UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

IMPLICACIONES PARA UNA EMPRESA PETROLERA DEL USO DE CELDAS DE COMBUSTIBLE EN EL SECTOR TRANSPORTE

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO

P R E S E N T A:

EDGAR CRISTIAN PÉREZ GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS: DRA. SARA RÍOS DORDELLY

CO - DIRECTOR: DR. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA

Ciudad Universitaria, México D.F., Diciembre de 2006.

Agradecimientos

A mis padres:

A mi Padre y Madre les dedico este trabajo y les doy mi infinito agradecimiento por su incansable apoyo y por el amor incondicional que me conceden cada día.

A la Dra. Sara Ríos:

Le doy las gracias por tener fe en mí, por brindarme su amistad, por compartir conmigo su conocimiento y sobre todo por apoyarme y guiarme en los momentos más indicados.

Al Dr. Alberto Elizalde:

Le agradezco de todo corazón su apoyo, su dedicación, sus consejos y su inagotable paciencia para que pudiera concluir este trabajo.

A mis hermanos:

A ustedes les agradezco el amor, el apoyo y la comprensión que me otorgan y que me impulsa siempre a seguir adelante.

A mis amigos:

A todos y cada uno de ustedes les doy las gracias por sus enormes contribuciones a este trabajo y sobre todo por otorgarme su amistad.

Edgar

INDICE

Índice

Introducción General **3**

1. Hidrógeno y generación de electricidad **7**

1.1. Hidrógeno.

1.2. Métodos de producción de hidrógeno.
1.2.1. Producción de hidrógeno vía reformación catalítica del gas natural.
1.2.2. Producción de hidrógeno a partir de la electrolisis del agua.
1.2.3. Centrales IGCC con producción de hidrogeno.

1.3. Reacción Redox
1.4. Usos actuales del hidrógeno

2. Celdas de Combustible, Qué son, cómo funcionan y para qué sirven. **22**

2.1. Celda de combustible, definición y principio básico de operación.

2.2. Tipos de celdas de combustible

2.2.1. Celda de combustible con Membrana de Intercambio Protónico (PEMFC por sus siglas en inglés).
2.2.1.1. Principio de operación.
2.2.1.2. Principales aplicaciones.

2.2.2. Celda de combustible Alcalina (AFC por sus siglas en inglés)
2.2.2.1. Principio de operación.
2.2.2.2. Principales aplicaciones

2.2.3. Celda de combustible de Ácido Fosfórico (PAFC por sus siglas en inglés)
2.2.3.1. Principio de operación.
2.2.3.2. Principales aplicaciones.

2.2.4. Celda de combustible de Carbonato Fundido (MCFC por sus siglas en inglés)
2.2.4.1. Principio de operación.
2.2.4.2. Principales aplicaciones.

2.2.5. Celda de combustible de Óxido Sólido (SOFC por sus siglas en inglés)
2.2.5.1. Principio de operación.
2.2.5.2. Principales aplicaciones.

2.2.6. Celda de combustible de Metanol Directo (DMFC por sus siglas en inglés)
2.2.6.1. Principio de operación.
2.2.6.2. Principales aplicaciones.

3.- Proyectos de celdas de combustible en el sector transporte 49

3.1. Proyectos mundiales de celdas de combustible dentro del sector transporte.
3.1.1. Proyecto japonés de celdas de combustible (JHFC por sus siglas en inglés).
3.1.2. Proyectos de la sociedad californiana de celdas de combustible (CaFCP por sus siglas en inglés).
3.1.3. Proyecto de transporte urbano limpio para Europa (CUTE por sus siglas en inglés).
3.1.4. Proyecto de demostración comercial de autobuses de celdas de combustible y un sistema de abastecimiento asociado de hidrógeno (GEF/UNDP).
3.1.5. Proyecto de sistema de transporte urbano ecológico (ECTOS por sus siglas en inglés).
3.1.6. Proyecto de transporte sustentable para Perth (STEP por sus siglas en inglés)

3.2. Características del autobús “CITARO”.

4. Mercado energético del sector transporte en México 59

4.1. Periodo 1993 - 2003
4.1.1. Demanda energética

4.1.2. Oferta de combustibles
a) Gasolinas
b) Diesel
c) Gas licuado

4.2. Periodo 2003 – 2013
4.2.1. Prospectivas oficiales
4.2.1.1. Oferta de combustibles
4.2.1.2. Demanda de combustibles
a) Gasolinas
b) Diesel
4.2.2. Otras proyecciones
4.2.2.1. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)
4.2.2.2. Agencia Internacional de Energía (AIE)

5. Implicaciones para PEMEX de la introducción futura de las celdas de combustible en el sector transporte 77

5.1. Situación actual de PEMEX
5.2. Importancia del sector transporte para PEMEX
5.3. Colaboradores necesarios para que PEMEX entre en el mercado del hidrógeno
5.4. Implicaciones para PEMEX del uso del hidrógeno como energético
5.5. Áreas de oportunidad para la participación de PEMEX dentro del mercado del hidrógeno

Conclusiones Generales 99

Anexos 103

Anexo 1.1 Ciclo Combinado (Brayton-Rankine)
Anexo 2.1 Desarrolladores de Celdas de combustible
Anexo 3.1 Principales participantes de proyectos de celdas de combustible y sector transporte
Anexo 4.1 Mercado energético mexicano
Anexo 4.2 Centros de transformación en México

Anexo 5.1 Motores de combustión interna

Anexo 5.2 Vehículos híbridos

Anexo 5.3 Esquema operativo de la central Sarlux en Italia

Abreviaturas y siglas **142**

Referencias **145**

Índice de tablas

1.1.- Principales procesos de producción de hidrógeno.

1.2.- Principales usos del hidrógeno.

3.1.- Proyectos de hidrógeno y sector transporte.

3.2.- Proyectos de Celdas de Combustible en California.

3.3.- Ciudades Participantes del CUTE.

3.4.- Características del autobús CITARO.

4.1.- Variables Económicas del estudio de la SENER.

4.2.- Variables Económicas del estudio del IMP.

4.3.- Variables Económicas de la AIE.

4.4.- Comparativo de proyecciones.

5.1.- Posición de las empresas petroleras mundiales

5.2.- Costos de los módulos necesarios para una central IGCC.

5.3.- Costos de módulos adicionales para la producción de hidrógeno en una central IGCC.

5.4.- Costos aproximados de estaciones abastecedoras de hidrógeno.

A2.1.- Eficiencias teóricas de sistemas SOFC/Turbina de gas

A5.1.- Principales características de la central Sarlux

A5.2.- Composición del gas de síntesis producido por diferentes proyectos.

Índice de figuras

1.1.- Átomo del hidrógeno.
1.2.- Energía renovable e hidrógeno.
1.3.- Participación de los productores de hidrógeno en México.
1.4.- Diagrama de operación de una planta de reformación.
1.5.- Diagrama de operación de una planta electrolítica.
1.6.- Esquema de una central IGCC.
1.7.- Reacción Redox de una celda de combustible.

2.1.- Corte transversal de una celda de combustible sin operar.
2.2.- Ejemplo de un arreglo de celdas de combustible donde se aprecian 3 unidades, 2 platos bipolares y 2 platos terminales.
2.3.- Funcionamiento de una celda de combustible con membrana de intercambio protónico.
2.4.- Diagrama de bloques del Sistema Eléctrico de Potencia de un Vehículo basado en celdas tipo PEM.
2.5.- Diagrama de bloques del Sistema Portátil de Potencia basado en celdas tipo PEM.
2.6.- Funcionamiento de una celda de combustible alcalina.
2.7.- Sistema de potencia basado en celdas alcalinas utilizado por la Nasa.
2.8.- Funcionamiento de una celda de combustible de ácido fosfórico.
2.9.- Funcionamiento de una celda de combustible de carbonato fundido.
2.10.- Funcionamiento de una celda de combustible de óxido sólido.
2.11.- Partes que constituyen una celda de combustible de óxido sólido tubular.
2.12.- Diagrama de operación de un sistema híbrido SOFC/Turbina de gas.
2.13.- Funcionamiento de una celda de combustible de metanol directo
2.14.- Diagrama del Sistema Eléctrico de Potencia de un Vehículo basado en celdas de metanol directo

3.1.- Esquema del autobús modelo “Citaro” de DaimlerChrysler.

4.1.- Demanda de energía divida por Sectores.
4.2.- Demanda de combustibles dentro del sector transporte.
4.3.- Oferta de gasolina en 1993 y 2003.
4.4.- Oferta de diesel en 1993 y 2003.

4.5.- Oferta de gas licuado durante 1993 y 2003.
4.6.- Destino de los petrolíferos durante el periodo 2003 – 2013.
4.7.- Producción y demanda de gasolinas durante el periodo 2003 – 2013.
4.8.- Producción y demanda de diesel en el periodo 2003 – 2013.
4.9.- Consumo final de energía por sector durante el periodo 2000 – 2025.
4.10.- Perspectivas del mercado de gasolinas para el periodo 2000 – 2025.
4.11.- Perspectivas del mercado del Gas LP en el periodo 2000 – 2025.
4.12.- Tendencias del consumo final de energía en México.
4.13.- Demanda de energía del sector transporte.

5.1.- Principales fuentes de divisas para México durante 2005.
5.2.- Distribución del consumo de petróleo en México.
5.3.- Participantes en el desarrollo de fuentes alternas de energía.
5.4.- Inversión de empresas petroleras internacionales en investigación tecnológica.
5.5.- Módulos que integran una central IGCC.
5.6.- Módulos necesarios para la elaboración de hidrógeno a partir de una central IGCC.
5.7.- Ubicación geográfica de las centrales IGCC futuras de PEMEX.

A1.1.- Esquema del ciclo Rankine
A1.2.- Ciclo Rankine ideal
A1.3.- Diagrama de operación del ciclo Bryton.
A1.4.- Ciclo Brayton

A3.1.- Estación de recarga de hidrógeno de Asahi, Yokohama.
A3.2.- Estaciones de recarga de hidrógeno en California
A3.3.- Autobús Citaro utilizado en el proyecto CUTE
A3.4.- Primara estación de recarga de hidrógeno en Islandia
A3.5.- Autobús Citaro de hidrógeno en China
A3.6.- Autobuses Citaro de hidrógeno del proyecto STEP.

A4.1.- Organigrama del sector energético mexicano
A4.2.- Oferta total de energía en 1993 y 2003.
A4.3.- Producción e importación de carbón en 1993 y 2003.
A4.4.- Producción de hidrocarburos en 1993 y 2003.

A4.5.- Producción de EPGE en 1993 y 2003.
A4.6.- Producción de biomasa en 1993 y 2003.
A4.7.- Oferta interna bruta de energía secundaria en 1993 y 2003.
A4.8.- Importaciones y exportaciones de coque de carbón en 1993 y 2003.
A4.9.- Oferta interna bruta de petrolíferos en 1993 y 2003.
A4.10.- Importaciones y exportaciones de electricidad en 1993 y 2003.

A5.1.- Esquema del motor de combustión interna
A5.2.- Automóvil híbrido modelo "Civic" de la marca Honda.

INTRODUCCIÓN GENERAL

Introducción General

Actualmente el mundo está experimentando una sobreexplotación de recursos fósiles los cuales representan una parte fundamental del estilo de vida de todos los seres humanos. El uso indiscriminado de estos combustibles ha ocasionado un enorme impacto ambiental en todos los ecosistemas, como ejemplo de esto podemos mencionar sin temor a duda el sobrecalentamiento global de la tierra consecuencia directa del aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado la naturaleza no renovable de estos recursos da pie a especulaciones acerca de su tiempo de vida, ocasionando volatibilidad en los precios y conflictos internacionales que podrían desencadenar una crisis energética mundial dentro de algunas décadas. .

El 50% de la energía que se produce en México la consume el sector transporte, que es el causante del 70% de la contaminación atmosférica (INE, 2004). Por esta razón es importante considerar tecnologías amigables con el medio ambiente capaces de producir energía suficiente para abastecer a los sistemas de transporte. Por otro lado, no hay que olvidar tomar en cuenta que los energéticos actuales del sector transporte provienen de productos fósiles. El fin de la era del petróleo barato exige buscar nuevas alternativas energéticas y el cambio climático ocasionado por la emisión de gases de efecto invernadero producida por los combustibles derivados del petróleo es también una razón bastante fuerte para pensar en nuevas formas de energía. Según datos de la Organización Mundial de la Salud cada año más de 800 mil personas a nivel mundial mueren prematuramente por problemas ocasionados por la contaminación del aire, aparte de que millones sufren de enfermedades respiratorias y cardiovasculares ocasionadas por este mismo problema.

A nivel mundial el hidrógeno ha tomado una gran importancia dentro del sector energético. La razón es que este elemento ha demostrado ser un excelente transportador de energía, que en otras palabras significaría que a través de él podríamos utilizar electricidad producida con energías renovables como la luz solar, con la energía de un yacimiento geotérmico, con

energía nuclear, en sistemas de generación distribuida de electricidad o incluso en el auto que manejamos a diario.

¿Cuáles serían las implicaciones para Petróleos Mexicanos del desarrollo e introducción de celdas de combustible en el sector transporte de México en los próximos 30 años? Para abordar esta pregunta de investigación, se estructuró y desarrolló este trabajo de la siguiente manera:

En el primer capítulo se mostrarán las principales características y formas de producción del hidrógeno actuales, considerando a la tecnología de gasificación integrada a ciclos combinados (IGCC por sus siglas en inglés) como posible fuente de hidrógeno. También se mencionarán los usos y las formas de distribución más frecuentes para el hidrógeno. El propósito de este capítulo es proponer al hidrógeno como posible vector energético. La finalidad de este capítulo es presentar al hidrógeno como transportador de energía, remarcándolo como una de las posibles soluciones a la crisis energética provocada por el uso de combustibles fósiles.

El segundo capítulo presentará la definición y la estructura elemental de una celda de combustible, indicando sus componentes básicos. Se explicarán además cada uno de los diferentes tipos de celdas de combustible que existen, describiendo su principio de operación y sus principales aplicaciones.

En el tercer capítulo se estudiarán seis de los más importantes proyectos a nivel mundial que involucran celdas de combustible y sector transporte. La intención de este capítulo es mostrar los seis proyectos más importantes a nivel mundial que involucran celdas de combustible y sector transporte. Básicamente estos proyectos tienen objetivos comunes entre sí, como es el estudio y aprendizaje de la tecnología del hidrógeno. La diferencia entre estos proyectos es que cada uno se enfoca en áreas específicas de la tecnología que están relacionadas con la infraestructura o condiciones del lugar en donde se llevan a cabo.

El cuarto capítulo mostrará la oferta y la demanda de los principales combustibles del sector transporte mexicano en los últimos diez años (desde 1993 al 2003). Asimismo se presentarán las proyecciones oficiales de la Secretaria de Energía y de organismos como el Instituto Mexicano del Petróleo y la Agencia Internacional de la Energía para determinar qué futuro tendrán estos combustibles dentro de diez años.

Finalmente el quinto capítulo mostrará las implicaciones para PEMEX de la introducción de la tecnología del hidrógeno en México y las estrategias que están siguiendo las empresas petroleras internacionales para enfrentar las oportunidades o amenazas que representa el hidrógeno como energético. En este capítulo se mostrará la situación actual de PEMEX mencionando la importancia que esta empresa tiene para México y su economía, además de mencionar sus planes a futuro y conflictos actuales con la intención de presentar un panorama completo de esta empresa. Posteriormente se describirá la relación que guarda esta empresa con el sector transporte, además se discutirán las acciones que PEMEX podría seguir para conseguir entrar a un nuevo mercado energético. Se analizarán también que participantes serán necesarios en esta nueva visión energética.

En este trabajo se intentará mostrar al hidrógeno como una de las posibles respuestas al problema de escasez de combustibles para el futuro. El hecho de presentar al hidrógeno como energético y no como materia prima es con la intención de expresar que en algunas aplicaciones, como en el transporte, tiene ventajas significativas con respecto a otras opciones energéticas. En sistemas de transporte, el binomio hidrógeno/celdas de combustible presentan una eficiencia mucho mayor que el de gasolina o diesel/motores de combustión interna y eliminan por completo las emisiones contaminantes de los vehículos, debido a que a través de él es posible almacenar energías renovables como la solar, eólica, geotérmica, nucleares e incluso la hidroenergía, estas pueden ser utilizadas cuando y donde se requieran, eliminando así los problemas actuales de intermitencia y disponibilidad de algunas de estas fuentes.

CAPÍTULO 1:

HIDRÓGENO Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

1.1 Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo pero no se encuentra en forma libre dentro la naturaleza. Actualmente sólo se utiliza como materia prima para la elaboración de diversos productos, pero recientemente a nivel mundial se ha acentuado el estudio del hidrógeno como portador energético. Esta característica del hidrógeno ha sido estudiada desde 1839 y últimamente la industria automotriz ha puesto gran interés en el desarrollo tecnológico del hidrógeno debido a la gran opción que representa como sistema de propulsión para los vehículos del futuro. El hidrógeno a partir de una reacción electroquímica es capaz de generar electricidad y agua pura, pero aún no existe un método eficaz y comercialmente viable para su producción, almacenamiento y transportación.

El hidrógeno (Figura 1.1) es capaz de producir electricidad en forma limpia y segura mediante una reacción electroquímica con oxígeno. A diferencia de los energéticos actuales este elemento es capaz de dispersarse en el aire rápidamente reduciendo así la posibilidad de que suceda algún accidente, esto se debe a que es 14 veces más ligero que el aire. El hidrógeno no tiene color ni olor y además no es tóxico, su punto de ebullición es de 259°C y su punto de fusión -252°C (Langkickel, 2004).

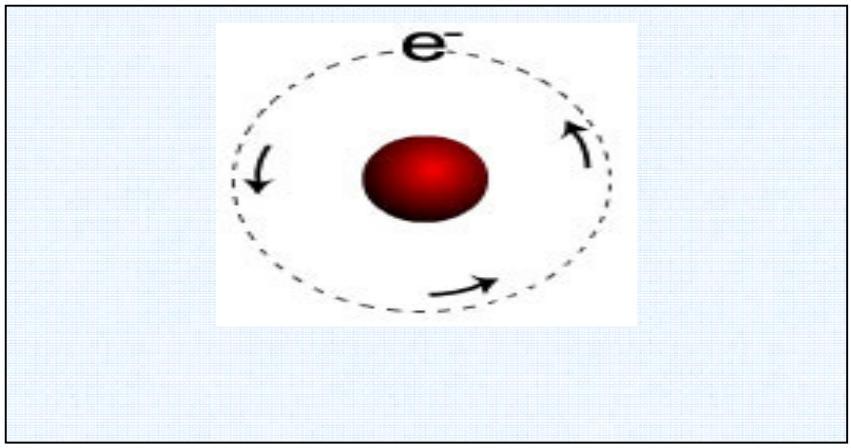

Figura 1.1, Átomo del hidrógeno
Fuente: El autor.

El interés que ha surgido por investigar y desarrollar tecnología que maneje al hidrógeno como energético se debe a que a través de él sería posible almacenar diversos tipos de energía que se presentan en la naturaleza de forma intermitente o en lugares en donde no se puede aprovechar directamente. Es decir, por medio del hidrógeno se podría almacenar la energía térmica y fotovoltaica del sol, la energía calorífica de yacimientos geotérmicos y la energía cinética del viento y del agua. Esta energía una vez almacenada en forma de hidrógeno es posible utilizarla en cualquier lugar y en cualquier momento.

Básicamente la idea es convertir cualquier tipo de energía renovable en hidrógeno y transportar este tipo de energías a cualquier aplicación en donde sean necesarias. Hasta ahora el uso de las energías renovables se ha limitado aplicaciones específicas y muy limitadas, por ejemplo la energía eólica solo puede ser aprovechada en los lugares en donde las corrientes de aire lo permiten, pero a través del hidrógeno podríamos capturar esta energía y utilizarla, por ejemplo, para impulsar los vehículos que nos transportan a diario. Del mismo modo podríamos capturar la energía del sol, la geotérmica y la hidráulica y utilizarla en aplicaciones tan cotidianas como abastecer una casa de electricidad o incluso para generar energía portátil para aparatos electrónicos como computadoras o teléfonos celulares.

