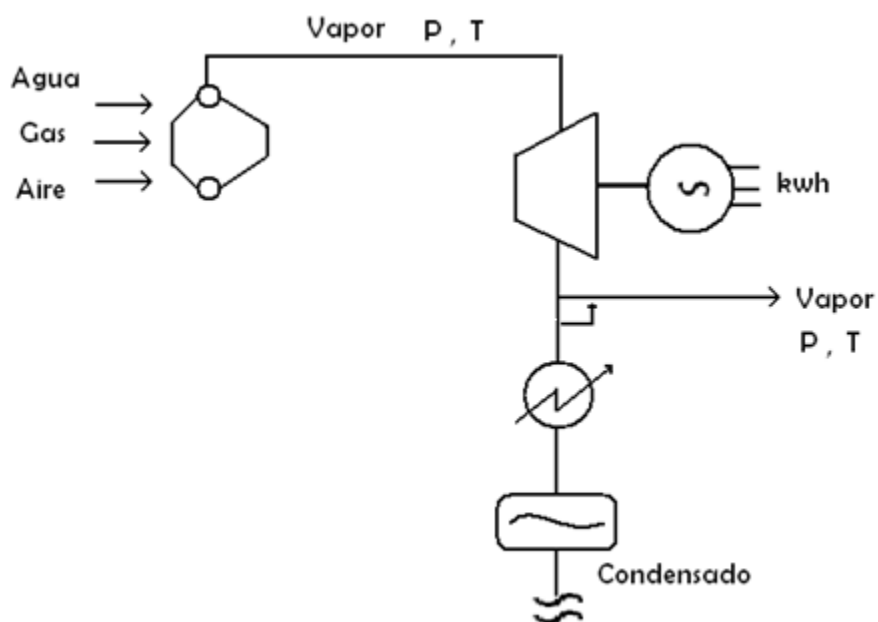


$$n = \frac{EE + E_{\text{vapor}} + E_{\text{condensado}}}{E_{\text{gas}}}$$

$$\text{Energía del condensado} = (\text{flujo})(\text{Entalpía del condensado})$$

Anexo 2.2

Turbina de vapor sin extracción

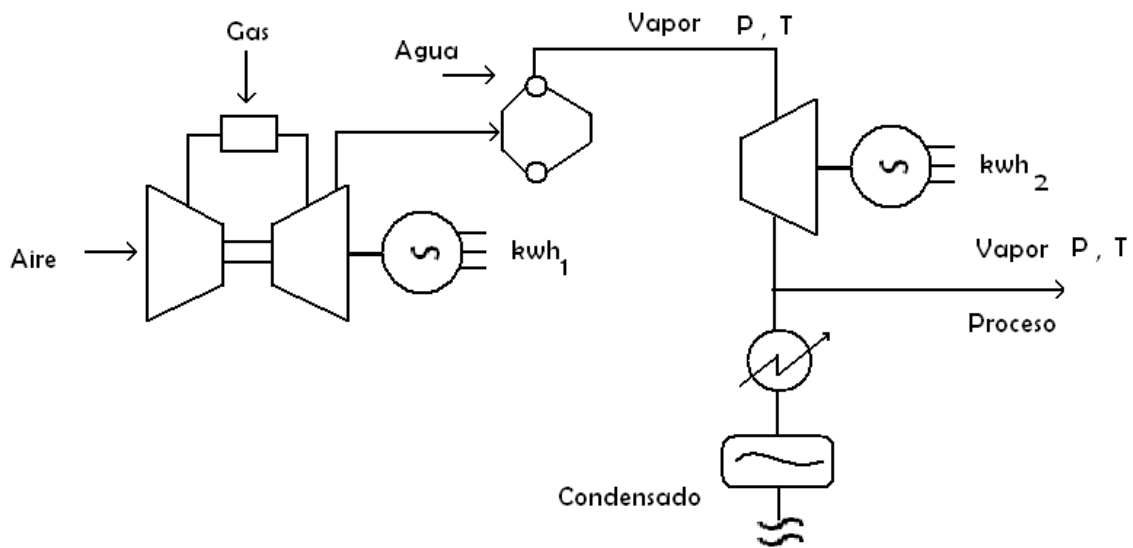


$$n = \frac{EE + Evapor}{E_{gas}}$$

Energía del condensado = (flujo)(Entalpía del condensado)