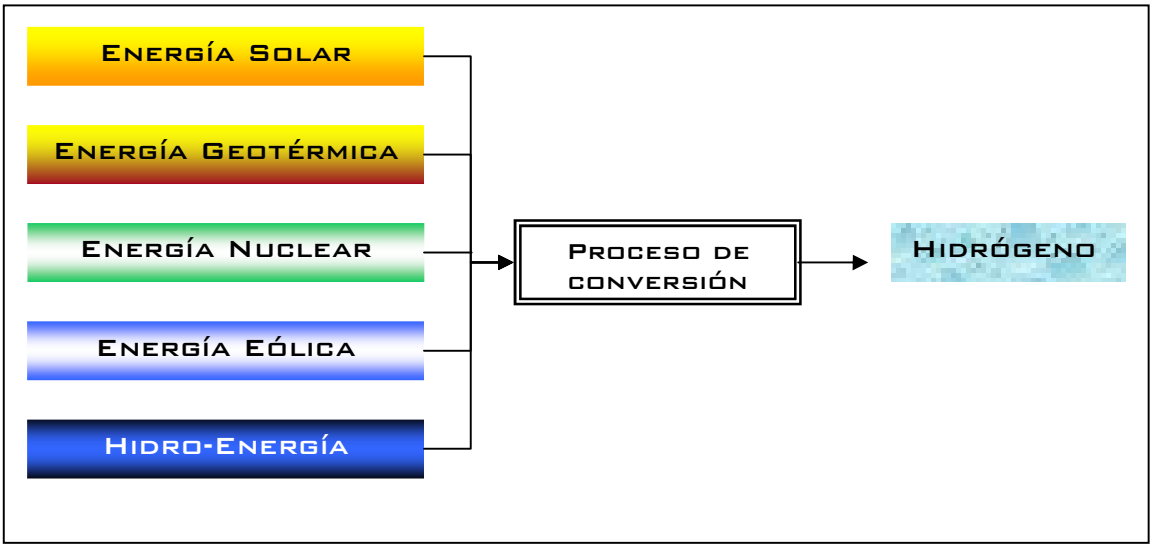

Figura 1.2, Energía renovable e hidrógeno

Fuente: El autor.

El primer paso dentro de esta tecnología es encontrar métodos y procesos eficientes que permitan una conversión energética aceptable. Actualmente los desarrollos tecnológicos no permiten construir sistemas capaces de aprovechar totalmente algún tipo de energía renovable y convertirla posteriormente en hidrógeno. La energía solar, por ejemplo, presenta varios obstáculos, por un lado no se han desarrollado materiales capaces de aprovechar completamente la luz del sol, además de que el nivel de desarrollo de las celdas fotovoltaicas y térmicas todavía no alcanza una etapa completamente comercial lo que implica grandes inversiones económicas para desarrollar sistemas de este tipo. Aunque por otro lado existen proyectos que están impulsando fuertemente el desarrollo de estos sistemas con el fin de alcanzar niveles completamente comerciales, tal es el caso del programa nacional de investigación y desarrollo tecnológico en Islandia, el cual tiene como objetivo desarrollar completamente la tecnología necesaria para aprovechar al máximo sus recursos geotérmicos y convertirlos en energía portátil a través del hidrógeno y las celdas de combustible.

El proceso de conversión que permitirá producir hidrógeno a partir de energía renovable básicamente será la electrolisis del agua. A través de ella se podría generar energía eléctrica a partir de energía renovable y utilizarla para romper la molécula del agua obteniendo así hidrógeno puro. A simple vista es posible tener la idea de que se podría evitar el proceso de generación de hidrógeno y utilizar directamente la electricidad producida por las energías renovables. Es un hecho que mientras menor sea el número de procesos a los que sometamos las energías renovables mayor seré el aprovechamiento, pero la gran ventaja es que al integrar un proceso de producción de hidrógeno eliminamos el gran obstáculo que tienen las energías renovables y cual consiste en que la electricidad que se produce debe ser consumida instantáneamente, es decir, no podemos almacenarla además de que debe ser consumida en el lugar en donde se produce para evitar grandes perdidas dentro de sistemas de transmisión. Generando hidrógeno podríamos almacenar cualquier tipo de energía y transportarla hacia centros de consumo en donde se pueden utilizar en el momento en que se requieran.

A parte de la electrolisis del agua es posible que existan otros métodos de producción de hidrógeno que ayuden en una etapa de transición energética entre el petróleo y el

hidrógeno. Es posible que en una primera etapa de aprendizaje se produzca hidrógeno a partir de combustibles fósiles debido a que este tipo de tecnología esta mucho más desarrollada que los pequeños sistemas de electrolisis que se manejan actualmente. A continuación se describirán los principales métodos a través de los cuales es posible que se produzca hidrógeno en grandes cantidades.

1.2. Métodos de producción de hidrógeno

El hidrógeno no se encuentra directamente en la naturaleza, es necesario producirlo a través de diversos procesos, en la tabla 1.1 podemos ver los diferentes procesos que existen para elaborarlo (Godfrey, 2003).

A pesar de que existen diferentes formas en las que podemos producir hidrógeno, en México solamente se utilizan los procesos de reformación catalítica de hidrocarburos cuando son necesarias grandes cantidades y sí el requerimiento es pequeño entonces generalmente se utiliza la electrolisis del agua. En el mercado nacional el hidrógeno comercial es elaborado principalmente por tres productores; Praxair, Cryoinfra y Aga (Figura 1.3). Existen también compañías que cuentan con plantas propias para abastecer su consumo interno de hidrógeno como es el caso de las refinerías y petroquímicas de PEMEX.

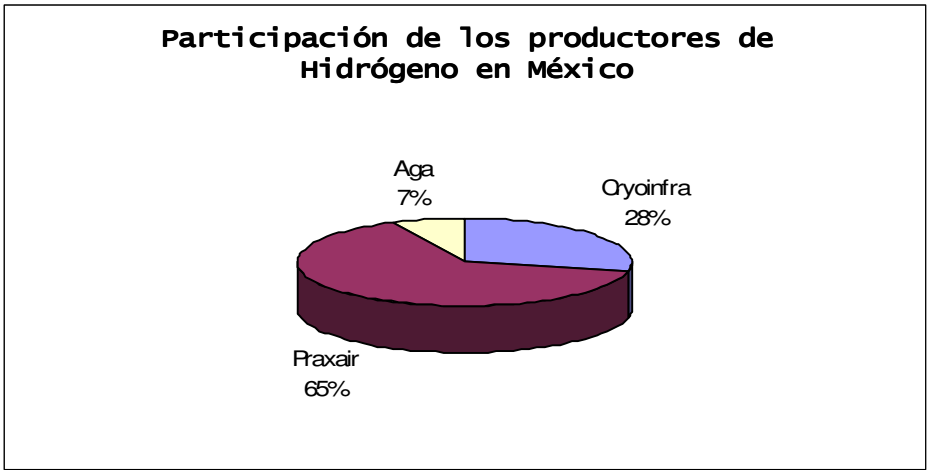

Figura 1.3, Participación de los productores de hidrógeno en México.
Fuente: Wegner, 2004.

Tabla 1.1
Principales procesos de producción de hidrógeno

Método Primario	Proceso	Insumos	Energía	Emisiones Contaminantes
Térmico	Reformación a vapor	Gas Natural	Vapor a altas temperaturas	Algunas emisiones de CO_2
	Rompimiento termoquímico del agua	Agua	Calor a altas temperaturas proveniente de reacciones nucleares	Ninguna
	Gasificación	Biomasa, Carbón	Vapor y oxígeno a altas temperaturas y presiones	Algunas emisiones de CO_2
	Pirolisis	Biomasa	Vapor a temperaturas moderadamente altas	Algunas emisiones de CO_2
Electroquímico	Electrolisis	Agua	Electricidad	Ninguna*
	Fotoelectriquímico	Agua	Luz solar	Ninguna
Biológico	Fotobiológico	Agua y algas	Luz solar	Ninguna
	Digestión anaeróbica	Biomasa	Vapor a altas temperaturas	Ninguna
	Microorganismos fermentativos	Biomasa	Vapor a altas temperaturas	Ninguna

* Ninguna emisión de contaminantes pero puede haberla en el proceso de generación de electricidad.
Fuente: Faltenbacher, 2004.

1.2.1. Producción de hidrógeno vía reformación catalítica del gas natural.

Este proceso se denomina "Reformación de metano a Vapor" (SMR por sus siglas en inglés) y es ampliamente conocido en la industria petrolera mexicana. El gas natural es el combustible más utilizado en este proceso, el cual puede resumirse en dos pasos fundamentales. En el primer paso el metano (principal componente del gas natural) es calentado con vapor de agua a altas temperaturas para obtener hidrógeno y monóxido de carbono como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\mathbf{CH_4 + H_2O + Calor \rightarrow CO + 3H_2}$$

El segundo paso de este proceso consiste en utilizar el monóxido de carbono producido en la primera reacción y mediante una segunda reacción de cambio agua-gas se obtiene hidrógeno y dióxido de carbono como se observa en la siguiente ecuación:

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$$

Finalmente el hidrógeno producido durante el proceso SMR es enviado a una etapa de purificación para obtener niveles de pureza adecuados (Figura 1.4). Este proceso se denomina absorción bajo presión (PSA por sus siglas en inglés) y elimina todas las impurezas de CO_2 que contiene el hidrógeno (Parkash, 2003).

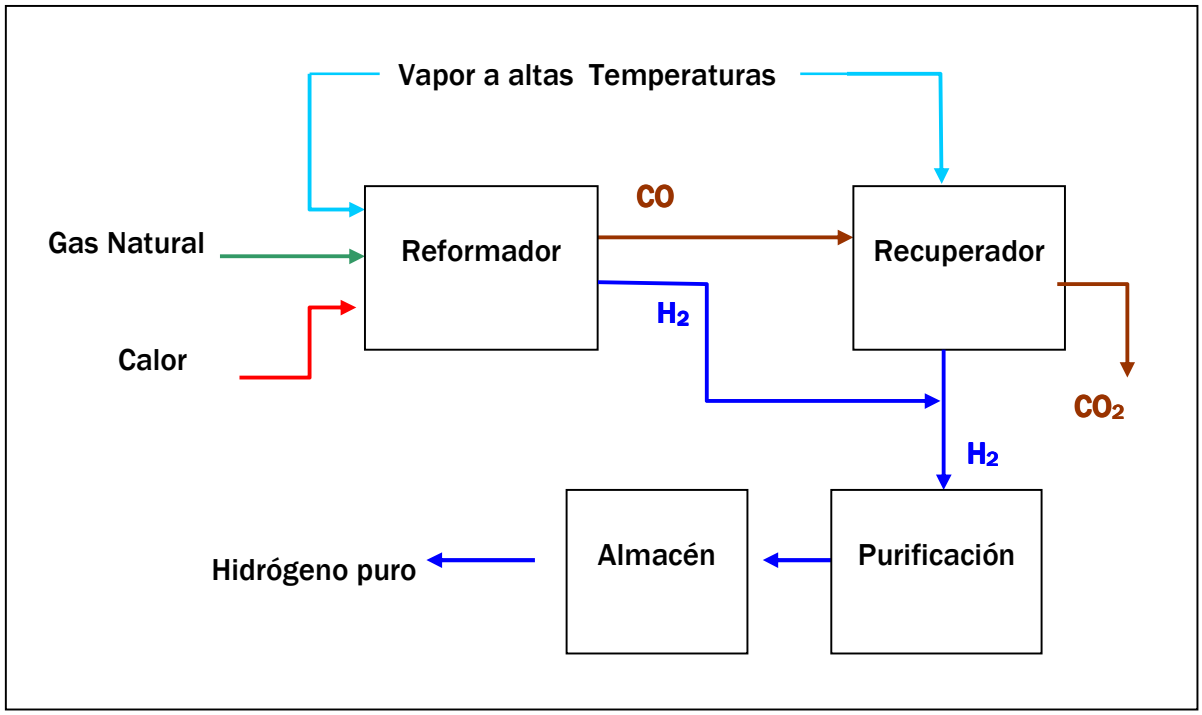

Figura 1.4, Diagrama de operación de una planta de reformación.
Fuente: El autor.

1.2.2. Producción de hidrógeno a partir de la electrolisis del agua.

La electrolisis básicamente consiste en romper la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno utilizando una corriente eléctrica. La reacción química que sucede se muestra a continuación:

$$\textbf{Electricidad} + 2H_2O \rightarrow O_2 + 2H_2$$

Este proceso se lleva a cabo en plantas electrolizadoras que necesitan como insumos únicamente electricidad y agua suavizada (agua libre de sales). La corriente eléctrica que maneja el electrolizador es del tipo directa (DC), por lo que generalmente se incluye un transformador rectificador dentro de las instalaciones de la planta (Figura 1.5). El hidrógeno y el oxígeno producidos pasan por una etapa de compresión y por una de secado para remover los restos de humedad. El hidrógeno obtenido por electrólisis del agua es muy puro pero también es muy caro debido al importante gasto eléctrico que se tiene.

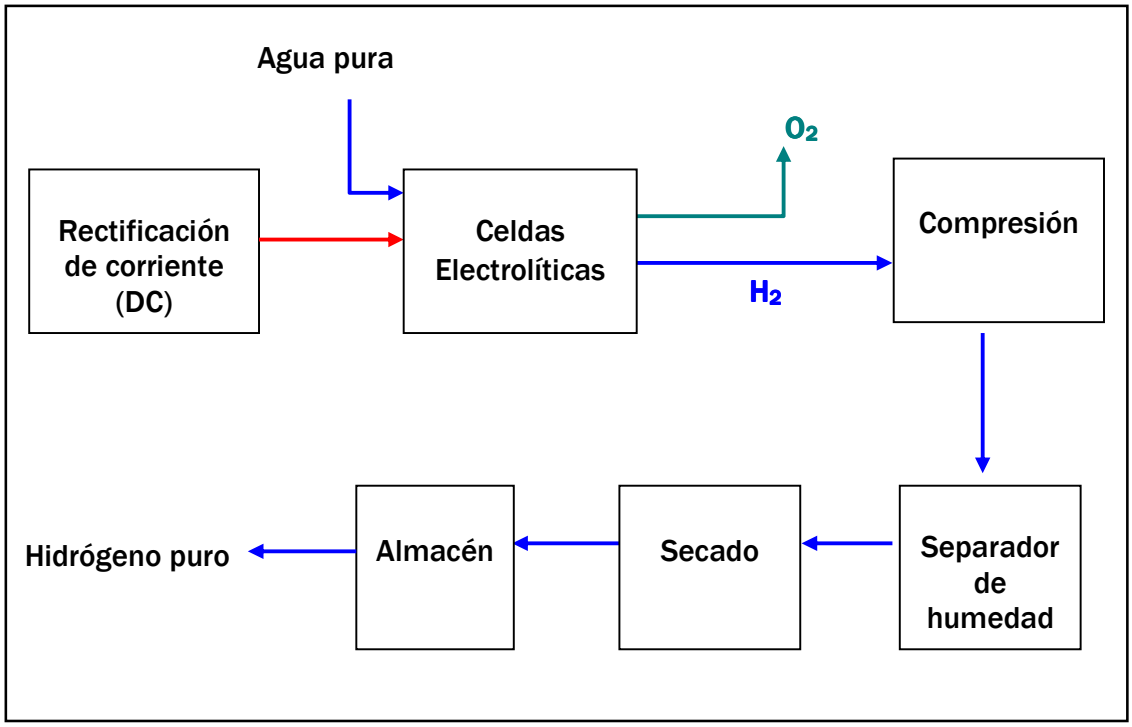

Figura 1.5, Diagrama de operación de una planta electrolítica.
Fuente: El autor.

La electrólisis del agua es un proceso muy común y es utilizado cuando se requieren pequeñas cantidades de hidrógeno. Sin embargo, sí el hidrógeno va a ser usado para aplicaciones energéticas, la conversión eléctrica y la eficiencia de la conversión de la electrólisis del agua, hacen que se aproveche menos del 30% del contenido energético de la fuente de energía primaria, por esta razón actualmente la forma más eficiente de producir hidrógeno en grandes cantidades es mediante la reformación catalítica del gas natural (Sevens, 2000).

1.2.3. Centrales IGCC con producción de hidrógeno.

Las centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC por sus siglas en inglés) son sistemas que integran un gasificador de combustibles a un bloque de ciclo combinado. El gasificador tiene la capacidad de convertir carbón, coque de petróleo, aceites pesados e incluso biomasa en una mezcla gaseosa denominada gas de síntesis (Syngas por sus siglas en inglés) el cual esta hecho principalmente de hidrógeno y monóxido de carbono. Este gas puede utilizarse como combustible para las turbinas del ciclo combinado y producir electricidad (Figura 1.6). Las plantas actuales de ciclo combinado (anexo 1.1) necesitan adaptaciones menores para poder utilizar gas de síntesis en lugar de gas natural. El syngas producido por el gasificador, después de algunos tratamientos, también pude producir hidrógeno, además puede ser utilizado directamente en celdas de combustible de altas temperaturas para producir electricidad (Rosenberg, 2004).

Generalmente el Syngas producido por el gasificador de la central IGCC contiene muchas impurezas por lo que es necesaria una etapa de purificación. En esta etapa se remueve principalmente el mercurio y azufre que contiene el gas. Después de este proceso el syngas puede ser enviado a la turbina de gas en su totalidad o una parte puede ser destinada a la unidad de generación de hidrógeno. En la etapa de generación de hidrógeno es necesario un módulo de purificación adicional PSA (este proceso es similar al utilizado durante el proceso SMR) para producir hidrógeno con una calidad aceptable debido a que contendrá una gran cantidad de impurezas como CO y CO_2.

La tecnología IGCC parece ofrecer muchos beneficios, pero aún no tiene el grado de madurez suficiente para poder entrar en una etapa de comercialización masiva. Los principales componentes de una central IGCC son (Figura 1.6);

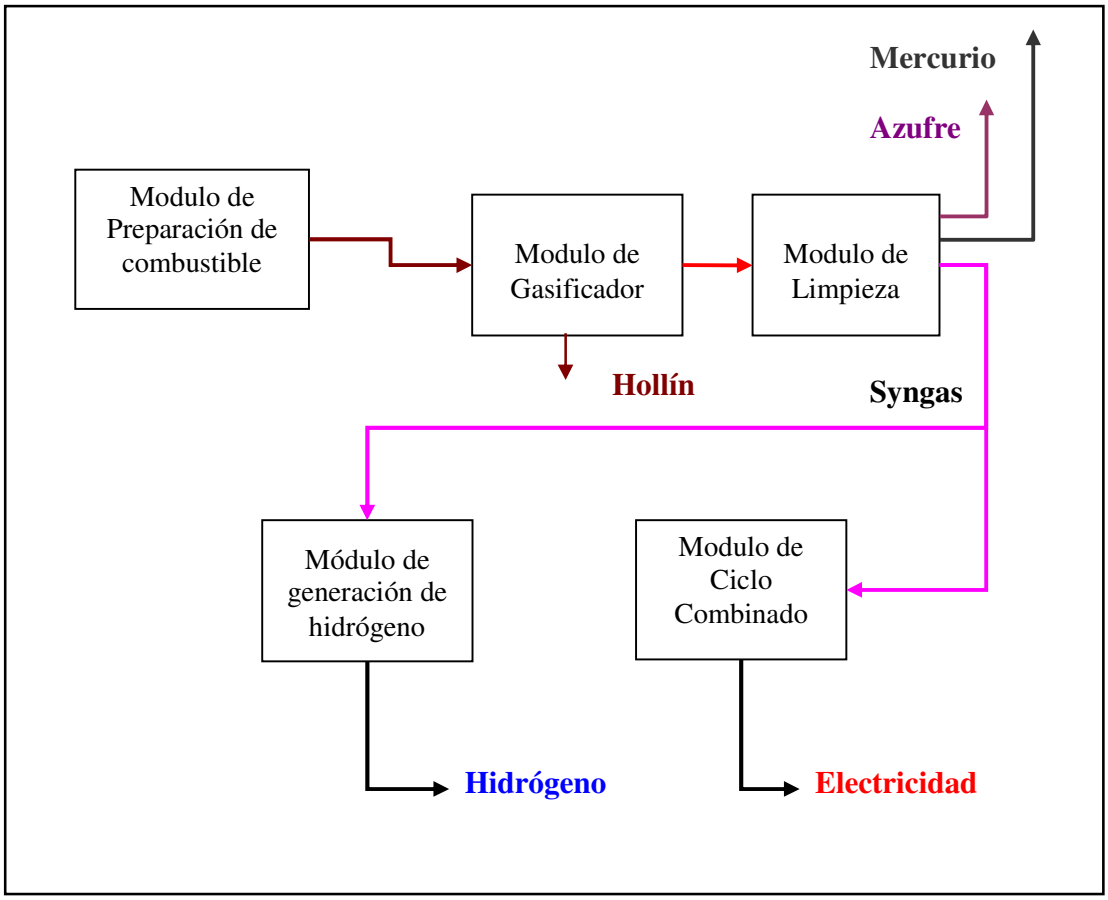

Figura 1.6, Esquema de una central IGCC.

Fuente: El autor.

1.- Módulo de almacenamiento y preparación de combustible: en este módulo se descarga, transporta, prepara y almacena el combustible que será utilizado por la planta.

2.- Módulo Gasificador: En este componente sucede la oxidación parcial de los combustibles (líquidos o sólidos) para producir el syngas. Estos gasificadores convierten el combustible primario en una mezcla gaseosa en presencia de oxigeno y vapor. En este

módulo también se incluye el sistema de enfriamiento del syngas el cual esta constituido por torres de enfriamiento o por sistemas que inyectan agua en el flujo del syngas.

3.- Módulo de limpieza del syngas: Este módulo esta formado por filtros cerámicos o metálicos.

4.- Módulo de ciclo combinado: Este módulo esta formado principalmente por el sistema de saturación del syngas, por la turbina de gas y por la turbina de vapor.

5.- *Módulo de generación de hidrógeno:* Esta formado por una etapa de purificación que se lleva a cabo mediante un proceso denominado *Presion Swing Absortion.*

Una vez encontrado el método más eficiente para producir hidrógeno a partir de energías renovables, el siguiente paso será determinar los métodos más apropiados de almacenamiento y distribución. Finalmente el hidrógeno producido puede utilizarse dentro de celdas de combustible y producir energía eléctrica utilizable en diversas aplicaciones fijas o móviles. Estos dispositivos tecnológicos se alimentan con hidrógeno y oxígeno para producir una corriente eléctrica, agua y calor (en el capítulo 2 se describirá ampliamente los tipos y principio de operación de todas las celdas de combustibles) gracias a una química que a continuación se describirá.

1.3. Reacción Redox

El proceso mediante el cual el hidrógeno y el oxígeno generan una corriente eléctrica es gracias a dos reacciones espontáneas de oxidación y reducción (reacción “Redox”). Esta doble reacción es la que permite que al mezclar hidrógeno con aire se pueda producir electricidad y vapor de agua. Por un lado en la reacción de oxidación existe una pérdida de electrones, lo que equivale a decir que un elemento aumentó su número de oxidación, esta oxidación le sucede al átomo de hidrógeno, por tal motivo este elemento es quién cede un electrón y prácticamente el que genera el flujo eléctrico. La reacción de reducción

básicamente es una ganancia de electrones, lo que significa que un elemento disminuyó su número de oxidación, de acuerdo a esta definición el átomo de oxigeno es reducido gracias al electrón que gana proveniente del átomo de hidrógeno (Terán, 2005). Estas dos reacciones en conjunto generan un flujo de electrones (corriente eléctrica) siempre y cuando se suministre continuamente hidrógeno.

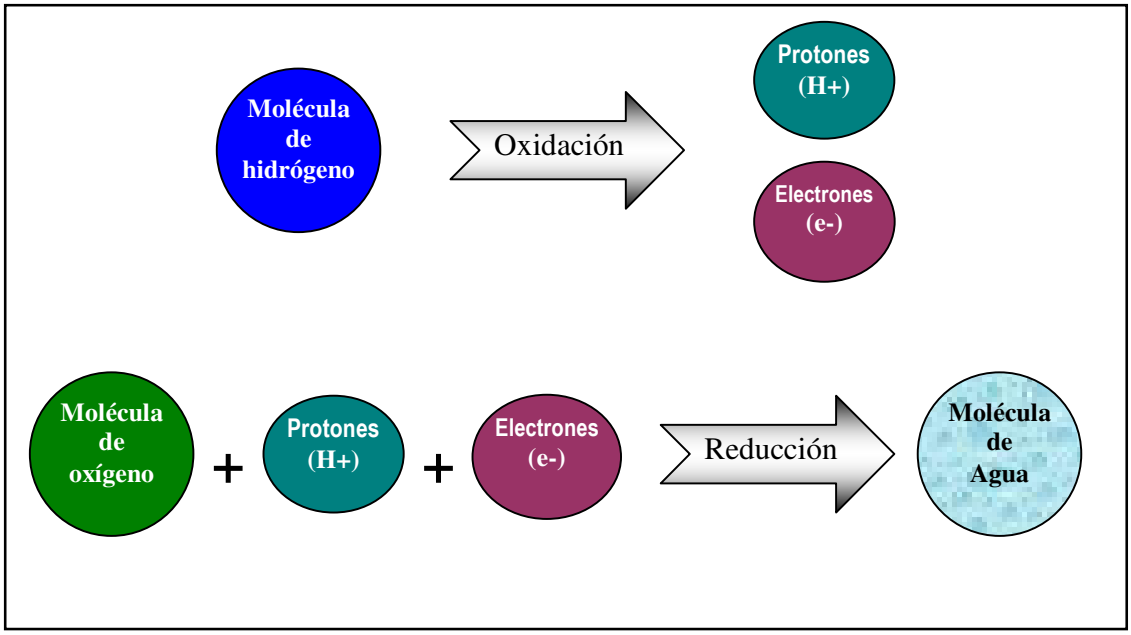

Figura 1.7, Reacciones redox de una celda de combustible
Fuente: El autor.

Básicamente este tipo de reacciones permite la transferencia de electrones de una sustancia a otra en presencia de un electrolito y a través de electrodos. La oxidación por definición se lleva a acabo en el ánodo y la reducción sucede en el cátodo (Kiehne, 2003). La cantidad de energía eléctrica generada depende del material de los electrodos, la naturaleza de los iones, las concentraciones de la solución y de la temperatura de operación.

Las reacciones redox forman parte fundamental de la respiración celular y la fotosíntesis, actualmente son aprovechadas para procesar determinados metales, además de que constituyen el principio de operación de las pilas voltaicas convencionales. En las celdas de combustible la reacción de oxidación permite que la molécula de hidrógeno pueda

separarse en protones y neutrones, la reacción de reducción ocasiona que la molécula de oxigeno más protones y neutrones provenientes del hidrógeno formen agua (Figura 1.7).

1.4. Usos actuales del hidrógeno

Hasta este punto se ha descrito brevemente el proceso mediante el cual podemos almacenar energía a partir del uso del hidrógeno. Pero antes de que sistemas que involucren esta idea estén comercialmente disponibles, tendrán que surgir muchos desarrollos tecnológicos que ayuden a librar los obstáculos que se tienen actualmente en cuanto a producción, almacenamiento, distribución y conversión del hidrógeno en electricidad. Desde 1839 se tiene conocimiento de que el hidrógeno puede almacenar energía que posteriormente puede ser utilizada, pero a partir de la revolución industrial los combustibles fósiles y muy en especial el petróleo han desplazado por completo a cualquier tipo de energético debido a que estos eran de fácil acceso y sus reservas se consideraban casi inagotables. A través de los años se ha aprendido que el uso de energéticos fósiles esta limitado por el daño que provoca al medio ambiente y por el hecho de que sus reservas están tendiendo a agotarse, por esta razón las sociedades actuales están regresando a buscar nuevas alternativas energéticas que puedan suministrar la energía que se requerirá para el futuro, a pesar de que se sabia que el hidrógeno pude ser utilizado como energético en la actualidad se la ha dado diferentes usos.

El hidrógeno se utiliza como materia prima en la elaboración de muchos productos. En el sector petrolero se utiliza dentro de los procesos de elaboración de gasolinas, diesel, turbosina, amoniaco y muchos productos petroquímicos. En la industria alimenticia su principal función es la hidrogenación de aceites y dentro de los procesos de elaboración de bebidas. En la industria química se utiliza hidrógeno para elaborar de fármacos, fertilizantes y plásticos sintéticos. En la industria eléctrica se utiliza como refrigerante de generadores eléctricos para evitar la fricción entre piezas vitales del generador. En la tabla 1.2 se resumen los principales usos actuales del hidrógeno y evidentemente en ninguno de ellos es considerado como energético.

Tabla 1.2
Principales usos del hidrógeno

Industria	Función
Petrolera	Refinación de petróleo crudo.
Electrónica	Creación de atmósferas sintéticas.
Alimenticia	Elaboración de bebidas, alimentos y en la saturación de grasas.
Química	Elaboración de fármacos, plásticos, petroquímicos y abonos sintéticos.
Eléctrica	En la refrigeración de generadores eléctricos.

Fuente: www.praxair.com.mx.

Debido a que estas aplicaciones del hidrógeno realmente no requieren de grandes cantidades de hidrógeno no se han desarrollado sistemas de distribución ni almacenaje que permitan hacer frente a un cambio energético entre el petróleo y el hidrógeno. En la actualidad casi siempre los requerimientos de hidrógeno son cubiertos mediante una pequeña planta de producción de hidrógeno que utilizan gas natural como combustible primario. Sí el requerimiento no amerita construir una planta de generación de hidrógeno, entonces es más factible que éste sea suministrado a través de algún sistema de distribución. En México la distribución de hidrógeno básicamente es de tres formas.

- Cuando el requerimiento es de bajo volumen, es posible transportar hidrógeno en cilindros de 5 hasta 8 m^3 con presiones que varían de 2000 a 3500 psig.

- Cuando se requieren volúmenes un poco mayores, existen en el mercado camiones especializados o "tube-trailers" que transportan hidrógeno gaseoso mediante cilindros (pueden ser desde 10 hasta 36 cilindros por camión) con longitudes que van desde los 6 hasta los 11.5 metros y una presión máxima de 2,640 psig.

Finalmente sí se requieren de cantidades constantes y el cliente se encuentra cerca de una planta productora, es posible instalar tuberías que interconectan la planta del cliente con la planta de producción. Las tuberías utilizadas son similares a las del gas natural, con un diámetro de 25 a 30 cm aproximadamente. Una tubería convencional de metal que transporte hidrógeno opera con una presión de 10 a 20 bar. Para transportar la misma cantidad de energía que el gas natural, el flujo de hidrógeno debe ser 2.8 veces más grande. Las pérdidas totales durante la transportación de hidrógeno es aproximadamente 4% del contenido energético total.

El uso del hidrógeno como energético tendría un gran impacto en muchos sectores y posiblemente el más beneficiado sea el transporte, debido a que remplazará a la gasolina y al diesel que utilizamos a diario y que generan emisiones contaminantes, además de que provienen de combustibles no renovables. En la generación de energía eléctrica a gran escala, el hidrógeno podría tener un papel muy importante, ya que las altas eficiencias de las celdas de combustible permitirían reducir las grandes perdidas que se tienen con los sistemas actuales de generación, transformación y transmisión de electricidad.

Uno de los principales obstáculos para el desarrollo de esta tecnología es que el hidrógeno no se encuentra en estado puro, es necesario producirlo a partir de otra fuente de energía. Actualmente se estudian muchos sistemas de producción de hidrógeno, entre los cuales podemos mencionar la gasificación de combustibles. Este proceso permitiría la producción de hidrógeno a partir de combustibles de bajo valor económico, permitiendo comenzar a trabajar en una etapa de aprendizaje y desarrollo tecnológico, posteriormente sería necesario impulsar sistemas que incluyan fuentes renovables de energía junto con procesos electrolíticos para la producción de este gas. Además de mejorar los sistemas de producción también es necesario pensar en los medios de almacenamiento. Los desarrollos actuales en cuanto a este tema se refiere son insuficientes. Hoy por hoy para almacenar grandes cantidades de hidrógeno es necesario una gran cantidad de energía lo que representa un obstáculo para el desarrollo de sistemas portátiles como es el caso de los vehículos.

CAPÍTULO 2:

CELDAS DE COMBUSTIBLE, QUÉ SON, CÓMO FUNCIONAN Y PARA QUÉ SIRVEN.

2.1 Celda de combustible, definición y principio básico de operación.

En 1839 el científico ingles William R. Grove diseño un aparato que servia para generar energía eléctrica de una forma poco habitual. Su autor lo nombró "batería voltaica gaseosa". Esta batería consistía en un recipiente cilíndrico, dentro del cual había disuelto un electrolito hecho a base de una mezcla acuosa de ácido sulfúrico. Sumergidos en el recipiente estaban dos electrodos de platino, uno de ellos conectado a un suministro de hidrógeno y el otro a uno de oxígeno. Grove se dio cuenta que al conectar un foco entre los electrodos, éste resplandecía de una forma tenue pero constante. En un inicio Grove pensó que la corriente eléctrica era simplemente producto del contacto entre los gases y los electrodos, pero en 1843 Christian Friedrich Schoenbein demostró que era producto de una acción química entre el oxígeno y el hidrógeno. En 1937, Baur y Preis retomaron las investigaciones de Grove y diseñaron una celda de combustible que utilizaba un ***óxido sólido de zirconio*** como electrolito, en lugar del ácido sulfúrico utilizado anteriormente. Las temperaturas de operación de estas celdas llegaban hasta los 1100°C.

En 1946 el científico ruso M. Davtyan desarrolló dos celdas de combustible con diferentes características. La primera utilizaba un electrolito sólido hecho a base de ***carbonatos fundidos*** y tenia temperaturas de operación menores a los 700°C. Utilizaba un cátodo de plata y un ánodo de platino–níquel. El segundo diseño utilizó una solución acuosa de ***hidróxido de potasio*** como electrolito, el cual debido a sus propiedades alcalinas provocaba menor corrosión en los electrodos. Ésta celda incorporaba electrodos de carbono y contaba con un recubrimiento de plata en el ánodo y uno de níquel en el cátodo. Estos recubrimientos servían para acelerar las reacciones químicas que sucedían dentro de la celda.

En 1963 la compañía Allis-Chalmers desarrolló una celda de combustible que empleaba hidróxido de potasio como electrolito pero, en lugar de operar con hidrógeno puro, utilizaba ***metanol directamente***. Esta celda producía carbonatos durante su operación debido a que el hidróxido de potasio reaccionaba con el bióxido de carbono que se generaba por la oxidación del metanol. Esto representaba un problema en la operación de la celda, por lo

que en 1965 las compañías Shell y Esso diseñaron una celda que operaba con metanol, pero utilizaba ácido sulfúrico como electrolito. Las celdas de combustible de metanol directo tuvieron muchos problemas con los electrolitos ácidos y alcalinos. Por mucho tiempo permanecieron sin ningún avance en su diseño, hasta que el *Jet Propulsion Laboratory* diseñó una celda de metanol directo que utilizaba al **Nafion™** como electrolito. Este electrolito polimérico fue desarrollado por DuPont para su uso en la industria electroquímica. Un problema que estas celdas presentaron desde sus inicios es que gran parte del metanol cruza hacia el cátodo sin reaccionar, por lo que casi el 30% del combustible se desperdiciaba.

En 1965, la compañía General Electric desarrolló una celda de combustible que utilizó al **Nafion*™*** como electrolito ***pero trabajaba con hidrógeno puro***. Esta celda ofrecía una buena relación entre la resistencia eléctrica y la estabilidad mecánica y se desarrolló para ser incorporada en el programa espacial Gemini de la NASA donde suministró energía eléctrica y agua potable.

En 1976, algunas compañías de gas en Estados Unidos buscaban un nuevo dispositivo que transformara gas natural en electricidad por lo que patrocinaron a la compañía *United Technologies Corporation* para desarrollarlo. Como resultado de este proyecto se diseñó una celda de combustible de 12.5 kW que utilizaba ***ácido fosfórico*** como electrolito, operando con gas natural en lugar de hidrógeno.

Una celda de combustible convierte energía química en energía eléctrica. Se alimenta con hidrógeno y oxígeno para producir una corriente eléctrica, agua y calor. Es similar a una batería, aunque en lugar de almacenar energía, la produce en forma instantánea mientras el hidrógeno se esté suministrando (Hoffmann, 2002). En la figura 2.1 se muestra la estructura básica de una celda de combustible de placas planas.

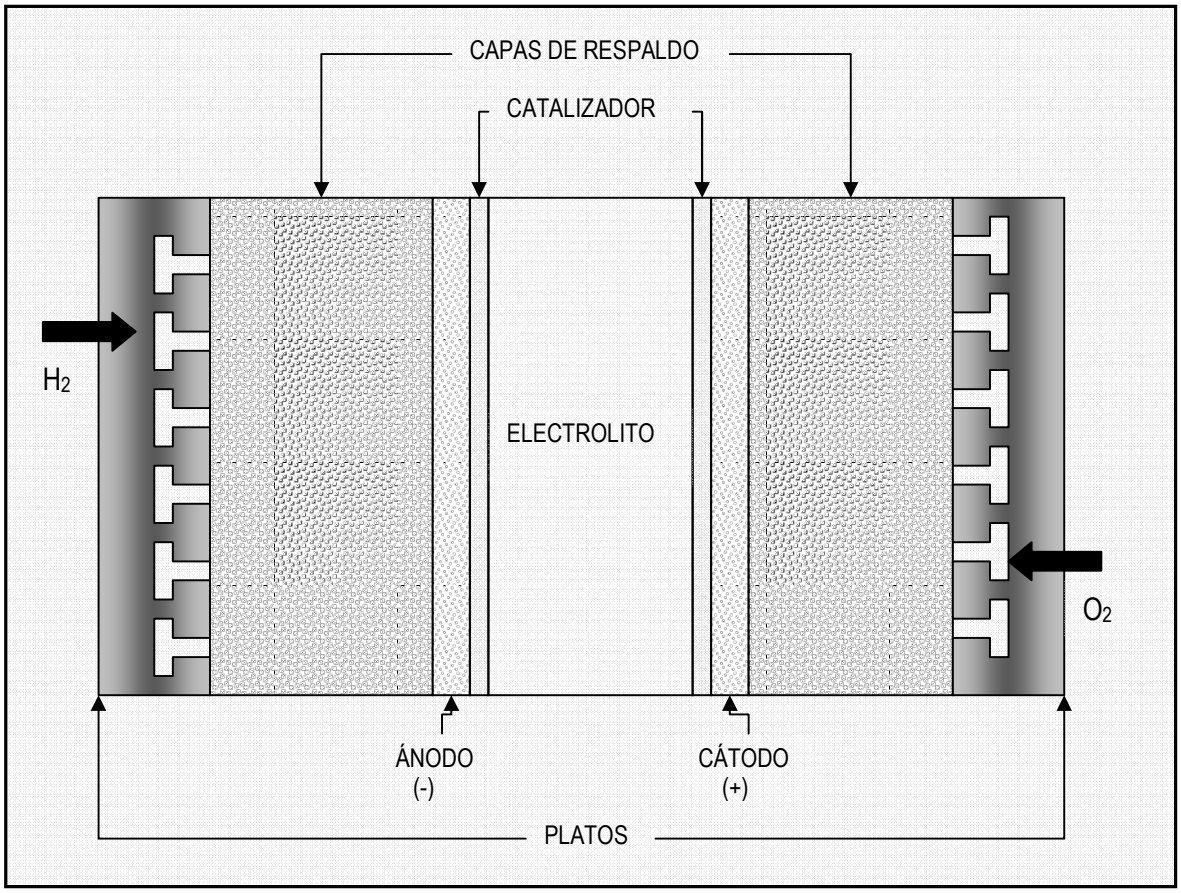

Figura 2.1, Corte transversal de una celda de combustible sin operar.
Fuente: El autor

Los **electrodos,** "ánodo y cátodo" son placas conductoras que en el caso de las celdas de combustible se fabrican generalmente con carbono. Éstos guían a los electrones producidos por la reacción electroquímica que sucede en el interior de la celda. La reacción consta de una oxidación que sucede en el ánodo y una reducción que acontece en el cátodo.

En la celda de combustible el **catalizador** es una sustancia que acelera las reacciones que suceden en los electrodos sin alterar el producto final de éstas. Dependiendo de la temperatura de operación de las celdas de combustible se puede utilizar platino, níquel o rutenio. Cuando se utiliza un catalizador, es esencial contar con hidrógeno puro para no dañarlo.

El **electrolito** es un conductor iónico que permite únicamente la transferencia de iones entre los electrodos. Pueden ser ácidos, bases, sales fundidas o polímeros sólidos (Fullea, 1994).

Las **capas de respaldo** permiten aprovechar mejor la corriente que se desplaza por los electrodos ya que permiten incrementar el área de flujo de los electrones. Son fabricadas con un material poroso a base de carbono el cual ayuda a la libre circulación del hidrógeno, del oxígeno y del agua. Regularmente cuentan con un recubrimiento de Teflon™, el cual fortalece su estructura y facilita la expulsión del agua producida durante la reacción electroquímica (Giorgi et al, 1998).

Los **dispersores o platos** son elementos que proporcionan campos de flujo para el hidrógeno y el oxígeno a través de canales establecidos en su diseño. Ellos están unidos a las capas de respaldo bajo presión y son fabricados con un material ligero, fuerte e impermeable a gases como el grafito.

El principio básico de operación de una celda de combustible puede expresarse por medio de las siguientes reacciones químicas en los electrodos:

Reacción en el ánodo:	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$
Reacción en el cátodo:	$1/2O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$
Reacción Global:	$H_2 + 1/2O_2 \rightarrow H_2O$

En el ánodo, las moléculas de hidrógeno se dividen en protones y electrones, debido a la reacción que ocurre entre el material del electrodo y el hidrógeno. Esta reacción se produce por la diferencia de potencial que existe entre el ánodo y el cátodo. El rompimiento molecular del hidrógeno se puede acelerar añadiendo una capa de catalizador a los electrodos o incrementando la temperatura de operación de la celda. Únicamente los protones (H^+) producidos en el ánodo pueden dirigirse hacia el cátodo a través del electrolito, mientras que los electrones (e^-) para llegar al cátodo, se desplazan a través de un circuito externo (Figura. 2.1) creando a su paso un flujo de corriente eléctrica. En el cátodo

los protones y los electrones se reúnen nuevamente y reaccionan con oxígeno proveniente del aire produciendo agua y calor.

Para que las celdas de combustible operen óptimamente, es preferible utilizar hidrógeno puro, aunque si no se tiene acceso a él es posible utilizar hidrocarburos o alcoholes, los cuales deben ser transformados a una mezcla gaseosa rica en hidrógeno y con muy bajos niveles de CO. Éste proceso se realiza dentro de reactores o reformadores externos que inevitablemente agregan peso, volumen y costo al sistema en el que se van a utilizar. (Hoffmann, 2002).