Anexo 2.3

Turbina de gas con recuperador de calor

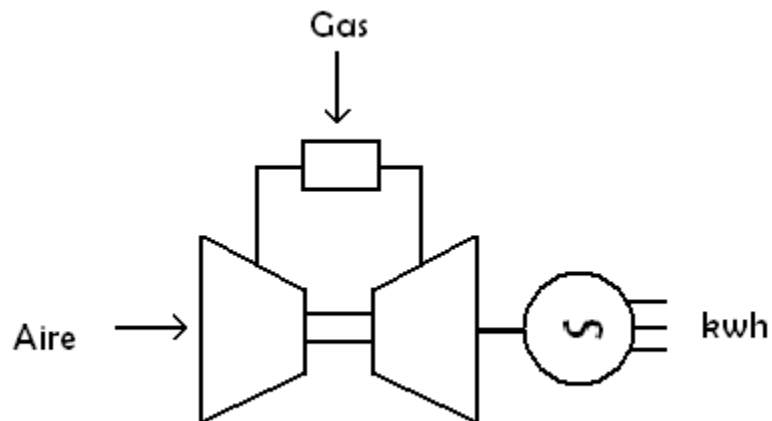


$$n = \frac{EE1 + EE2 + \text{Evapor}}{E_{\text{gas}}}$$

$$\text{Evapor} = (\text{flujo})(\text{Entalpía})$$

Anexo 2.4

Turbina de gas a ciclo abierto



$$n = \frac{EE}{E_{gas}}$$

$$E_{gas} = (\text{flujo})(\text{Poder calorífico del gas})$$

Anexo 4.1

Centrales IGCC en operación que gasifican carbón

Nombre de la planta	Año	País	Combustible
Sasol-I F-T Syngas Plant	1955	Sudáfrica	Carbón
Lu Nan Ammonia Plant	1993	China	Carbón
Shanghai Coking & Chemical	1995	China	Carbón
Shaanxi Ammonia Plant	1996	China	Carbón
Ube City Ammonia Plant	1984	Japón	Carbón
Great Plains Synfuels Plant	1984	Estados Unidos	Carbón
Kingsport Integrated Coal Gasification	1983	Estados Unidos	Carbón
Polk County IGCC Project	1996	Estados Unidos	Carbón
Puyang Ammonia Plant	2000	China	Carbón
Ville Methanol Plant	1985	Alemania	Carbón
Buggenum IGCC Plant	1994	Holanda	Carbón
Puertollano GCC Plant	1997	España	Carbón
Sasol Synfuels	1977	Sudáfrica	Carbón
Gasification East Plant	1982	Sudáfrica	Carbón
Shaanxi Ammonia Plant	1987	China	Carbón
Sanghi IGCC Plant	2002	India	Carbón
Wujing Gas Plant No. 2	1994	China	Carbón
Hefei City Ammonia Plant	2000	China	Carbón
Gorazde Ammonia Plant	1952	Ex Yugoslavia	Carbón
Vresova IGCC Plant	1996	República Checa	Carbón
Dong Ting Ammonia Plant	2006	China	Carbón
Hubei Ammonia Plant	2006	China	Carbón
Shuanghuan Chemical	2006	China	Carbón
Sinopec, Yueyang	2006	China	Carbón
Sinopec, Zhijiang	2005	China	Carbón
[no name]	2005	China	Carbón
Sinopec, Anqing	2006	China	Carbón
Dahua Chemicals, Dalian	2007	China	Carbón
Yuntianhua Chemicals, Anning	2007	China	Carbón
Yunzhanhua Chemicals, Huashan	2007	China	Carbón
Shenhua, Majiata	2008	China	Carbón
[no name]	2007	China	Carbón
GE Haolianghe, Heilongjiang	2005	China	Carbón
GE Jinling, Nanjing	2005	China	Carbón
GE China 5	2006	China	Carbón
Sinopec Jinling	2005	China	Carbón
GE China 4	2005	China	Carbón
GE China 3	2005	China	Carbón
[no name]	2004	China	Carbón
Gas Plant No. 2	1997	China	Carbón
Zhong Yuan Dahua Group Ltd.	2000	China	Carbón
Shaanxi Shenmu Chemical Plant	2005	China	Carbón
Sinopec Wuhan, Hubei	2006	China	Carbón

Weihe Chemical	2006	China	Carbón
Nakoso IGCC	2007	Japón	Carbón
Kaixiang Chemical Plant	2008	China	Carbón
Yongcheng Shell Plant	2008	China	Carbón
Puyang Plant	2008	China	Carbón
Tianjin Chemical Plant	2010	China	Carbón
Guizhou Chemical Plant	2010	China	Carbón
Inner Mongolia Chemical Plant	2011	China	Carbón
Edwardsport IGCC	2011	Estados Unidos	Carbón
Taylorville Energy Center	2012	Estados Unidos	Carbón
Secure Energy Systems SNG	2009	Estados Unidos	Carbón
Peabody/ConocoPhillips SNG Plant	2013	Estados Unidos	Carbón
Beaumont Chemical Facility	2011	Estados Unidos	Carbón
Faustina Hydrogen Products LLC	2010	Estados Unidos	Carbón
Orlando Gasification Project	2010	Estados Unidos	Carbón
Rentech Strategic Fuels and Chemicals Center	2012	Estados Unidos	Carbón
Mesaba Energy Project	2013	Estados Unidos	Carbón
East Dubuque Fischer Tropsch	2011	Estados Unidos	Carbón
Sulcis IGCC Project	2009	Italia	Carbón

Fuente: El autor, a partir de GTC, 2010

Anexo 4.2

Centrales IGCC que gasifican petróleo y coque

Nombre de la Planta	Año	País	Combustible
Beijing Oxochemicals Plant	1995	China	Petróleo
Daqing Oxochemicals Plant	1986	China	Petróleo
Ningxia Syngas Plant	1988	China	Petróleo
Urumqi Ammonia Plant	1985	China	Petróleo
Dalian Ammonia Plant	1996	China	Petróleo
Zhenhai Ammonia Plant	1983	China	Petróleo
Singapore Syngas Plant	2000	Singapur	Petróleo
Convent H2 Plant	1984	Estados Unidos	Petróleo
Ludwigshafen H2 Plant	1968	Alemania	Petróleo
Leuna Methanol Anlage	1985	Alemania	Petróleo
SAR Plant-II	1986	Alemania	Petróleo
api Energia S.p.A. IGCC Plant	2001	Italia	Petróleo
ISAB Energy IGCC Project	1999	Italia	Petróleo
SARLUX IGCC Project	2000	Italia	Petróleo
Pernis Shell IGCC/Hydrogen Plant	1997	Holanda	Petróleo
Yokkaichi Syngas Plant	1961	Japón	Petróleo
Oulu Syngas Plant-I	1965	Finlandia	Petróleo
Naju Ammonia Plant	1969	Korea del Sur	Petróleo
Most Gasification Plant	1971	Republica Checa	Petróleo
Wesseling Methanol Plant-VI	1969	Alemania	Petróleo
Santo Domingo Syngas Plant	1971	Republica Dominicana	Petróleo
Gelsenkirchen-Scholven Ammonia/Methanol Plant	1973	Alemania	Petróleo
Nangal Ammonia Plant	1978	India	Petróleo
Schwarze Pumpe Power/Methanol Plant	1992	Alemania	Petróleo
Negishi IGCC	2003	Japan	Petróleo
Nanjing Ammonia Plant	2002	China	Petróleo
Kaohsiung Syngas Plant	1984	Taiwan	Petróleo
Narmada Ammonia/Methanol Plant	1982	India	Petróleo
Jilin Ammonia Plant	2003	China	Petróleo
Ludwigshafen Oxochemicals Plant	1966	Alemania	Petróleo
Marl Oxochemicals Plant	1967	Alemania	Petróleo
Marl Oxochemicals Plant	1969	Alemania	Petróleo
CO Plant	1961	Japón	Petróleo
Ludwigshafen Methanol Plant	1974	Alemania	Petróleo
Oxochemicals Plant	1977	Alemania	Petróleo
Hoechst Oxochemicals Plant	1979	Estados Unidos	Petróleo
Stenungsund Oxochemicals Plant	1980	Suecia	Petróleo
Methanol Plant	1982	Japón	Petróleo