Los niveles de CO que pueden tolerar las celdas de combustible dependen del tipo de catalizador utilizado y del nivel de reactividad de los electrolitos, el cual varía en cada uno de los tipos de celdas. Los efectos del CO en las celdas de combustible son los siguientes:

- En el ánodo, las moléculas de CO saturan la estructura del catalizador impidiendo que la oxidación del hidrógeno se lleve a cabo.

- En el caso de los electrolitos hechos a base de hidróxidos, la presencia de CO puede ocasionar que éstos se transformen en carbonatos, impidiendo que la transferencia iónica pueda llevarse a cabo.

- En el cátodo los niveles de CO representan un problema menor, debido a la presencia de oxígeno el cual oxida al CO en CO_2 rápidamente y el catalizador no se llega a dañar, permitiendo que la reducción del oxígeno ocurra sin ningún problema.

Cada celda de combustible, dependiendo de su diseño, tiene un valor determinado de voltaje. Cuando una aplicación requiere de una cantidad mayor, ésta se puede lograr conectando en serie tantas unidades de celdas como sea necesario. Por ejemplo, un motor eléctrico típico necesita de 300 volts, tomando en cuenta un voltaje unitario de 0.7 volts por celda, serían necesarias 429 celdas de combustible unitarias conectadas en serie para satisfacer el voltaje requerido.

Una manera de disminuir el volumen y el peso de un arreglo de celdas de combustible de altos voltajes es utilizar un "plato bipolar" el cual proporciona canales para el suministro de hidrógeno y oxígeno al mismo tiempo y sustituye a los dos dispersores, necesarios, entre cada celda. Éste plato debe separar eficazmente una celda de otra y se debe construir con un material que sea buen conductor eléctrico e impermeable a gases. En el extremo del arreglo de las celdas de combustible se colocan platos terminales que conducen a los electrones hacia el circuito externo (Figura. 2.2).

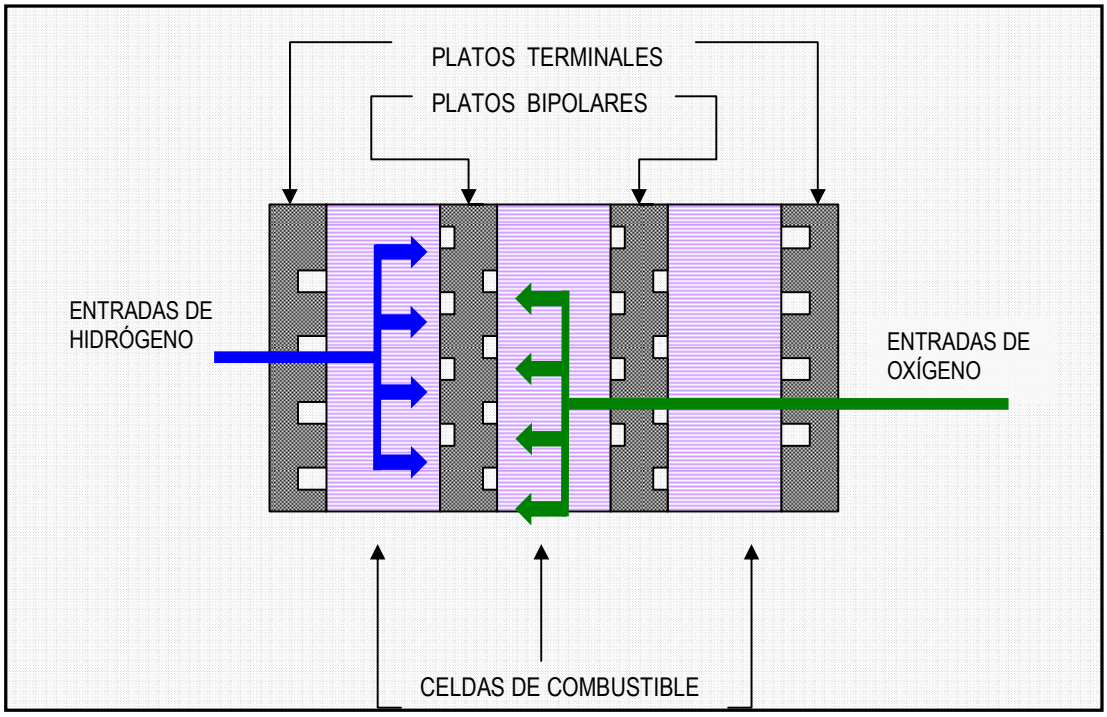

Figura 2.2, Ejemplo de un arreglo de celdas de combustible donde se aprecian 3 unidades, 2 platos bipolares y 2 platos terminales.

Fuente: El autor.

En las celdas de combustible, la densidad de potencia establece la cantidad de energía entregada por unidad de área y se determina multiplicando la densidad de corriente por el voltaje de la celda, su unidad de medición son los W/cm^2. La densidad de corriente esta relacionada con la velocidad de transferencia de los iones en el electrolito. Sí variamos la densidad de corriente en una celda de combustible variamos también la densidad de

potencia. Para modificar la densidad de corriente en una celda de combustible podemos variar los siguientes parámetros:

- La diferencia de potencial entre ánodo y cátodo.
- La temperatura de operación de la celda.
- La utilización de catalizadores en los electrodos.

2.2. Tipos de celdas de combustible.

En la actualidad alrededor del mundo empresas o centros de investigación (Anexo II.1) desarrollan principalmente seis diferentes tipos de celdas de combustible.

- Con Membrana de Intercambio Protónico.
- Alcalinas.
- De Ácido Fosfórico.
- De Carbonato Fundido.
- De Óxido Sólido.
- De Metanol Directo.

Las celdas de combustible se clasifican en base al electrolito utilizado, el cual define la temperatura de operación en ellas. En los siguientes párrafos se describe cada uno de los tipos, enfatizando su principio de operación y principales aplicaciones.

2.2.1. Celda de Combustible con Membrana de Intercambio Protónico (PEMFC por sus siglas en inglés).

2.2.1.1. Principio de operación

Las celdas tipo PEM utilizan como electrolito una membrana polimérica muy delgada y altamente conductora. Típicamente tiene un espesor que varía de 50 a 175 µm. Para que pueda ocurrir el transporte iónico, a través de las membranas, deben estar perfectamente humedecidas con agua, ya que permite que los iones fluyan a través de la membrana. La membrana polimérica sólo permite el paso de los iones positivos de hidrógeno y por su baja reactividad es necesario el uso de un catalizador. El principio de operación de la celda de PEM es igual al descrito en el punto 2.1.

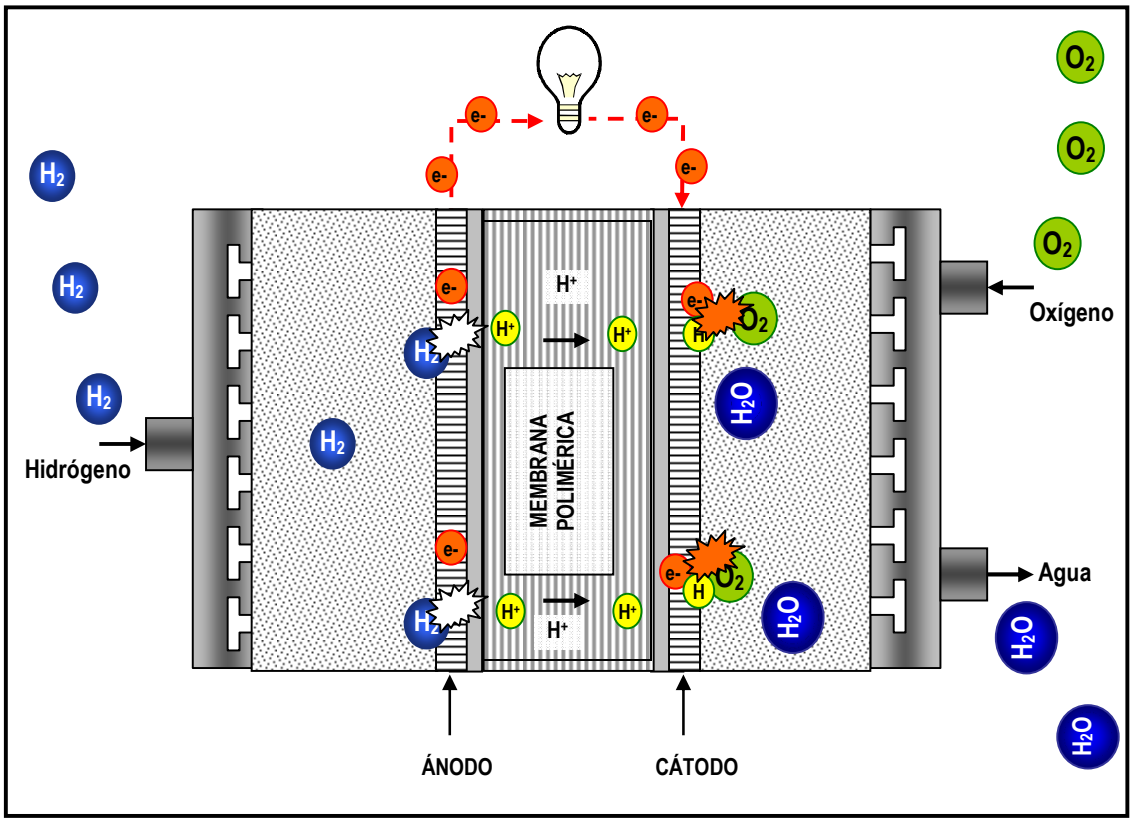

Figura 2.3, Funcionamiento de una celda de combustible con membrana de intercambio protónico.

Fuente: El autor.

Las celdas tipo PEM operan a temperaturas que oscilan entre los 80°C y los 100°C. Para que el agua adsorbida por la membrana no se evapore, las celdas deben contar con un sistema de refrigeración que mantenga a la membrana con una temperatura por debajo del punto de ebullición del agua. Al mismo tiempo que el agua, producida en el cátodo, debe ser expulsada rápidamente (Figura. 2.3) para evitar que se acumule, por que si no el oxígeno no tendrá espacio para entrar y la reacción de reducción no se llevaría a cabo (Kiehne, 2003).

Las membranas poliméricas aún cuando son muy delgadas, separan el hidrógeno del oxígeno con eficiencia. Esto permite fabricar arreglos compactos con altas densidades de potencia. Su espesor ofrece bajos niveles de resistencia ohmica que se traducen en pequeñas caídas de voltaje. El material con que regularmente son fabricadas es el Nafion™ (McAlister, 2003).

En las celdas PEM el catalizador, que es platino, es el elemento más caro del arreglo. Actualmente la cantidad de platino utilizado en las celdas poliméricas es de aproximadamente 0.5 mg por cm^2 de membrana y su precio promedio alcanza los 28 dólares americanos por gramo (Lee, 2005). El segundo elemento más caro de las celdas tipo PEM es la membrana polimérica. En el caso del Nafion™ el costo aproximado es de 950 dólares americanos por m^2 (Prince, 2005).

Sí se consideran únicamente los costos del catalizador y la membrana dados anteriormente, en un arreglo de celdas con una densidad de potencia de 1 W/cm^2, el costo aproximado por kW será de 109 dólares americanos.

Las celdas tipo PEM cuentan con las siguientes características de operación (Hoffmann, 2002).

- Tienen la habilidad de producir grandes cantidades de potencia instantáneamente

- Su temperatura inicial de operación puede estar cercana al punto de congelación del agua.
- Tienen alta densidad de potencia

Estas celdas están teniendo un gran progreso en aplicaciones móviles. Recientemente numerosas empresas se han enfocado a desarrollar diseños que permitan reducir los costos. Hasta ahora **Ballard** es la empresa líder en el ramo y dentro de sus innovaciones más importantes destaca el AvCarb™ (poliacrylonitrileno) que es un material a base de fibras de carbono diseñado para fabricar capas de respaldo. Éste permite un mayor flujo de hidrógeno y oxígeno hacia la membrana con un nivel de conductividad eléctrica mayor que los materiales a base de carbono (Ballard, 2003). Ballard también desarrollo una membrana polimérica llamada BAM 3G™ la cual es más barata que el Nafion™ con una vida útil de 15 000 horas (Hoogers, 2003). La empresa **Nuvera** también ha contribuido a la evolución de las celdas tipo PEM, actualmente cuenta con la patente (US 6835477, 2004) de platos bipolares fabricados con materiales metálicos que tienen una resistencia ohmica muy baja y que permiten diseños más delgados que los obtenidos con platos de grafito.

2.2.1.2. Principales aplicaciones

Las celdas tipo PEM pueden alcanzar eficiencias de hasta un 50%. Su principal aplicación es suministrar energía eléctrica a sistemas de potencia de automóviles (Figura 2.4). Entre los sistemas de potencia más importantes podemos destacar los siguientes:

El sistema **Andromeda™** desarrollado por la empresa Nuvera para suministrar potencia a vehículos compactos. Actualmente forma parte de varios vehículos prototipo, principalmente de la marca italiana Fiat.

El sistema **Xcellis™** desarrollado por Ballard para suministrar potencia a todo tipo de vehículos. El modelo Xcellis™ HY-205 es para vehículos pesados con necesidades de grandes cantidades de potencia instantánea. El programa de Transporte Urbano Limpio

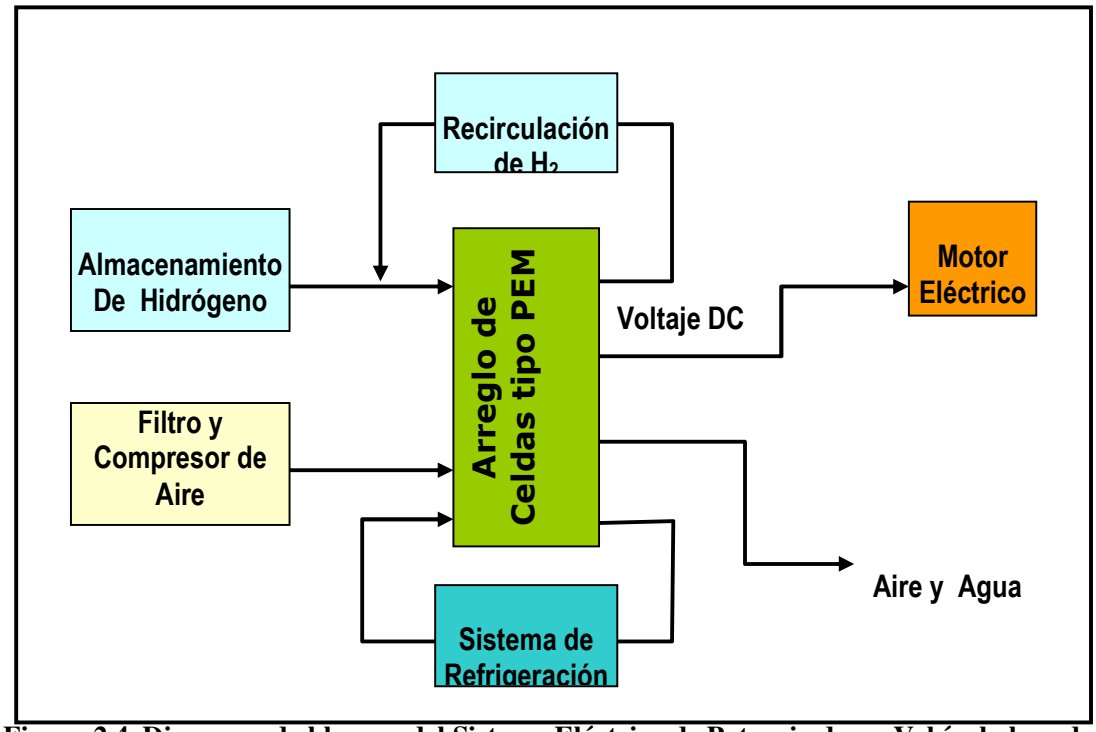

Figura 2.4, Diagrama de bloques del Sistema Eléctrico de Potencia de un Vehículo basado en celdas tipo PEM.

Fuente: El autor.

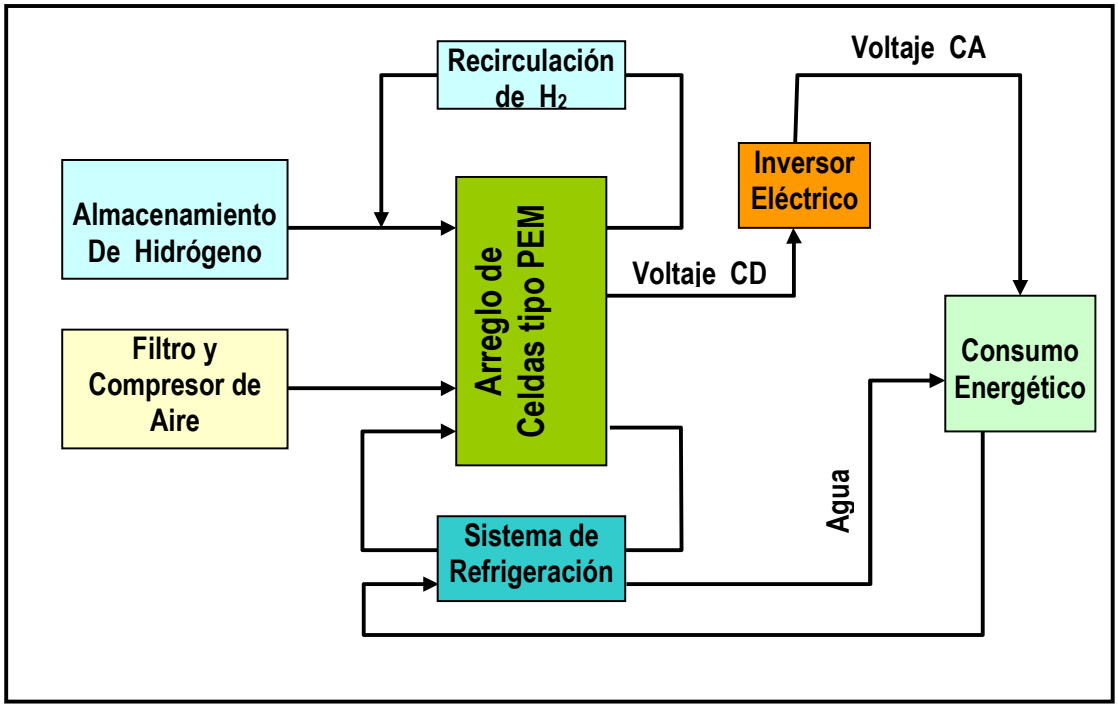

Figura 2.5, Diagrama de bloques del Sistema Portátil de Potencia basado en celdas tipo PEM.

Fuente: El autor.

para Europa CUTE (por sus siglas en inglés) ha puesto en circulación 30 autobuses Mercedes Benz modelo "Citaro" impulsados con sistemas Xcellis™ HY-205, suministrados por Ballard a 9 ciudades europeas y China. Este proyecto permitirá corregir errores en los diseños anteriores del sistema Xcellis y proporcionará información técnica valiosa (Faltenbacher, 2004).

Las celdas tipo PEM tienen también aplicaciones en sistemas portátiles de potencia (Figura 2.5), como es el caso de los módulos **HyPORTC™** y **HyUPS™** de la empresa **Hydrogenics**, los cuales pueden entregar 500W y 32 kW respectivamente. Estos sistemas tienen una eficiencia aproximada del 50% y son abastecidos con hidrógeno líquido o gaseoso.

2.2.2. Celda de Combustible Alcalina (AFC por sus siglas en inglés).

2.2.2.1 Principio de operación

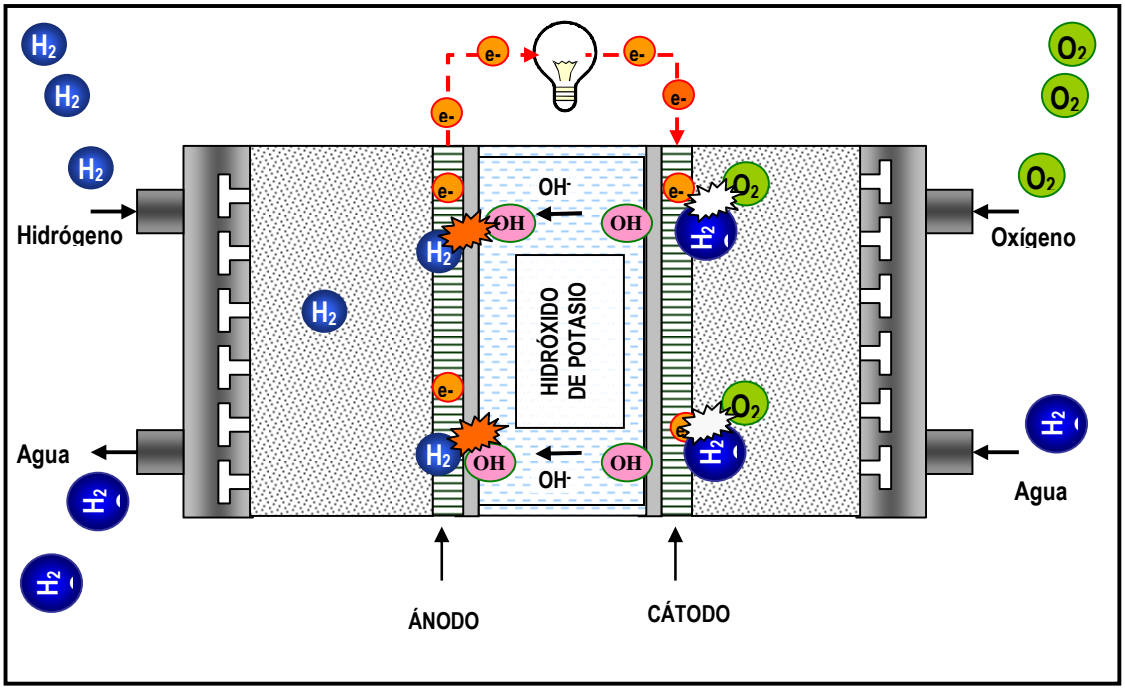

Figura 2.6, Funcionamiento de una celda de combustible alcalina
Fuente: El autor.