Araucária Ammonia Plant	1979	Brasil	Petróleo
Zibu Methanol/Oxochemicals Plant	1987	China	Petróleo
Barreiro Ammonia Plant	1984	Portugal	Petróleo
Fushun Oxochemicals Plant	1991	China	Petróleo
Hohhot Ammonia Plant	1996	China	Petróleo
Juijiang Ammonia Plant	1996	China	Petróleo
Yochon Oxochemicals Plant	1996	Korea del Sur	Petróleo
Baytown Syngas Plant	2000	Estados Unidos	Petróleo
Chawan IGCC Plant	2001	Singapur	Petróleo
Schwarze Pumpe Power/Methanol Plant	1968	Alemania	Petróleo
Brunsbüttel Ammonia Plant	1978	Alemania	Petróleo
Baton Rouge Oxochemicals Plant	1978	Estados Unidos	Petróleo
Panipat Ammonia Plant	1978	India	Petróleo
Bathinda Ammonia Plant	1979	India	Petróleo
Neyveli Syngas Plant	1979	India	Petróleo
CO Plant	1997	Korea del sur	Petróleo
Wesseling Syngas Plant	2000	Alemania	Petróleo
Agip IGCC	2006	Italia	Petróleo
Long Lake Integrated Upgrading Project	2006	Canada	Petróleo
Lotos Refinery	2008	Polonia	Petróleo
Mai Liao Refinery	2004	Taiwan	Petróleo
Delaware Clean Energy Cogeneration Project	2002	Estados Unidos	Coque
Wabash River Energy Ltd.	1995	Estados Unidos	Coque
Coffeyville Syngas Plant	2000	Estados Unidos	Coque
Ube City CO Plant	1982	Japón	Coque
Thermoselece Vresova	2007	Republica Checa	Petróleo
Fujian Refinery Ethylene Project (FREP)	2009	China	Petróleo
Lima Energy IGCC Plant	2013	Estados Unidos	Coque
Paradip Gasification H2/Power Plant	2010	India	Coque
BP Hydrogen Power	2012	Estados Unidos	Coque

Fuente: El autor, a partir de GTC, 2010.

Anexo 4.3

Centrales IGCC que gasifican coque de petróleo

Nombre de la Planta	Año	País	Combustible
Delaware Clean Energy Cogeneration Project	2002	Estados Unidos	Coque
Wabash River Energy Ltd.	1995	Estados Unidos	Coque
Coffeyville Syngas Plant	2000	Estados Unidos	Coque
Ube City CO Plant	1982	Japón	Coque
Lima Energy IGCC Plant	2013	Estados Unidos	Coque
Paradip Gasification H2/Power Plant	2010	India	Coque
BP Hydrogen Power	2012	Estados Unidos	Coque

Anexo 4.4

Centrales IGCC que gasifican biomasa

Nombre de la Planta	Año	País	Combustible
Schwarze Pumpe Power/Methanol Plant	1964	Alemania	Biomasa
Fuel Gas Plant	1996	Alemania	Biomasa
Americentrale Fuel Gas Plant	2000	Holanda	Biomasa
Schwarze Pumpe Power/Methanol Plant	1999	Alemania	Biomasa
Värnamo IGCC Demonstration Plant	1993	Suecia	Biomasa
Varkaus ACFBG Plant	2001	Finlandia	Biomasa
Kymijärvi ACFBG Plant	1998	Finlandia	Biomasa
Pietarsaari ACFBG Unit	1983	Finlandia	Biomasa
Norrundet ACFBG Unit	1984	Suecia	Biomasa
Rodao ACFBG Unit	1985	Portugal	Biomasa
Fondotoce Gasification Plant	1999	Alemania	Biomasa
Schwarze Pumpe Power/Methanol Plant	2000	Alemania	Biomasa

Fuente: El autor, a partir de GTC, 2010.

Anexo 4.5

Centrales IGCC que utilizan Gas

Nombre de la Planta	Año	País	Combustible
Bintulu GTL Plant	1993	Malasia	Gas
LaPorte Syngas Plant	1996	Estados Unidos	Gas
Texas City Praxair Syngas Plant	1996	Estados Unidos	Gas
Taft Syngas Plant	1995	Estados Unidos	Gas
Pont-de-Claix Syngas Plant	1989	Francia	Gas
Stade Syngas Plant	1991	Alemania	Gas
Cartagena Syngas Plant	1997	España	Gas
Hull Syngas Plant	1989	Inglaterra	Gas
Lavara Syngas Plant	1977	Francia	Gas
Brisbane H2 Plant	2000	Australia	Gas
Suez Ammonia Plant	1966	Egipto	Gas
Gela Ragusa H2 Plant	1963	Italia	Gas
Ravenna Syngas Plant	1958	Italia	Gas
LaPorte Syngas Plant	1979	Estados Unidos	Gas
Lanzhou Ammonia Plant	1998	China	Gas
Houston Oxochemicals Plant	1977	Estados Unidos	Gas
Billingham Oxochemicals Plant	1959	Inglaterra	Gas
Sunoco Oxochemicals Plant	1983	Estados Unidos	Gas
Texas City Dow Syngas Plant	1983	Estados Unidos	Gas
Methanol Plant	1987	Ex Yugoslavia	Gas
Oxochemicals Plant	1998	Estados Unidos	Gas
Longview Gasification Plant	2002	Estados Unidos	Gas
Pearl GTL	2010	Qatar	Gas

Fuente: El autor, a partir de GTC, 2010.

Referencias bibliográficas

- Breeze, Paul (2005) “Power generation Technologies”. Newnes U.S.A. (2005).
- Sala Lizarraga, José (1994) “Cogeneración Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos” Bilbao, España (1994).
- Severns et al, (1961). “La producción de energía mediante el vapor de agua, el aire y los gases” Barcelona, España (1961).
- Bermúdez Tamarit, (2000) “Tecnología Energética” Universidad Politécnica de Valencia, España (2000).
- Gaffert G. A. (1981) “Centrales de Vapor” Barcelona, España (1981).
- Labatt Sonia, White Rodney (2007) “Carbon Finance” John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, USA (2007).
- Sabugal y Gómez, (2006) Centrales Térmicas de Ciclo Combinado Teoría y Proyecto ENDESA Edit. Díaz de los Santos, España (2006)
- Orille Fernández, Angel Luis (1996). “Centrales Eléctricas”. Vol. I. Universidad Politécnica de Cataluña. Barcelona, España (1996).
- León de los Santos Gabriel. (2003) “Estudio de la viabilidad de la cogeneración industrial en México” Universidad Nacional Autónoma de México Tesis Doctoral, DEPMI. México (2003).
- Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2005) “Aspectos tecnológicos, económicos y medioambientales del uso de gas natural para la generación de energía eléctrica en México”. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Eléctrica Electrónica. México (2005).