Las celdas alcalinas utilizan como electrolito una solución acuosa hecha a base de hidróxido de potasio (KOH). Este tipo de electrolito es muy susceptible a envenenarse con CO y CO_2, por esta razón las celdas alcalinas deben operar únicamente con hidrógeno y oxígeno de muy alta pureza. Las celdas alcalinas tienen un principio de operación regido por las siguientes reacciones:

Reacción en el ánodo:	$H_2 + 2(OH)^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$
Reacción en el cátodo:	$1/2O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2(OH)^-$
Reacción Global:	$H_2 + 1/2O_2 \rightarrow H_2O$

En este caso la reacción en el cátodo es la primera en ocurrir, ahí el oxígeno se combina con agua para formar iones de hidróxilo (OH^-). Las propiedades electrolíticas del KOH permiten únicamente el flujo de iones de OH^- desde el cátodo hacia el ánodo. En el electrodo negativo (ánodo) la molécula de hidrógeno se separa en protones y electrones. Los primeros reaccionan en el ánodo con los iones de hidróxilo generando agua y calor que son expulsados posteriormente. Los electrones se dirigen hacia el cátodo a través de un circuito externo creando un flujo de corriente eléctrica a su paso (Figura. 2.6). Las temperaturas de operación de las celdas alcalinas oscilan entre los 90°C y los 100°C. Debido a la poca reactividad del electrolito se debe utilizar en sus electrodos una capa de catalizador. Las características de operación de las celdas alcalinas son:

- Utiliza poco catalizador.
- Sus temperaturas de operación son bajas.
- Su densidad de potencia es alta.

2.2.2.2. Principales aplicaciones.

Las AFC alcanzan eficiencias de hasta un 50%. Su principal aplicación es suministrar energía eléctrica a vehículos submarinos y espaciales (Figura. 2.7). Una desventaja de las celdas alcalinas con respecto a los otros tipos de celdas es que no pueden operar con aire directamente, necesitan utilizar oxígeno puro.

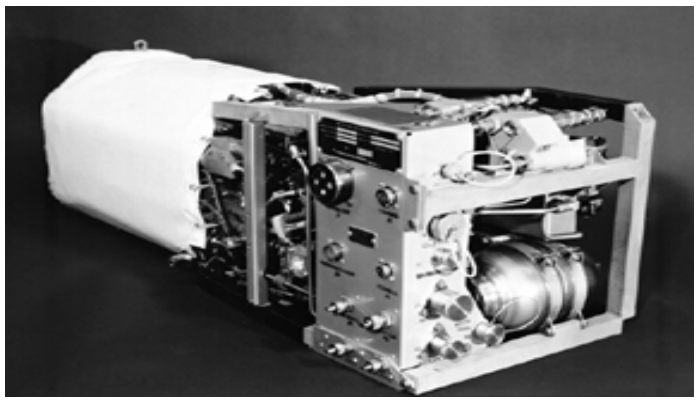

Figura 2.7 Sistema de potencia basado en celdas alcalinas utilizado por la Nasa
Fuente:www.nasa.gov/fuelcells.

2.2.3. Celda de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC por sus siglas en ingles).

2.2.3.1. Principio de operación

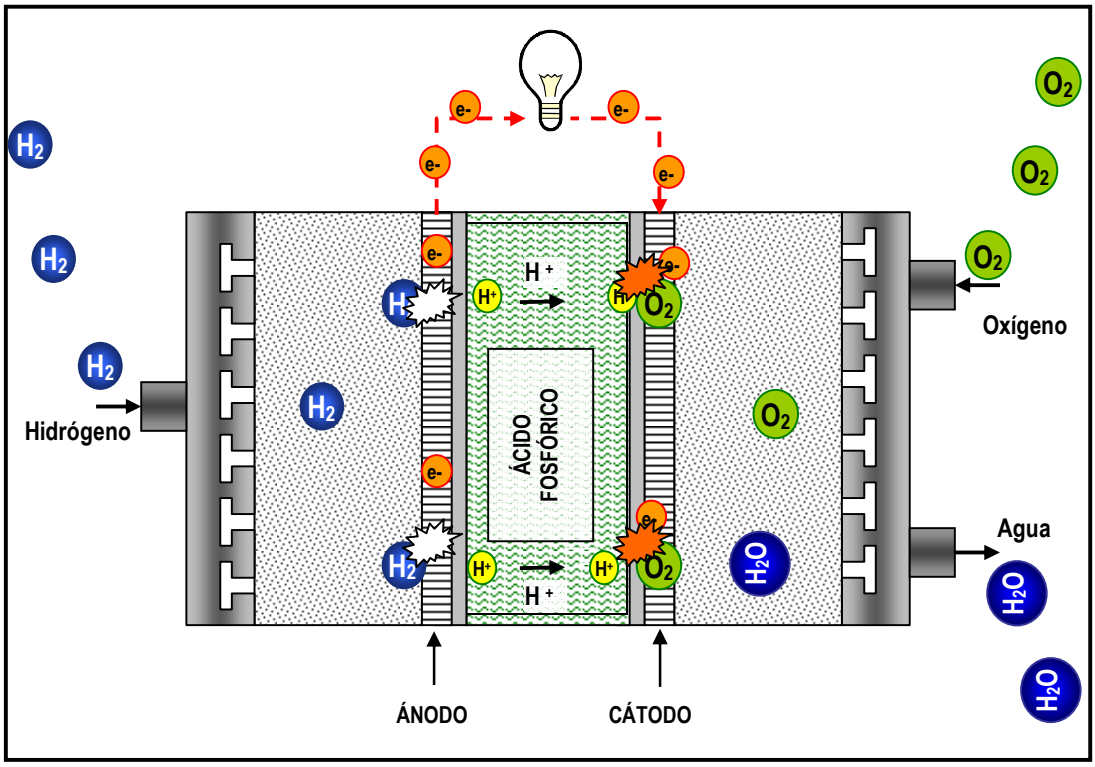

Figura 2.8, Funcionamiento de una celda de combustible de ácido fosfórico.
Fuente: El autor.

Las PAFC utilizan ácido fosfórico como electrolito. Su principio de operación (Figura 2.8) es similar al descrito en el punto II.1. La temperatura de operación de estas celdas oscila entre los 150°C y los 200°C. Debido al nivel de reactividad del electrolito, es necesario utilizar una capa de catalizador en sus electrodos. A diferencia de las PEMFC y las AFC, las celdas de ácido fosfórico pueden tolerar concentraciones de CO_2 en el hidrógeno cercanas al 3% (Hoffmann, 2002)

Para operar óptimamente, el electrolito de ácido fosfórico debe mantener un espesor de 0.1 – 0.2 mm. Para lo cual se utiliza regularmente carburo de silicio. Éste ocasiona que aumente el peso y volumen de estas celdas, además sus densidades de potencia son bajas.

El electrolito de ácido fosfórico debe mantener una temperatura de operación, aunque la celda de combustible se encuentre inactiva, de por lo menos 45°C, de lo contrario el electrolito podría solidificarse imposibilitando la transferencia iónica (Kiehne, 2003).

Las características de operación de las PAFC son:

- Soporta concentraciones de CO cercanas al 3% en el hidrógeno.
- El hidrógeno puede ser de la reformación de hidrocarburos.
- Tienen bajas densidades de potencia

2.2.3.2. Principales aplicaciones

La eficiencia de las celdas de ácido fosfórico es de aproximadamente 40%. Debido a la temperatura mínima de operación y la baja densidad de potencia de los arreglos las principales aplicaciones de este tipo de celdas son las unidades estacionarias de generación de energía eléctrica.

“El PAFC Project Demostration” es uno de los principales proyectos donde se probó el desempeño de las PAFC en sistemas estacionarios de potencia. Éste fue desarrollado por el

departamento de defensa de Estados Unidos. En este proyecto se instalaron unidades de generación de potencia con celdas de ácido fosfórico en 30 instalaciones de la armada, la marina y la fuerza aérea. (Herman, 2003)

La empresa United Technologies Corporation (UTC por sus siglas en inglés) desarrolla plantas estacionarias de potencia que integran celdas de ácido fosfórico. Estas plantas obtienen hidrógeno a través de la reformación de gas natural. Actualmente ya se encuentran disponibles plantas, de este tipo, de manera comercial.

2.2.4. Celda de Combustible de Carbonato Fundido (MCFC por sus siglas en inglés).

2.2.4.1. Principio de operación.

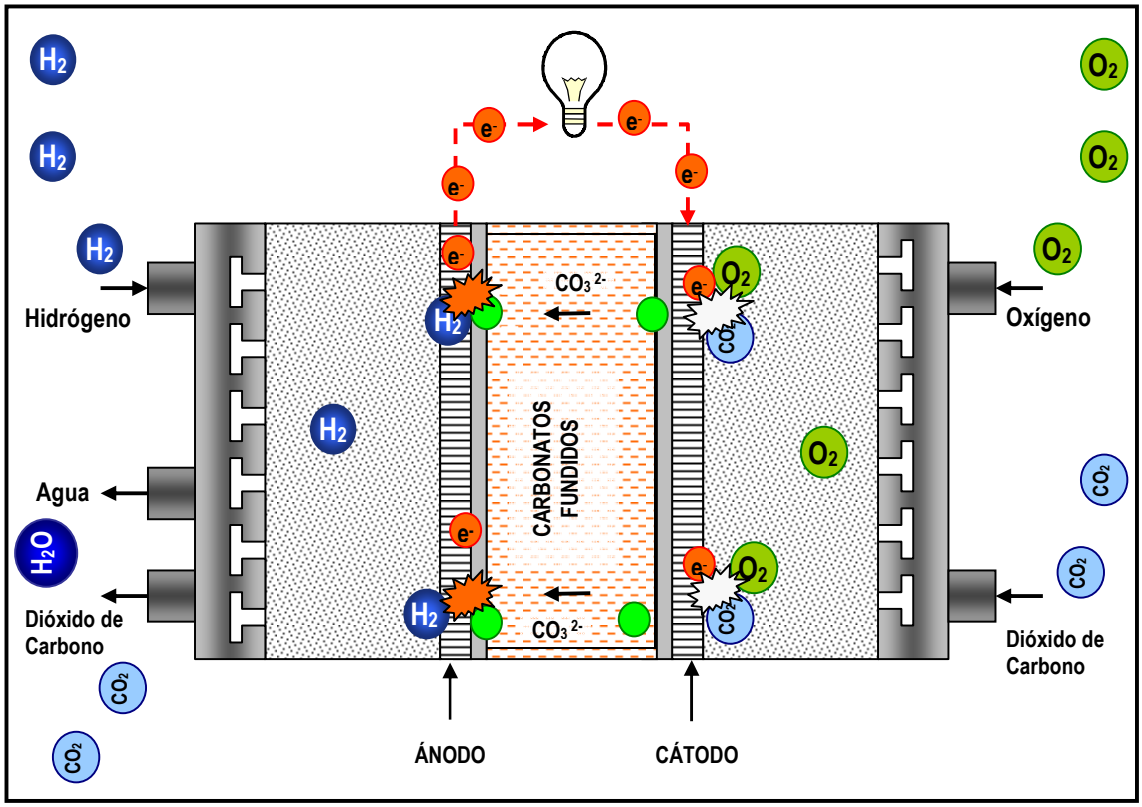

Figura 2.9. Funcionamiento de una celda de combustible de carbonato fundido.
Fuente: El autor.

Estas celdas utilizan una mezcla de sales de carbonato fundidas como electrolito. La mezcla se hace principalmente a base de litio, potasio y sodio. El principio de operación de las MCFC esta determinado por las siguientes ecuaciones:

Reacción en el ánodo:	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$
Reacción en el cátodo:	$1/2O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$
Reacción Global:	$H_2 + 1/2O_2 + CO_2 \rightarrow H_2O + CO_2$

Las dos reacciones que suceden en los electrodos ocurren simultáneamente. En el cátodo, el oxígeno reacciona con el dióxido de carbono (CO_2) y con los electrones provenientes del ánodo produciendo trióxido de carbono (CO_3^{2-}), éste es transportado a través del electrolito hacia el ánodo. En el ánodo la molécula de hidrógeno se divide en protones y electrones, debido al fenómeno descrito en el punto 2.1. Los protones se mezclan con el trióxido de carbono produciendo agua y dióxido de carbono. Los electrones se dirigen hacia el cátodo por un circuito externo generando una corriente eléctrica (Figura 2.9).

Las MCFC tienen temperaturas de operación que oscilan entre los 600°C y los 1000°C las cuales permiten que las reacciones en los electrodos ocurran más rápido y con una mínima cantidad de catalizador. En estas celdas es posible utilizar catalizadores menos reactivos como el níquel. Una de las ventajas de manejar altas temperaturas de operación es que en lugar de hidrógeno puro se puede usar gas natural, el cual a temperaturas mayores a 600ºC y mezclado con agua produce un gas rico en hidrógeno (syngas) además de CO_2 (Parkash, 2003). A este proceso se le denomina de reformación interna. Una de las desventajas de las altas temperaturas es que promueve la corrosión y rupturas de sus componentes (Hirschencofer, 1998).

Las características de operación de las celdas MCFC son:

- Puede utilizar Gas natural en lugar de hidrógeno.

- Usan cantidades pequeñas de catalizador.
- Tiene bajas densidades de potencia.
- No requieren de un reformador externo.

2.2.4.2. Principales aplicaciones.

La eficiencia de las MCFC es de aproximadamente 60%. Debido a sus altas temperaturas de operación y sus bajas densidades de potencia, las celdas de carbonato fundido tienen su principal aplicación en grandes unidades de generación de energía eléctrica. Utilizando el calor generado por la celda de combustible para calentar vapor de agua y es conducirlo posteriormente a una turbina, con lo cual es posible aumentar la eficiencia del sistema completo hasta un 85% (Herman, 2003).

La empresa FuelCell Energy (FCE) es el líder en el segmento de celdas de combustible de altas temperaturas de operación. Actualmente ha puesto en marcha varias unidades de potencia a base de celdas de carbonato fundido de 250 kW en diferentes proyectos alrededor del mundo (EG&G Technical Services, 2002).

El departamento de energía de Estados Unidos (DOE) junto con FCE lleva a cabo dos proyectos que integran MCFC a sistemas de turbinas de gas. El primer proyecto desarrolla un sistema híbrido que integra una celda de carbonato fundido de 250 kW con una turbina de gas de 60 kW y el segundo esta demostrando dos unidades de celdas de carbonato fundido de 1 MW las cuales utilizan gas de síntesis producido por una Central de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada de 265 MW (Scheemaker, 2005).

2.2.5. **Celda de Combustible de Oxido Sólido** (SOFC por sus siglas en inglés).

2.2.5.1. Principio de operación.

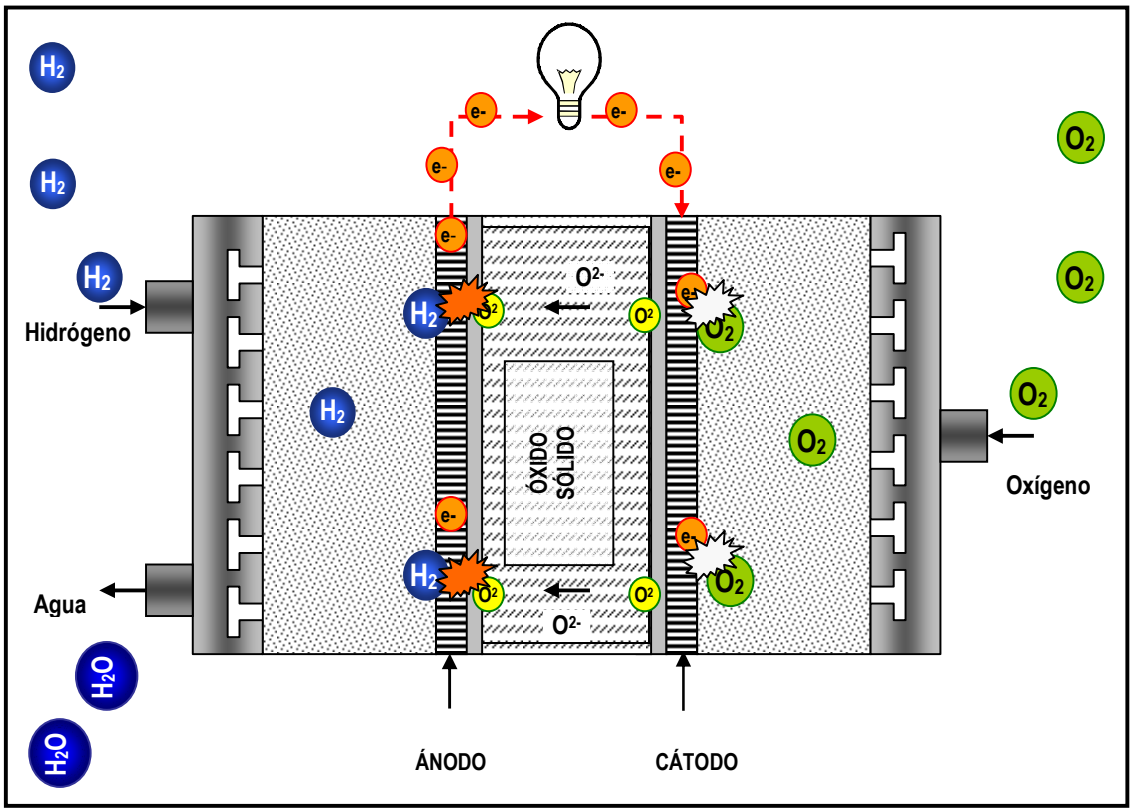

Figura 2.10 Funcionamiento de una celda de combustible de óxido sólido
Fuente: El autor.

Las SOFC tienen las mismas características de operación que las MCFC aunque éstas utilizan un óxido cerámico sólido como electrolito, como el óxido de zirconio (ZrO_2) con pequeñas cantidades de óxido de itrio (Y_2O_3). Las reacciones que ocurren en sus electrodos se rigen por las siguientes ecuaciones:

Reacción en el ánodo:	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$
Reacción en el cátodo:	$1/2O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$
Reacción Global:	$H_2 + 1/2O_2 \rightarrow H_2O$

En el cátodo el oxígeno se combina con los electrones generados en el ánodo para formar iones negativos de oxígeno (O^{2-}). Las propiedades electrolíticas del ZrO_2 permiten, únicamente, el flujo de iones de O^{2-} desde el cátodo hacia el ánodo. En el ánodo la molécula de hidrógeno se separa en protones y electrones debido a las reacciones de oxidación y reducción que ocurren en los electrodos. Los protones reaccionan con los iones de oxígeno generando agua y calor, los electrones se transportan hacia el cátodo a través de un circuito externo creando un flujo de corriente eléctrica a su paso (Figura. 2.10).

Las temperaturas de operación de las SOFC fluctúan entre los 800°C y los 1000°C. Las altas temperaturas ocasionan que las reacciones electroquímicas se lleven a cabo rápidamente sin la necesidad de una gran cantidad de catalizador. Estas celdas pueden utilizar gas natural en lugar de hidrógeno. En las SOFC, las temperaturas de operación ocasionan corrosión y rupturas en los componentes de la celda (Hirschenhofer, 1998).

Las celdas SOFC cuentan con un diseño tubular (Figura. 2.11), su principio de operación es el mismo que el de una celda con placas planas, la diferencia radica en que el diseño tubular permite que el aire fluya en el interior de la celda y el hidrógeno fluya por el exterior. Una celda tubular pude entregar normalmente desde 900 mV hasta 1 V (Herman, 2003).