- Morales Delgado E. (2008) “Utilización de la Energía Nuclear en la Generación Eléctrica en México al año 2030: Perspectivas e implicaciones Energéticas y Medioambientales”. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Eléctrica Electrónica. México (2008).
- Burgos Aguilar Rafael, Elizalde Baltierra Alberto. (1995) “La contribución de la cogeneración a la preservación del Medio Ambiente”. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Mecánico-electricista. México (1995).
- Vera García Oscar Alberto. (2007) “Centrales de ciclo combinado con gasificación integrada; Una opción para la diversificación energética”. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Mecánica. México (2007).
- Blanco Sánchez, Paula E. (2008) “Producción de gas de síntesis por medio de la tecnología de gasificación por arco de plasma térmico a partir de residuos sólidos urbanos”. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Química. México (2008).
- Maldonado Susano María de los Ángeles, Reséndiz Morales Fernando. (2007) “Análisis de la Cogeneración en México” Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Eléctrica Electrónica. México (2007).
- García Nava Sandra, Vázquez Esparza Mata Esther. (2006) “La Cogeneración como un medio Sustentable para México”. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Eléctrica Electrónica. México (2006).
- Perales Lorente José Francisco. (2002) “Desulfuración de gas de síntesis a alta temperatura y presión por absorción en óxidos regenerables”. Universidad Politécnica de Catalunya. Tesis Doctoral de Ingeniería Industrial. España (2002).
- García. (1998) “Centrales Termoeléctricas”. Instituto Politécnico Nacional. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

- Suguey Granados Pérez. (2000) “Evaluación Energética en Generadores de Vapor en Operación”. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Química, México (2000).
- Méndez Díaz José Angel. (1994) “El coque de petróleo como aditivo en la producción de coques metalúrgicos” Universidad de Oviedo, Tesis Doctoral, ETSIM. España (1994).

Publicaciones

- CFE (2008). “Copar de generación 2008” Comisión Federal de Electricidad, México (2008)
- CFE (2008a). “Clasificación de las centrales Termoeléctricas según la tecnología y el combustible primario para la producción de vapor. Comisión Federal de Electricidad, México (2008)
- CFE (1991) “Prontuario de la primera recarga de combustible nuclear 1991. “Central Laguna Verde” Comisión Federal de Electricidad México. (1991)
- DOE (2003). “Clean Coal Technology Compendium”. Piñon Pine IGCC Power Project. EUA. Julio 2003.
- ELCOGAS (2001). “Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC”. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano. Manuel Treviño Coca. Club Español de la Energía. España. 2001
- CFE (2001) “Prontuario Complejo Termoeléctrico Presidente Adolfo López Mateos” Comisión Federal de Electricidad México. (2001).
- ELECOGAS (2003). “Memoria de sostenibilidad. Elcogas, España (2003).

- IEA (2008). World Energy Outlook 2008. International Energy Agency, Francia. (2008).
- Shell (2001). Energy Needs, Choices and Possibilities; Scenarios to 2050. Global Business Environment – Shell International (2001).
- Bert Metz, Ogunlade D. et al (2005). “La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono” Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2005).
- CFE (2005). “Prospectiva y estado actual de los proyectos termoeléctricos en CFE” Comisión Federal de Electricidad. México (2005).
- SENER (2008a), “Prospectiva de Petróleo Crudo 2008 – 2017” Secretaría de Energía. México (2008).
- SENER (2008b), “Prospectiva del Sector Eléctrico 2008 – 2017” Secretaría de Energía. México (2008).
- SENER (2008c), “Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008 – 2017” Secretaría de Energía. México (2008).
- SENER (2008d), “Prospectiva de Petrolíferos 2008 – 2017” Secretaría de Energía. México (2008).
- SENER (2006), “Fuentes Renovables de Energía” Secretaría de Energía. México (2006).
- Santos Aldo R. y J. Silva Rogelio (2008) “Análisis del Consumo de Coque de Petróleo en Algunos Sectores Industriales”. Información Tecnológica v.19, n.2 Universidad de Santa Cecilia, Brasil. (2008).
- IEA (2008a). “Key World Energy Statistics 2008”. International Energy Agency, Francia (2008).