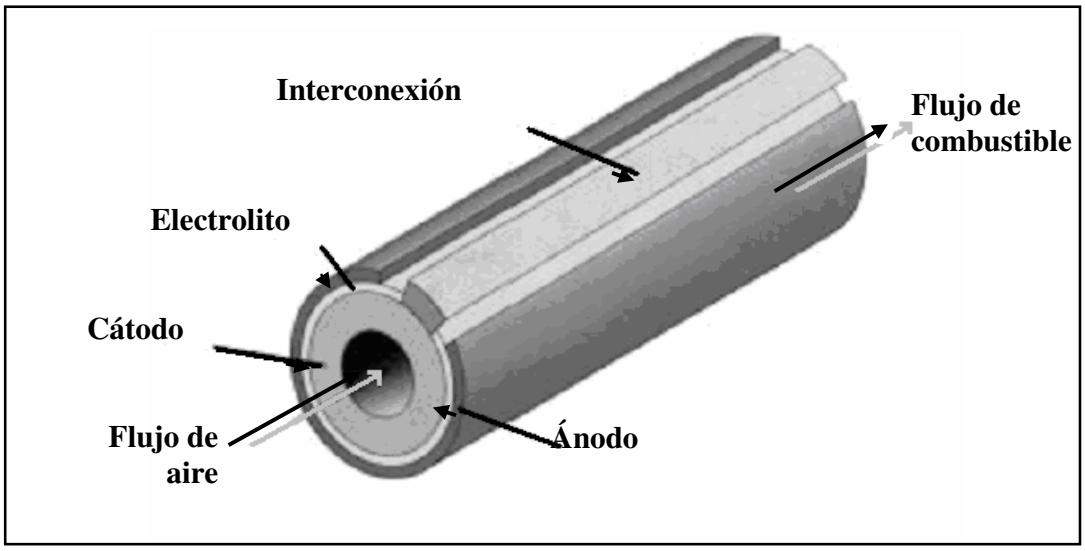

Figura 2.11, Partes que constituyen una celda de combustible de óxido sólido tubular.
Fuente: Hirschenhofer, 1998.

Con las SOFC y las MCFC es posible diseñar sistemas híbridos que integren una celda de combustible con una turbina de gas (Figura 2.12). En estos sistemas es posible obtener voltaje de corriente directa (VCD) y alterna (VCA) al mismo tiempo. El VCA es generado por las turbinas y el VCD es producido por la celda de combustible. Los sistemas *Celda de combustible / Turbina de gas* (*CC / TG*) requieren que el aire y el gas natural se sometan a un proceso de compresión antes de dirigirse a la celda.

Las características de operación de las celdas SOFC son:

- Utilizan Gas natural en lugar de hidrógeno.
- Requieren de cantidades pequeñas de catalizador.
- Tiene bajas densidades de potencia.
- El diseño de la celda puede ser tubular o plana.

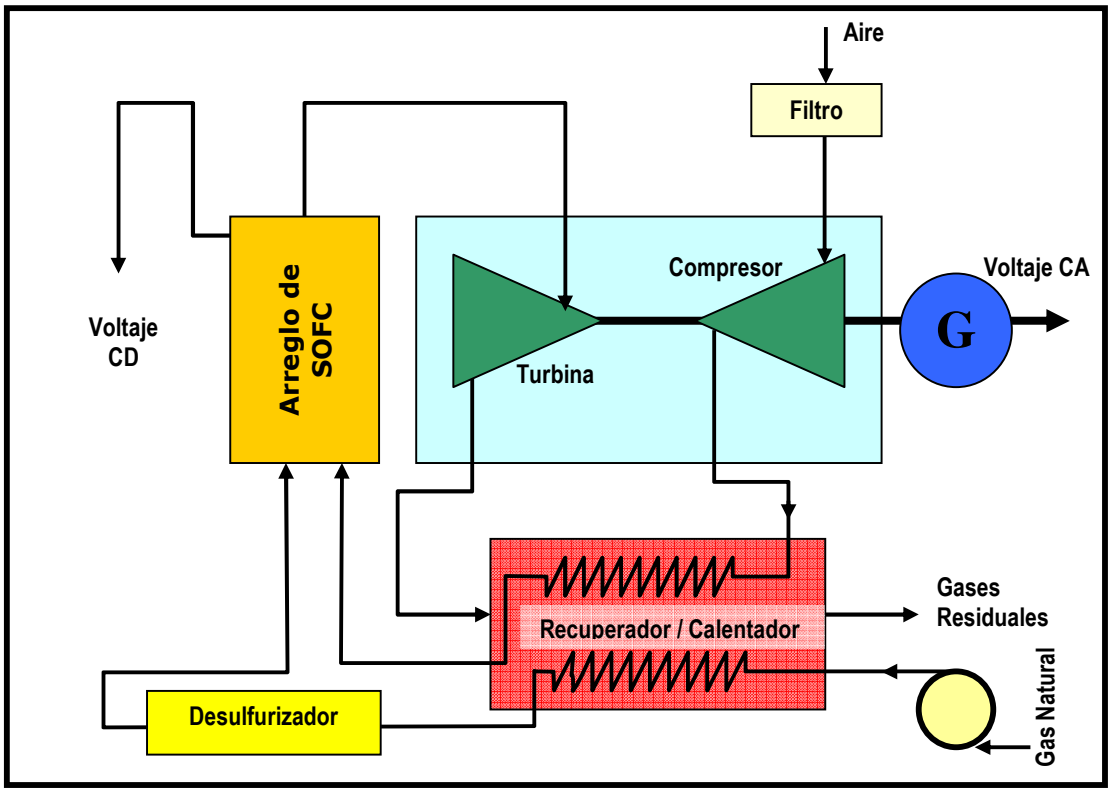

Figura 2.12, Diagrama de operación de un sistema híbrido SOFC/Turbina de gas
Fuente: www.siemenswestinghouse.com/en/fuelcells/hybrid/.

2.2.5.2. Principales aplicaciones.

Las SOFC pueden alcanzar niveles de eficiencia de hasta un 60% y su principal aplicación es la generación de electricidad en grandes unidades de potencia. Los arreglos de SOFC tubulares generalmente forman parte de sistemas híbridos *CC / TG* donde es posible alcanzar niveles de eficiencia de hasta un 85% (Herman, 2003).

Las compañías líderes en el desarrollo de sistemas híbridos *CC / TG* son (EG&G Technical Services, 2002):

- Siemens Westinghouse
- Sulzer Hexis
- FuelCell Energy
- Fuji Corporation
- Tokio Electric Power

El Laboratorio Nacional de Tecnología Energética de Estados Unidos (NETL por sus siglas en inglés) y FCE se encuentran desarrollando un proyecto *SOFC / Turbina de gas*. En este proyecto se espera que la celda de combustible opere bajo presiones atmosféricas, por lo que el uso de compresores y quemadores de alta presión no son necesarios. El gas natural es suministrado con una presión de 15 psig (Presión normal de una tubería de gas) y el oxígeno se obtiene directamente del aire de la atmósfera (Lee et al, 2004).

2.2.6. Celda de Combustible de Metanol Directo (DMFC por sus siglas en inglés).

2.2.6.1. Principio de operación.

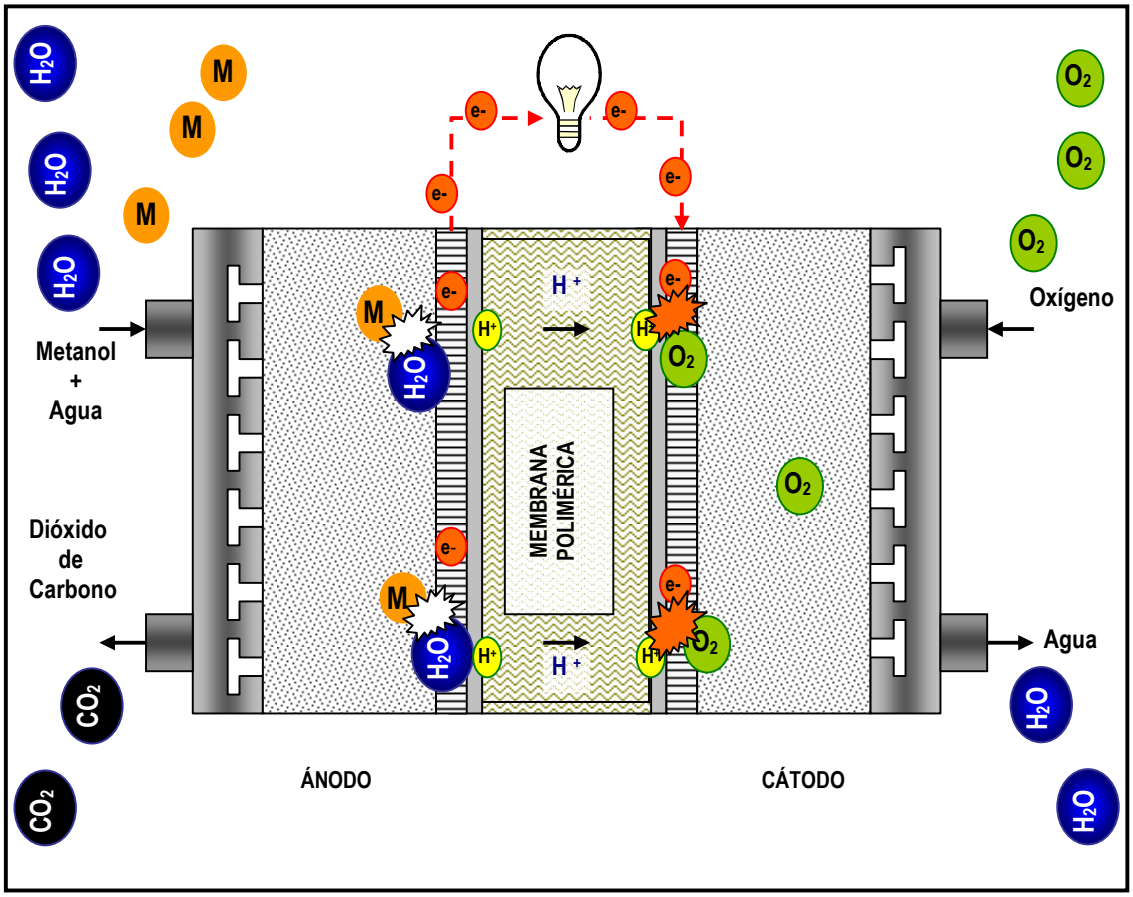

Figura 2.13, Funcionamiento de una celda de combustible de metanol directo
Fuente: El autor.

Estas celdas utilizan una membrana polimérica como electrolito, y una mezcla de metanol y agua en lugar de hidrógeno. Las reacciones que rigen su principio de operación son las siguientes:

Reacción en el ánodo:	$CH_3HO + H_2O \rightarrow CO_2 + 6e^- + 6H^+$
Reacción en el cátodo:	$3/2O_2 + 6e^- + 6H^+ \rightarrow 3H_2O$
Reacción Global:	$CH_3HO + 3/2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$

En el ánodo se mezcla el metanol con agua y se producen protones, electrones y dióxido de carbono. La división molecular de la mezcla metanol-agua es provocada por las reacciones químicas que suceden en el ánodo y el cátodo. Los protones se trasladan hacia el cátodo a través de la membrana polimérica. Los electrones no pueden desplazarse hacia el cátodo a través de la membrana debido a su carga eléctrica negativa, por esa razón circulan por un circuito externo, creando a su paso un flujo de corriente eléctrica. En el cátodo se combinan nuevamente los protones y electrones que reaccionan con el oxígeno proveniente del aire produciendo agua y calor. Las temperaturas de operación de las DMFC oscilan entre los 80°C y los 100°C. (Figura. 2.12).

La tecnología de las DMFC tiene tres desventajas principales. La primera se debe a que casi el 30% del metanol que se suministra cruza la membrana sin haber reaccionado en el ánodo por lo que se desperdicia. La segunda, se debe a que la oxidación del metanol produce aldehídos o ácidos, que ocasionan que el catalizador se envenene. La tercera desventaja es que la mezcla metanol-agua requiere de grandes cantidades de catalizador para poder acelerar su división molecular, incrementando considerablemente los costos del sistema. (Thomas y Zalbowitz, 1999).

El metanol ofrece muchas ventajas sobre el hidrógeno en cuanto a almacenamiento y distribución ya que puede ser almacenado en tanques similares a los utilizados actualmente para la gasolina o el diesel y se produce fácilmente a partir de la biomasa o de la gasolina. Aunque sólo tiene la quinta parte de la densidad energética del hidrógeno por unidad de peso, como líquido, el metanol, ofrece más de cuatro veces la energía por unidad de volumen cuando es comparado con el hidrógeno bajo una presión de 250 atmósferas. (Hoffmann, 2002).

Las principales características de operación de las celdas de metanol directo son:

- Utilizan una mezcla de metanol-agua en lugar de hidrógeno
- Requieren de grandes cantidades de catalizador para obtener densidades de potencia aprovechables

- No requieren de reformador externo.

2.2.6.2. Principales aplicaciones

La principal aplicación de las celdas de combustible de metanol directo es suministrar energía a sistemas de potencia de automóviles (Figura. 2.13), además de que pueden ser utilizadas en donde se requieran celdas de combustible muy pequeñas, como es el caso de electrónicos.

El Jet Propulsion Laboratory está desarrollando diseños encaminados a reducir las cantidades de platino utilizado. Actualmente, se requiere 4 mg de platino por cm^2 de celda ($4mg/cm^2$). La meta de estos estudios es desarrollar celdas que ofrezcan densidades de potencia del orden de los 300 mW/cm^2 con una cantidad de platino no mayor a 1 mg/cm^2 (McAlister, 2003).

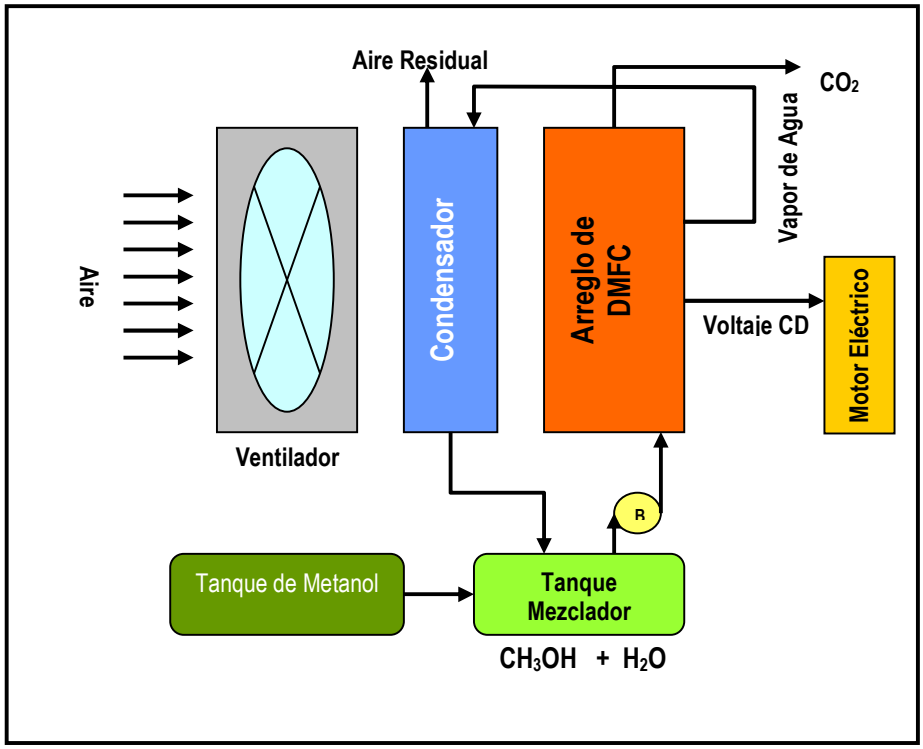

Figura 2.14, Diagrama del Sistema Eléctrico de Potencia de un Vehículo basado en celdas de metanol directo

Fuente: Thomas y Zalbowitz, 1999

Las celdas de metanol directo producen CO_2 durante su operación. De acuerdo con estudios de la agencia de protección de Estados Unidos (U.S. EPA por sus siglas en inglés) el uso de celdas de metanol podría reducir las emisiones del bióxido de carbono a menos de un tercio en comparación con el uso de la gasolina o el diesel. En cuanto a las emisiones de partículas suspendidas y compuestos tóxicos se eliminarían casi por completo las (U.S. EPA, 2002).

A pesar de estar en una etapa temprana de desarrollo, las celdas de combustible tienen un futuro muy prometedor, especialmente en el sector transporte y en la generación a gran escala de potencia eléctrica. Actualmente estas celdas tienen el gran problema de que de los 6 tipos que están más desarrollados, 4 necesitan trabajar con hidrógeno prácticamente puro y éste no se encuentra libre en la naturaleza es producido principalmente a partir de procesos de reformación de hidrocarburos. Finalmente se puede decir que de los seis tipos de celdas tratadas en este capitulo, no existe una que sea ideal, mas bien existe una aplicación especifica en donde cada una de estas celdas puede desempeñarse de manera mas eficaz que en otras.

CAPÍTULO 3:

PROYECTOS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE EN EL SECTOR TRANSPORTE

3.1. Proyectos mundiales de celdas de combustible dentro del sector transporte.

Los sistemas basados en celdas de combustible aún no tienen un grado de madurez tecnológica suficiente para su comercialización, pero parecen estar destinados a ser las piedras angulares de los futuros sistemas energéticos. Los primeros pasos para la transición hacia una economía del hidrógeno se han dado con la puesta en marcha de proyectos que están probando y desarrollando esta tecnología. Actualmente se están formando alianzas corporativas que permiten combinar recursos económicos y realizar investigaciones con el propósito de obtener avances tecnológicos y proyecciones que faciliten esta evolución.

Empresas automotrices y grandes compañías petroleras están uniendo esfuerzos para poder desarrollar la tecnología del hidrógeno. Sus estrategias se basan en la implementación de proyectos demostrativos, buscando siempre la colaboración de los gobiernos involucrados, centros de investigación, entidades educativas y todos los participantes que puedan contribuir de alguna manera a estos planes. Estos proyectos que se enfocan principalmente a sistemas de transporte intentan llevar esta tecnología a una etapa comercialmente competitiva. Los proyectos más importantes se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1
Proyectos de hidrógeno y sector transporte

NOMBRE DEL PROYECTO	SIGLAS	PAÍS
Proyecto japonés de hidrógeno y celdas de combustible	JHFC	Japón
Sociedad californiana de celdas de combustible	CaFCP	California, USA
Transporte Urbano Limpio para Europa	CUTE	Europa
Sistemas de transporte Urbano Ecológico	ECTOS	Reyjavik, Islandia
Demostración comercial de autobuses de celdas de combustible y un sistema de abastecimiento asociado	UNDP/GEF	Beijing y Shangai , China Sao Paulo, Brasil
Energía Sustentable para el Transporte de Perth	STEP	Perth, Australia

Fuente: Eudy, 2005.

La tecnología del hidrógeno esta creciendo gracias al desarrollo de estos proyectos, los cuales surgieron por el interés de los gobiernos de los países participantes y de algunas compañías multinacionales por invertir en sistemas que permitan diversificar el portafolio energético del sector transporte.

Dentro de los participantes más activos para desarrollar esta tecnología se puede destacar a *British Petrolium, Shell* y *DaimlerChrisler.* Estas empresas se encuentran relacionadas en la mayoría de los proyectos de celdas de combustible y apuestan por el hidrógeno como base de la economía mundial dentro de 50 años aproximadamente (Wurster, 2004).
El objetivo principal de estos proyectos es impulsar nuevos métodos que promuevan un uso más eficiente de la energía con el menor impacto ambiental posible además de buscar alternativas a las fuentes actuales de energía. Básicamente los objetivos generales de todos los proyectos son:

- Determinar el estado de arte de la tecnología del hidrógeno.
- Evaluación y demostración de las celdas de combustible en sistemas de transporte.
- Análisis de costos y beneficios de los sistemas de celdas de combustible.
- Elaboración de especificaciones, regulaciones y estándares de seguridad.
- Obtener experiencia en el manejo de sistemas basados en celdas de combustible.
- Impulsar la etapa de comercialización de las celdas de combustible.

Los objetivos de cada uno de los proyectos se diferencian en aspectos muy particulares de cada país. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de ellos.

3.1.1. Proyecto japonés de celdas de combustible (JHFC por sus siglas en inglés).

El propósito fundamental de este proyecto es desarrollar sistemas eficientes para la producción y almacenamiento de hidrógeno. Esta dirigido por el Instituto de Investigación Automotriz y por la Asociación de Ingeniería Avanzada de Japón. Este proyecto comenzó

en el año 2002 y culminará a principios del 2006. Dentro de este proyecto se diseñaron estaciones de recarga (11 estaciones a través de todo territorio japonés) con el propósito de introducir la tecnología del hidrógeno a mediano plazo (Murata, 2003). Para el diseño de estas estaciones se consideran sistemas que generan hidrógeno utilizando como materia prima gasolina sin azufre, nafta, gas LP, gas natural, metanol, petróleo y electricidad. Próximamente el ministerio japonés de economía, comercio e industria anunciará el lanzamiento de la segunda etapa del JHFC, la cual tendrá un periodo de duración de 5 años. Esta segunda fase tendrá como uno de sus objetivos un mayor desarrollo de las unidades de generación de electricidad basadas en caldas de combustible.

3.1.2. Proyectos de la sociedad californiana de celdas de combustible (CaFCP por sus siglas en inglés).

La CaFCP tiene entre sus objetivos desarrollar sistemas de transporte urbano que permitan reducir la dependencia del petróleo y abatir la contaminación ambiental producida por los combustibles fósiles. En la actualidad tiene un programa de demostración de autobuses de celdas de combustible que culminará hasta el año 2007. Este programa de celdas de combustible orientado al transporte urbano esta dirigido por el Consejo de Recursos del Aire de California, la Comisión de Energía de California y el Departamento Federal de Energía de Estados Unidos (Tabla 3.2). La CaFCP pretende operar aproximadamente 50 autobuses y vehículos de celdas de combustible con el propósito de generar información trascendente acerca de la tecnología del hidrógeno (OTP, 2003).

Tabla 3.2
Proyectos de Celdas de Combustible en California

CIUDAD	METODO DE PRODUCCIÓN DE H_2	AGENCIA EJECUTORA	PARTICIPANTES
Oakland	Reformación de Gas natural	AC Transit	UTC, Van Hook Bus.
San Jose	Reformación de Gas natural	VTA / SamTrans	Gilling Corporation, Ballard.
Coachella	Electrolisis y Reformación de Gas natural	TA Sunline	UTC, Van Hooks Bus.

Fuente: EC, 2003.

3.1.3. Proyecto de transporte urbano limpio para Europa (CUTE por sus siglas en inglés).

Este proyecto es el más grande a nivel mundial que involucró a nueve ciudades europeas (Tabla 3.3). El objetivo de este proyecto consistía en probar la tecnología del hidrógeno bajo diferentes condiciones de operación, además de evaluar sistemas de producción de hidrógeno que permitan, en primera instancia, introducir esta tecnología y posteriormente incorporarla a sistemas completamente sustentables. Los autobuses han sido probados en diversas ciudades europeas bajo diferentes condiciones climatológicas y geográficas. La producción de hidrógeno abarcó desde la tradicional reformación catalítica del gas natural hasta un sistema eólico integrado a un electrolizador. El proyecto fue dirigido por la Comisión Europea y por agencias gubernamentales de las ciudades participantes.

Para este proyecto se utilizaron 27 autobuses producidos por DaimlerChrysler y Evobus. La prueba de estos vehículos ha sido fundamental para que se incluyeran evoluciones tecnológicas en los autobuses que posteriormente fueron utilizados dentro de los proyectos de China, Islandia y Australia (Stevens, 2004).

Tabla 3.3
Ciudades Participantes del CUTE

CIUDAD	MATERIA PRIMA PARA PRODUCCIÓN DE H_2		AGENCIA EJECUTORA	PARTICIPANTES
Ámsterdam	Electrolizador	Hidroenergía	GVB Transports	Shell, Hoek Loos, Linde, Noun.
Barcelona		Energía solar	TMB	British Petroleum.
Estocolmo		Hidroenergía	SL y Buslink	Fortum Energi.
Hamburgo		Energía eólica	Hamburger Hochbahn AG	HEW - AG, British Petroleum.
Luxemburgo	Petróleo Crudo		FLEAA y AVL	Air Liquide, Shell.
Londres			London Buses y First London	British Petroleum.
Madrid	Gas Natural		EMT Madrid	Gas Natural, Repsol.
Porto			SCTP	British Petroleum.
Stuttgart			Stuttgarter AG	NVS, British Petroleum.

Fuente: OTP, 2003.

3.1.4. Proyecto de demostración comercial de autobuses de celdas de combustible y un sistema de abastecimiento asociado de hidrógeno (GEF/UNDP).

El propósito de este programa es desarrollar la industria de las celdas de combustible en países en vías de desarrollo. Debido a que en estas ciudades los costos de mano de obra resultan muy bajos, esto podría ayudar a llevar a las celdas de combustible a una etapa de comercialización masiva. El Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF por sus siglas en inglés) financia el proyecto y el Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas (UNDP por sus siglas en inglés) lleva a cabo la coordinación de los proyectos que actualmente se desarrollan en China y Brasil.

En sus inicios el alcance de este programa consideró también a las ciudades de México, Nueva Delhi y El Cairo, pero debido a que los gobiernos locales y el sector privado no mostraron el interés suficiente para participar, el consejo del GEF decidió cancelarlos (GEF, 2004).

3.1.5. Proyecto de sistema de transporte urbano ecológico (ECTOS por sus siglas en inglés).

El proyecto "Sistema de Transporte Urbano Ecológico" se desarrolla actualmente en Islandia. Tiene como principal objetivo convertir a Islandia en el primer país que experimente una transición energética entre el hidrógeno y el petróleo. El hidrógeno necesario de este proyecto provendrá de centrales que aprovechan la abundante energía geotérmica de este país. A diferencia de otros proyectos, el ECTOS diseño estaciones de recarga de hidrógeno que comparten el mismo espacio que las estaciones de combustible normales, además de se crearon compañías con la función especifica de coordinar y llevar a cabo el desarrollo de este proyecto.

Además de considerar a las celdas de combustible como sistemas de propulsión de vehículos, en este proyecto también se considera una gradual introducción de embarcaciones pesqueras. La introducción de los botes dentro del proyecto ECTOS es muy importante debido a que la flota pesquera en Islandia es muy grande y representa una parte importante de la economía local.

3.1.6. Proyecto de transporte sustentable para Perth (STEP por sus siglas en inglés).

La ciudad de Perth ubicada en Australia occidental es altamente dependiente de los sistemas de transporte debido a las grandes distancias que existen entre ésta y el resto de las ciudades australianas, por tal motivo se esta desarrollando el proyecto de transporte sustentable para ésta ciudad donde el gobierno Australiano funciona como coordinador. Análisis prelimares han mostrado que el rendimiento de combustibles de los autobuses de este proyecto (similares a los utilizados en el CUTE) es uno de los más grandes obtenidos a nivel mundial. El aprovechamiento del hidrógeno por los autobuses es del orden de los 0.157 Kg/Km (Geyer, 2005).

La tecnología de las celdas de combustible ha ganado gran interés alrededor del mundo en los últimos años debido al potencial que representa en el mercado automotriz, a los impactos positivos en el medio ambiente y a la repercusión en la dependencia actual del petróleo. Existen aún problemas en cuanto al almacenamiento y distribución del hidrógeno.

A pesar de que se han desarrollado capacidades enormes de almacenamiento en proyectos como el JHFC y el CaFCP, los fabricantes están optando por utilizar hidrógeno comprimido en lugar de hidrógeno líquido, como resultado de esto, se ha reducido el rango de conducción de los autos que utilizan este sistema. Los nuevos diseños de automóviles constan de tanques de altas presiones para almacenar el hidrógeno.

Los pronósticos que se han formado a partir del desarrollo de los proyectos demostrativos tratados en este capítulo contienen algunas similitudes. Entre ellas se destaca que las celdas

de combustible alcanzarán una madurez tecnológica importante aproximadamente en el año 2010 y durante el periodo 2030 – 2050 se presentará una introducción masiva de vehículos de celdas de combustible en los sistemas de transporte mundiales.

3.2. Características del autobús "Citaro"

El autobús "Citaro" es fabricado por Evobus y DaimlerChrysler en Alemania. Actualmente este vehículo es utilizado en proyectos como el CUTE, STEP, ECTOS y en proyectos similares en China (Eudy, 2005). Esto ha permitido que sea uno de los autobuses de celdas de combustible con más horas de operación en diversas condiciones climatológicas y geográficas. Las características del autobús "Citaro" se mencionaran a continuación debido a que posteriormente serán de gran importancia para determinar los alcances del proyecto del capítulo 5.

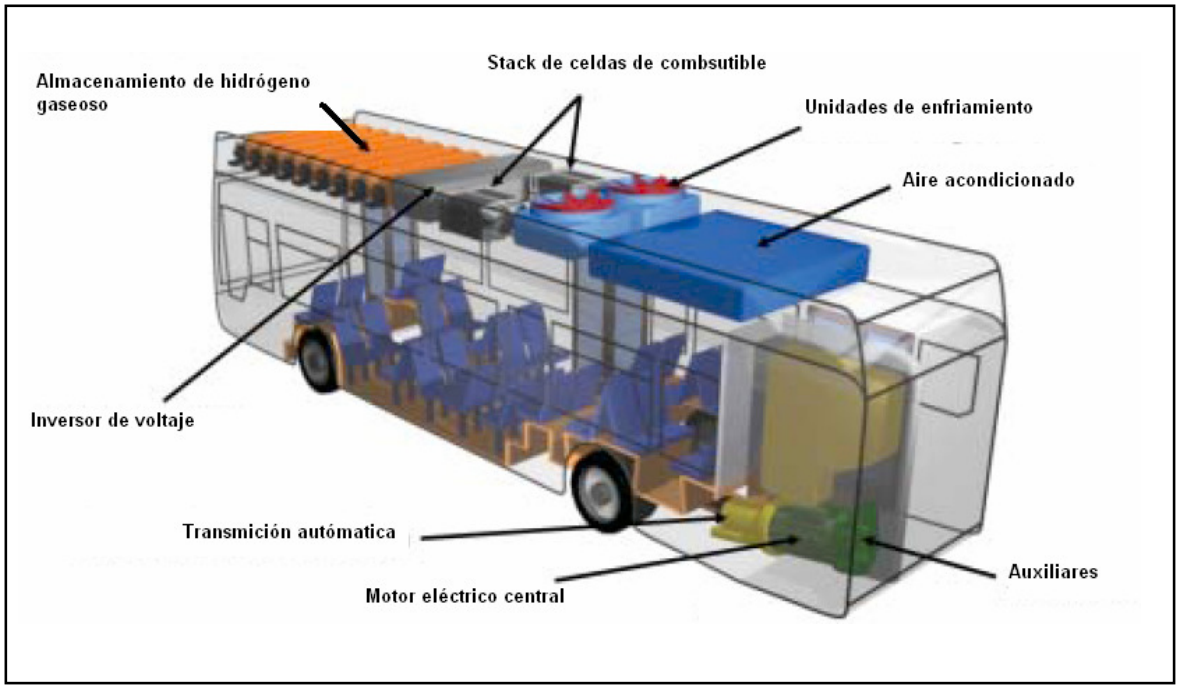

Figura 3.1, Esquema del autobús modelo "Citaro" de DaimlerChrysler.
Fuente: Ballard, 2005.

El autobús "Citaro" (Figura 3.1) esta montado en la base del modelo "Citaro Diesel" y básicamente cuenta con el mismo sistema de transmisión automática, compresores y equipo de aire acondicionado. Tiene una capacidad para 50 pasajeros y un rendimiento de combustible de aproximadamente 0.285 Kg/Km (este rendimiento se a obtenido a partir de la experiencia en los proyectos STEP y CUTE). La celda de combustible suministra más de 200 KW lo que permite que la aceleración de este vehículo sea comparable con la de un autobús de diesel de las mismas dimensiones. El sistema de celdas de combustible esta localizado en el techo del autobús, esta configuración permite que cuando se presente algún accidente el hidrógeno pueda dispersarse inmediatamente en el aire. Los tanques de combustible almacenan hidrógeno gaseoso a 350 bars y tienen una capacidad de 44 Kg (Ballard, 2005).

Tabla 3.4
Características del autobús CITARO

Características de Autobús de celdas de combustible "Citaro" utilizado en proyecto "CUTE"		
Celda de Combustible		
	Potencia de salida	200 KW
	Temperatura de operación	70°C a 80°C
Combustible		
	Hidrógeno gaseoso	@ 100 bar
	Capacidad de almacenamiento	40 Kg @ 350 bar
Rendimiento de H2		
	Kilogramos por Kilómetro	0.285 Kg / Km
Capacidad		
	Pasajeros	50
Emisiones		
	CO	0.00
	NOx	0.00
	HC	0.00
	SO_2	0.00
	Partículas	0.00
	CO_2	0.00
Costo por autobús		
	Millones de Dólares	1.2

Fuente: Sakúlason, 2004.

Las características básicas de este autobús se muestran en la tabla 3.4 y básicamente se puede concluir que la base de este autobús es la misma que la de un modelo diesel, las

modificaciones que se le han hecho son relativamente simples y limitadas. El área de los pasajeros no se ha visto afectada por la inclusión del nuevo sistema de propulsión.

La economía del hidrógeno no podrá surgir a corto plazo con los desarrollos tecnológicos actuales, tendrá que pasar un periodo de demostración y aprendizaje para que pueda comenzar a surgir a gran escala. Es necesario también pensar en los impactos que tendría una economía del hidrógeno por esta razón proyectos como el ECTOS y el CUTE se están realizando estudios que puedan arrojar toda la información necesaria. Los pronósticos que se han formado a partir del desarrollo de los proyectos demostrativos tratados en este capítulo contienen algunas similitudes. Entre ellas se destaca que las celdas de combustible alcanzarán una madurez tecnológica importante en el año 2010 y durante el periodo 2030 – 2050 se presentará una posible introducción masiva de vehículos de celdas de combustible en los sistemas de transporte mundiales. Con la puesta en marcha de estos primeros proyectos de demostración se espera conocer el estado de arte de esta tecnología, además de proponer escenarios futuros para la industria automotriz.

CAPÍTULO 4:

MERCADO ENERGÉTICO DEL SECTOR TRANSPORTE EN MÉXICO

4.1. Periodo 1993 – 2003.

Antes de plantear la idea de introducir al hidrógeno como nuevo energético para sistemas de transporte en México es necesario conocer el estado actual de los sistemas tradicionales, en especial de los combustibles más utilizados (gasolina y diesel). Esto es con el propósito de conocer como se encuentra este sector actualmente y hacia donde se dirige en los próximos años. A continuación se mostrará la oferta y la demanda de los principales combustibles del sector transporte mexicano presentando su comportamiento durante los últimos diez años (desde 1993 al 2003), para posteriormente compararlos con las proyecciones oficiales de Secretaria de Energía y de otros organismos (Instituto Mexicano del Petróleo y la Agencia Internacional de la Energía).

4.1.1. Demanda energética.

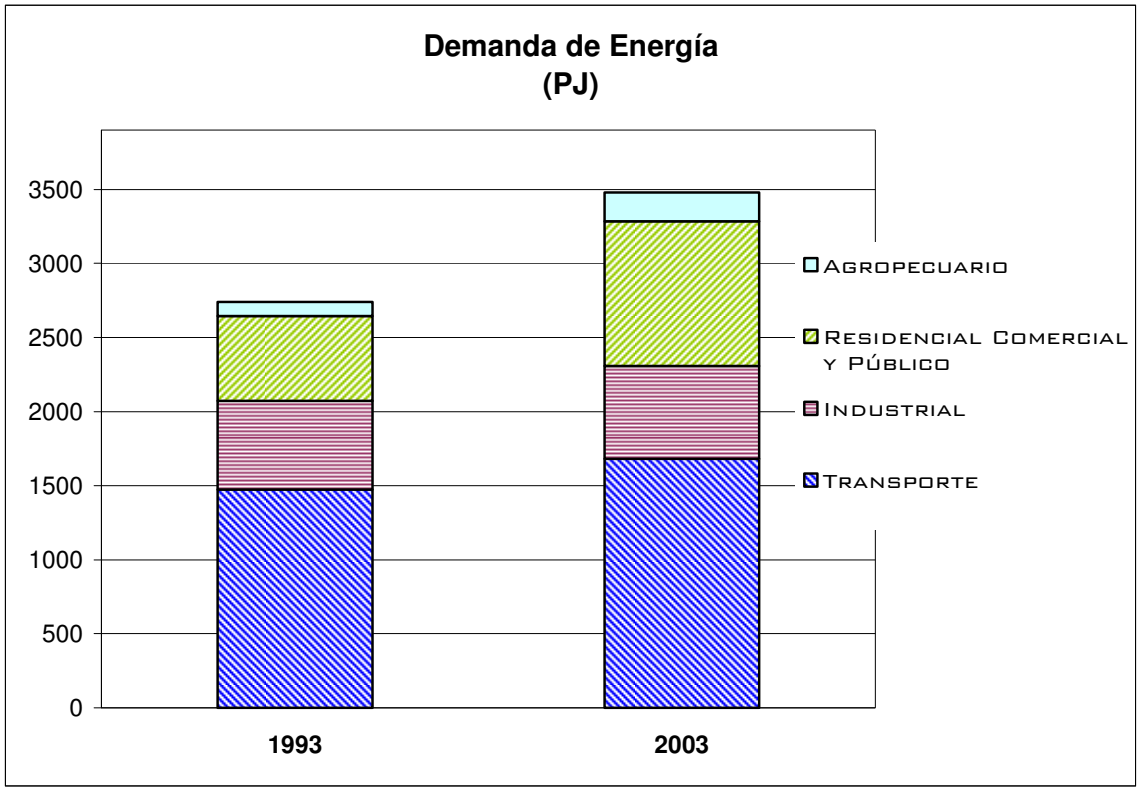

Figura 4.1, Demanda de energía divida por Sectores.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004a).

Entre los años 1993 – 2003 la demanda nacional de energía tuvo un crecimiento del 26%. El consumo del sector transporte representó aproximadamente el 50% del consumo total de energía en todo el país (Figura 4.1).

El sector transporte esta formado por los subsectores; aéreo, marítimo, ferroviario, eléctrico y autotransporte. Este último consume más del 90% de la energía destinada a este sector. La demanda de energía del sector transporte durante el periodo 1993-2003 creció casi al doble, debido a que el parque vehicular pasó de 12 millones de unidades en 1993 a 22 millones en el año 2003 (Sener, 2004a). Los combustibles más utilizados dentro de este sector son; gasolinas, diesel y gas licuado. La participación de cada uno de ellos se muestra en la figura 3.2. A continuación se describirá la oferta energética de estos combustibles durante el periodo 1993 – 2003.

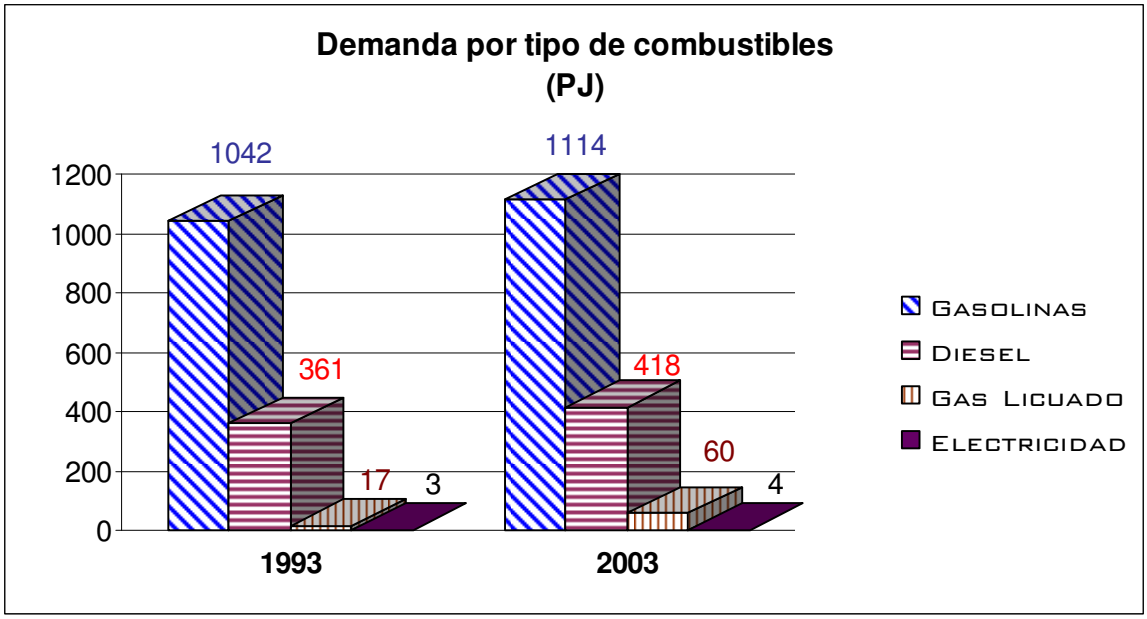

Figura 4.2, Demanda de combustibles dentro del sector transporte.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004a).