- IEA (2008c). “Combined Heat and Power”. International Energy Agency, Francia (2008).
- WCI (2005) “El carbón como recurso” World Coal Institute (2005).
- CONAE (2002). “Guía de Vapor para la Industria”. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México (2002).
- WCI (2005a) “El rol del carbón como fuente de energía” World Coal Institute (2005).
- Chevron Texaco (2003) “Coal Gasification for Power Generation” Chevron Texaco (2003).
- De León, Gabriel (2004). “Políticas públicas para La promoción de La Cogeneración Eléctrica en México.” (2004).
- Nieva Rolando, Hernández Julio A. et al (1997). “Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional”. Boletín IIE. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. (1997).
- Nieva, R. y J. A. Hernández, (1996). “Estimación del potencial de cogeneración en la expansión del sistema eléctrico, reporte final de proyecto 10524”, Departamento de Análisis de Redes, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. (1996).
- Fernández Montiel M. y Agustín M. Alcaraz C. (2001). “*Gasificación Integrada a Ciclos Combinados.*” Boletín IIE. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. (2001).
- Fernández Montiel M. et al (1998). “*Tendencias tecnológicas en los procesos de combustión en la generación de electricidad.*” Boletín IIE. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. (1998).

- Fernández Montiel Manuel F. (2008). “*Nuevos combustibles: coque (de petróleo), carbón y emulsiones.*” Boletín IIE. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. (2008).
- Marco Ruiz H. et al, (2008). “Centrales Generadoras de Potencia basadas en el Ciclos Avanzados”, Universidad de Chile (2008).
- Gaztelu Berri (2001). “La tecnología más limpia y eficiente para nuestro entorno” Gaceta Numero 29 Petronor (2001).
- Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004) “Aspectos tecnológicos, de las centrales de ciclo combinado con Gasificación Integrada (IGCC).” Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México (2004).
- Hiriart Le Bert Gerardo, Beltrán Mora H. (2004) “Costo Nivelado de la Generación en una Central de Ciclo Combinado con Gasificador Integrado (CCGI).” Conferencia Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética. Memorias de la AMEE, México (2004).
- Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004a) “Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada: Aspectos Económicos y Medioambientales.” Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México (2004a).
- Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004b) “Aspectos técnicos y medioambientales de las centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI)” Conferencia Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética. Memorias de la AMEE, México (2004).
- PRI (2005) “Coal Gasification for power Generation” Research Reports International (2005).

- GTC (2000) “Gasification Worldwide Use and Acceptance” Gasification Technologies Council U.S.A. (2000).
- GTC (2008) “Gasification Redefining Clean Energy” Gasification Technologies Council U.S.A. (2008).
- PEMEX 2008, Estudio de viabilidad para construir una nueva refinería en México, México (2008).
- Holt Neville (1995) “Gasificación de Combustibles Fósiles” Memoria del XX aniversario del IIE. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México (1995).
- Ubis T y Nales J. (2000) “IGCC una tecnología limpia y eficiente, Situación actual del proyecto IGCC de Bilbao” Repsol, España (2000).
- Hernández Joel (2004). “La Instalación de Plantas IGCC en la refinación de petróleo: experiencias internacionales y lecciones para México” Memorias de la AMEE (2004).
- GTCR (1999). “Gasification Technologies Council Reports” Gasification Technologies Council U.S.A. (1999).
- Seminario (2007). “Producción de hidrógeno con captura de CO₂ mediante gasificación de carbón integrada en ciclo combinado” España (2007).
- Collodi, Guido (2003). “Operation of ISAB energy and SARLUX IGCC projects” Gasification Technologies U.S.A. (2004).
- PEMEX, (2008). “Estudio de viabilidad para construir una nueva refinería en México” Petróleos Mexicanos, México (2008).

- (González, Longoria y Urquiza, 2007). “Resultados de la Simulación de Gasificación del coque de petróleo mexicano de las refinerías Ciudad Madero y Cadereyta”. Ingeniería. Investigación y Tecnología, Universidad Nacional Autónoma de México (2007).
- (Sánchez Lievano y Beltrán Mora, 2009) “Residuos del petróleo como parte de una Transición Energética. Ciclos Combinados con Gasificación Integrada, Captura y Secuestro de CO₂” Economía Informa. México (2009).

Referencias de Internet

- Página de internet de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía:
<http://www.conae.gob.mx>
- Página de internet de la Secretaría de Energía:
<http://www.sener.gob.mx>
- Página de internet del Instituto de Investigaciones Eléctricas:
<http://www.iie.org.mx/sitioIIE/sitio/indice.php>
- (CFE, 2009) Página de internet de la Comisión Federal de Electricidad:
<http://www.cfe.gob.mx>
- Página de internet de Plantas Termoeléctricas:
http://electri.madpage.com/energia_termoelectrica.htm
- Página de internet del artículo informativo titulado Deshumidificación y Enfriamiento:
http://www.riraas.net/documentacion/CD_03/PONENCIA07.pdf
- Página de internet del artículo informativo titulado Pulverización:
http://personal.us.es/mfarevalo/recursos/tec_far/pulverizacion.pdf

- Artículo informativo titulado *Heat recovery steam generator*:
http://en.wikipedia.org/wiki/Heat_recovery_steam_generator
- Página de Internet Centrales Eólicas:
<http://blogaliciaysandra.wordpress.com/2008/06/07/funcionamiento-de-las-centrales-eolicas/>
- Página de Internet Esquema de centrales eléctricas:
<http://www.unesa.es/graficos.htm>
- Página de internet de Fuente Termoeléctrica:
http://electri.madpage.com/energia_termoelectrica.htm
- Página de internet de Energía en Europa:
<http://www.telefonica.net/web2/iescarpediemgetafe/energia1/termoelectrica.htm>
- Página de Internet Turbinas de Vapor:
http://mx.encarta.msn.com/encyclopedia_761563866_2/Turbina.html
- Página de internet de la Comisión Reguladora de Energía:
<http://www.cre.gob.mx/>
- Página de internet “*Gasification Technologies Council*”:
<http://www.gasification.org/default.aspx>
- Página de Internet del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica:
<http://www.fide.org.mx/Noticias/2008/007.html>
- Página de Internet de “*Energy Information Administration*”:
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/world.html>

- Página de Internet Esquemas de Calefacción de Distrito y Energía Total:
<http://www.sustainable-development.veolia.com/en/repository/2038,schema-heating-network.gif>
- Página de Internet Cogeneración en el Mundo:
<http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/8725.pdf>
- Página de Internet *Statistical Review of World Energy 2008*:
<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>
- Página de internet *FutureGen Alliance*:
<http://www.futuregenalliance.org/technology/coal.stm>
- Página de internet *Energy Northwest*:
<http://www.energy-northwest.com/>
- Página de internet *World Coal Institute*:
<http://www.worldcoal.org/>
- Página de internet *G-M Energía*:
http://www.garciamunte.com/es/Combustibles_solidos/2/Antracita/
- Página de Internet *Energy Information Administration*:
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/world.html>
- Página de Internet Fundación para la Innovación Tecnológica:
<http://www.cotec.es/index.jsp?seccion=30&id=200505100005>
- Página de Internet Secuestro Captura y Almacenamiento de CO₂ “Centro Mario Molina”:
http://www.ai.org.mx/archivos/seminarios/cambio_climatico/M.%20C.%20Rodolfo%20Lacy%20T.pdf