4.1.2. Oferta de combustibles

a) Gasolinas

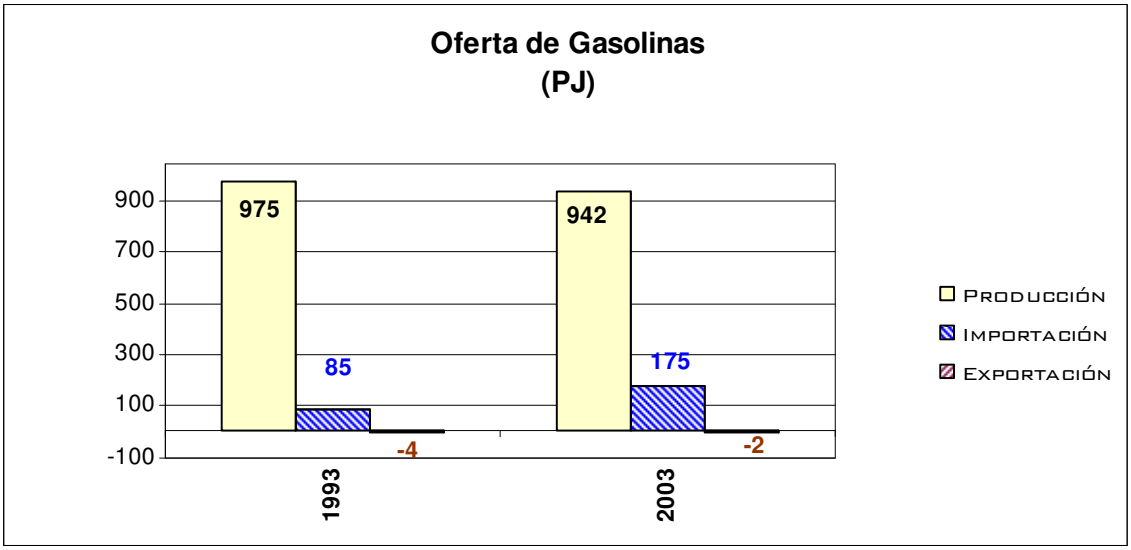

Figura 4.3, Oferta de gasolina en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004a).

La producción de gasolinas en el periodo 1993 – 2003 registró un decremento del 3%, por lo que fue necesario aumentar las importaciones para cubrir totalmente la demanda (Figura 4.3). La reducción en la producción de gasolinas se debió a que en 1997 se iniciaron algunos proyectos de reconfiguración dentro del Sistema Nacional de Refinerías (SNR), ocasionando un decremento temporal en la producción de algunas refinerías.

b) Diesel

En 1993 la producción de diesel fue suficiente para satisfacer la demanda, sus exportaciones alcanzaron aproximadamente el 14% de la producción nacional. En el año 2003 la situación del diesel cambio ligeramente, ya que su demanda creció 14% y la producción disminuyó cerca del 2%. Por esta razón fue necesario realizar algunas operaciones de importación y reducir significativamente las exportaciones (Figura 4.4). El parque vehicular impulsado con motores diesel pasó de 441 mil unidades en 1993 a 761 mil unidades en 2003.

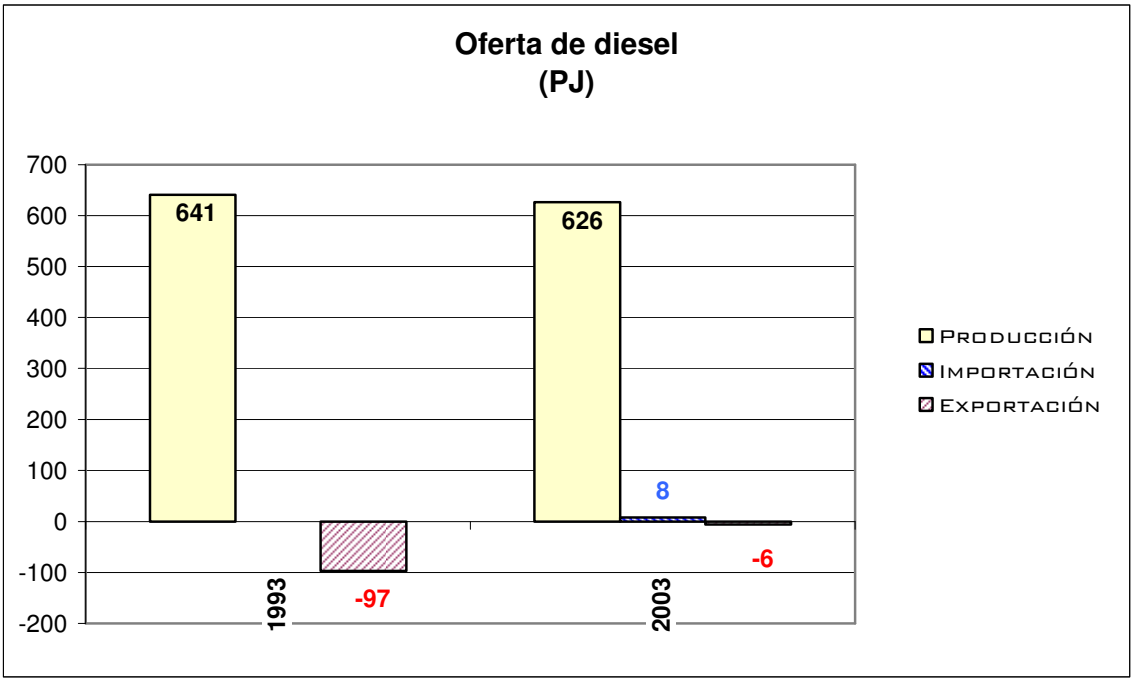

Figura 4.4, Oferta de diesel en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004a).

c) Gas licuado

La producción nacional de gas licuado durante los años 1993 y 2003 tuvo una disminución cercana al 14%. El incremento en el consumo de gas licuado dentro de los sectores residencial y transporte ocasionó un aumento considerable en las importaciones de este combustible (Figura 4.5).

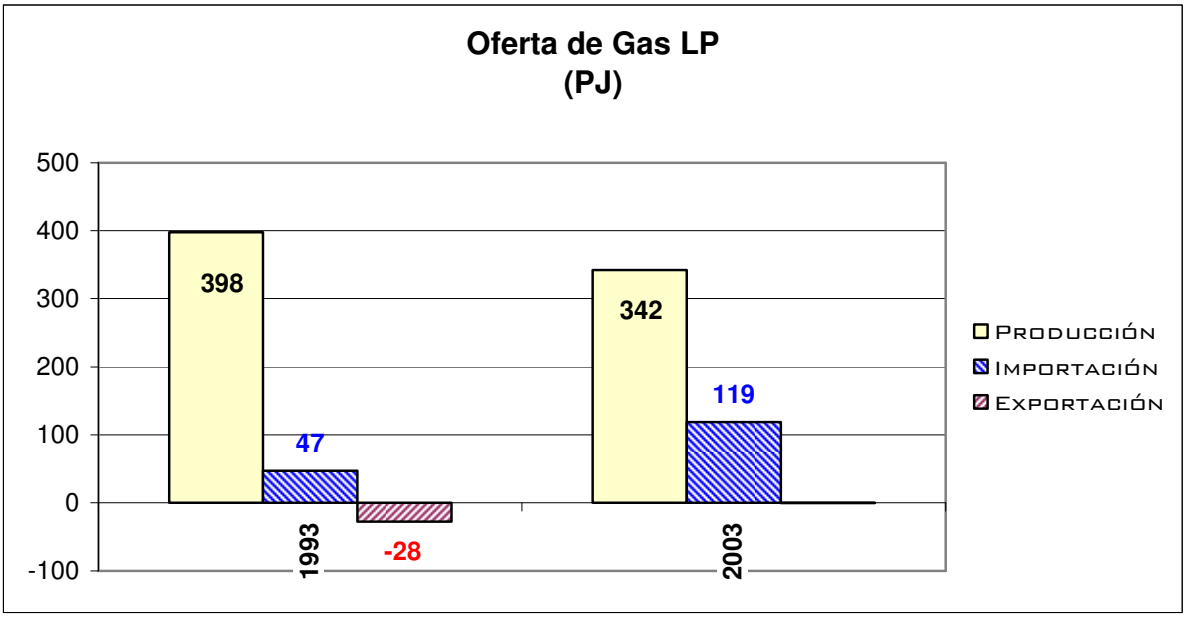

Figura 4.5, Oferta de gas licuado durante 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004a).

4.2. Periodo 2003 – 2013.

Básicamente el crecimiento en la producción de combustibles dentro de territorio nacional estará encabezado por la reconfiguración del Sistema Nacional de Refinerías (SNR), mediante la cual se planea elevar los niveles de producción y aprovechamiento de algunos productos petroleros, pero no será suficiente para hacer frente a la creciente demanda. Esta da píe a pensar y considerar entonces nuevos sistemas que permitan un abastecimiento asegurado de energía, además de considerar nuevas opciones en combustiles que permitan un desarrollo sustentable de la economía mexicana.

4.2.1. Prospectivas oficiales.

De acuerdo con la Secretaría de Energía (Sener, 2004b), el programa de reconfiguración del sistema nacional de refinación (SNR) que se lleva a cabo actualmente en PEMEX permitirá incorporar nuevas tecnologías, con el propósito de mejorar la calidad y satisfacer la

creciente demanda de petrolíferos. Dentro de este programa se tiene contemplado la utilización de residuos de petróleo para la producción de energía y para optimizar la producción de combustibles. Esto permitirá aprovechar residuales y aumentar la producción de gasolinas y destilados intermedios. Las acciones estratégicas que PEMEX Refinación llevará a cabo para satisfacer la demanda de petrolíferos durante los próximos diez años son:

- Incrementar la participación del petróleo pesado dentro del SNR.
- Incrementar la producción de gasolinas y destilados intermedios.
- Disminuir la oferta de combustóleo.
- Considerar a los residuos de vacío como fuente de energía en proyectos de cogeneración.

A continuación se muestra uno de los posibles escenarios para el mercado energético del sector transporte elaborado por la Secretaria de Economía. En este estudio se contemplan las siguientes variables económicas:

Tabla 4.1.
Variables Económicas del estudio de la SENER

Crecimiento anual del PIB	4.7 %
Inflación anual promedio	3.1%

Fuente: SENER (2004b).

4.2.1.1. Oferta de combustibles

La SENER estima que durante los próximos 10 años los proyectos de inversión dentro del SNR serán insuficientes para satisfacer la demanda de combustibles; particularmente en el caso de las gasolinas. Así, mientras la demanda interna de gasolinas crecerá 1.8% anualmente, la producción lo hará 1.4% convirtiéndose en el combustible con mayores

volúmenes de importaciones. En el caso del diesel, las adquisiciones en el exterior sólo se observarán en algunos años.

En el transcurso de los próximos diez años el sector transporte seguirá siendo el principal consumidor de energía. Su consumo representará, durante el periodo de proyección, más del 60% de la oferta interna de petrolíferos en el país (Figura 4.6).

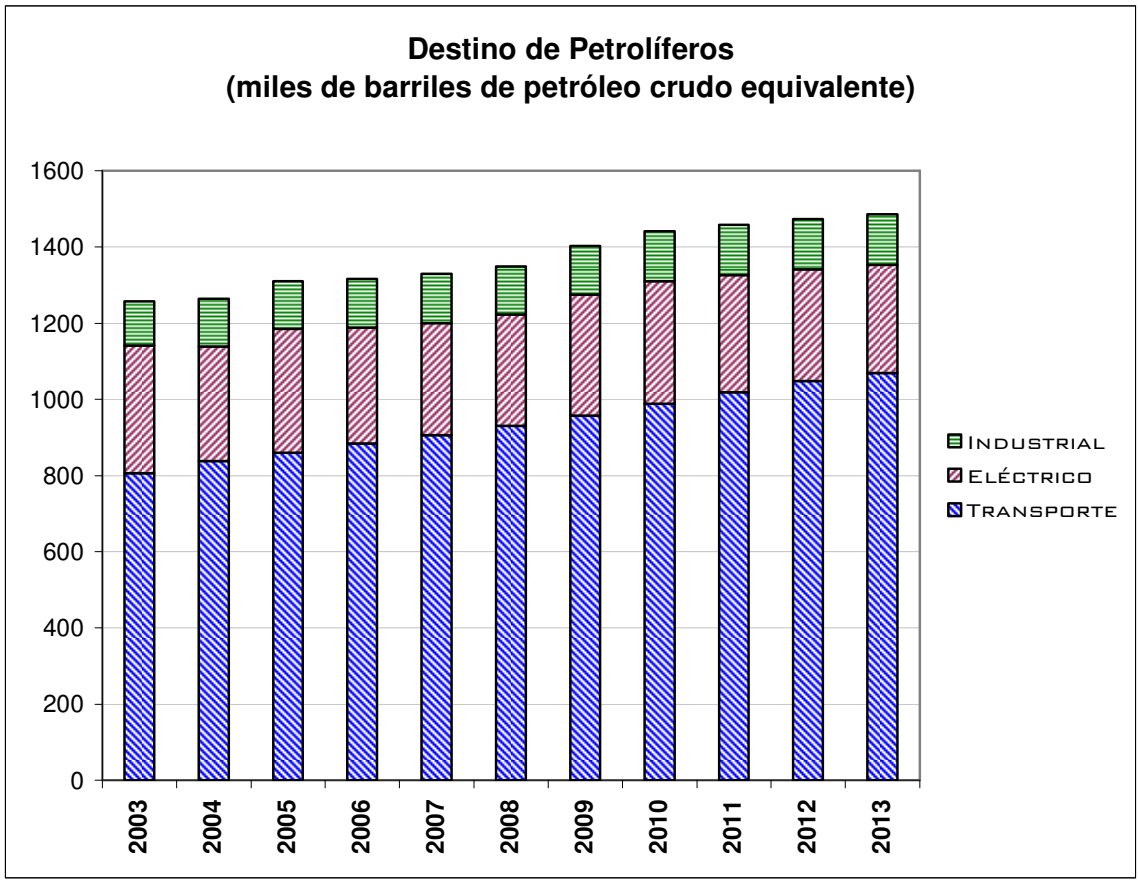

Figura 4.6, Destino de los petrolíferos durante el periodo 2003 – 2013.
Fuente: El autor con base en información de SENER (2004b).

4.2.1.2. Demanda de Combustibles

a) Gasolinas

El sector transporte jugará un papel muy importante dentro de la actividad económica de los próximos años y será fundamental para el desarrollo del país. Se estima que el parque vehicular a gasolina tenga un crecimiento medio anual del 4.8% durante el periodo 2003-2013, para ubicarse en el año 2013 en 30.6 millones de unidades. Al término de este año, la participación de los vehículos a gasolina respecto a otras tecnologías del transporte será de 94%.

El crecimiento de la flota vehicular provocará que al finalizar el 2013 la demanda de gasolinas se ubique en 782 mb/d. Las proyecciones de la SENER para el periodo 2003 – 2013 indican que se observarán incrementos importantes en la producción de gasolinas debido al programa de reconfiguración del SNR, pero no serán suficientes para poder cubrir toda la demanda.

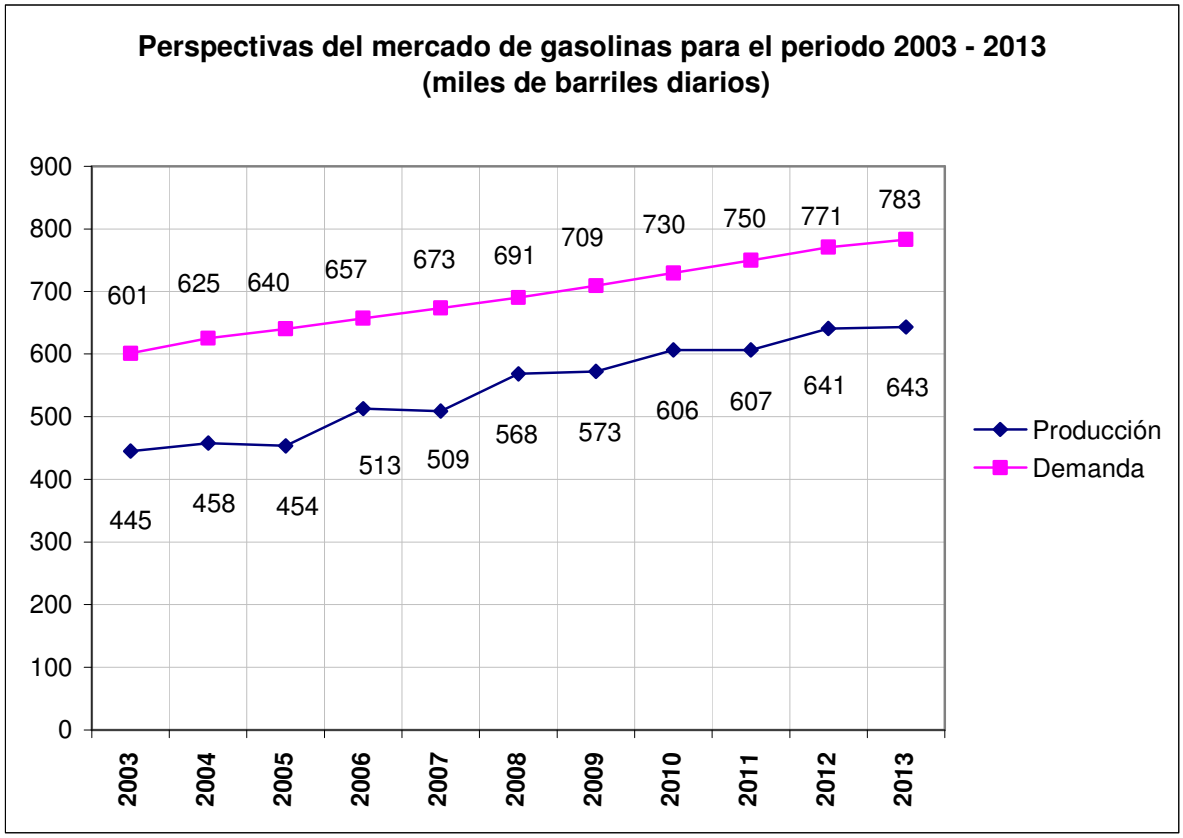

Figura 4.7, Producción y demanda de gasolinas durante el periodo 2003 – 2013.
Fuente: El autor con base en información de SENER (2004b).

Durante el año 2013 la producción de gasolinas será de 643 mb/d, mientras que la demanda se ubicará en 782 mb/d. Esto significa que la producción interna solo podrá satisfacer cerca del 82% de la demanda, por lo que las importaciones cubrirán el porcentaje restante (Figura 4.7).

b) Diesel

El sector transporte se mantendrá como el principal consumidor de diesel para los próximos años, absorbiendo el 86.5% de la producción nacional para el año 2013. La creciente demanda de este combustible se debe a que los motores a diesel ofrecen mayor rendimiento energético y durabilidad que los motores a gasolina, por ello se tendrá una mayor penetración de esta tecnología dentro del parque vehicular. Al término del periodo

2003 - 2013 la participación de los vehículos a diesel respecto a otras tecnologías será de 3.7 %.

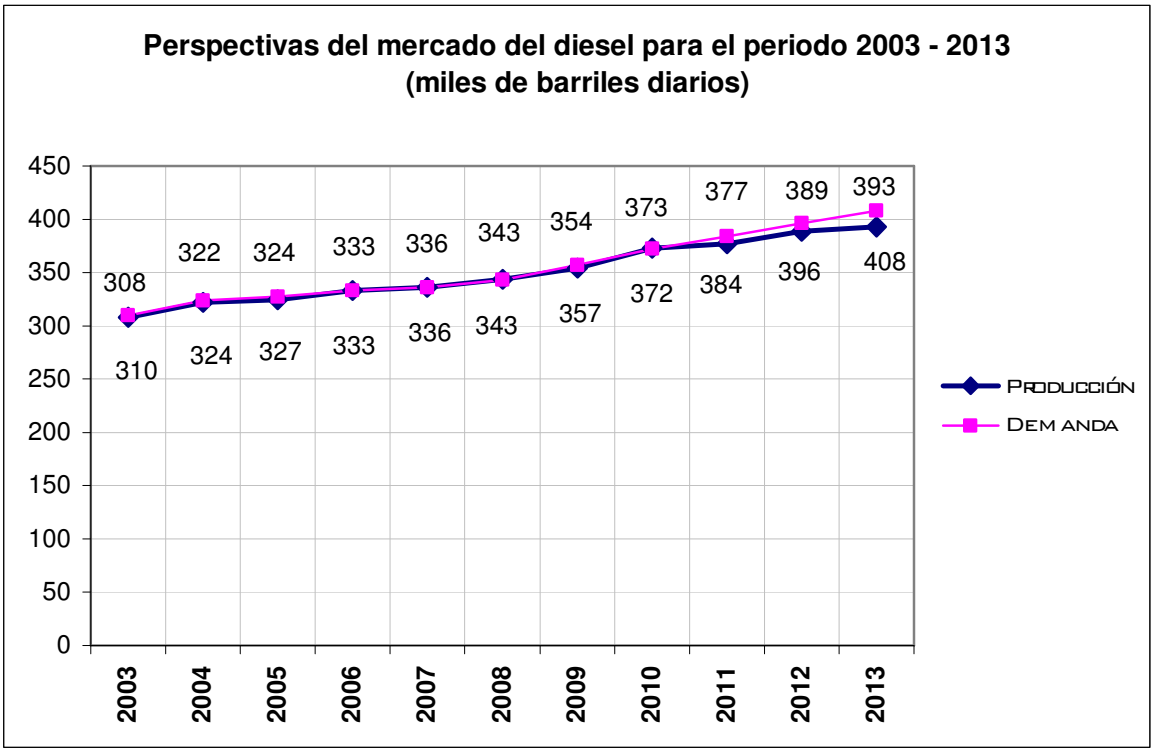

Figura 4.8, Producción y demanda de diesel en el periodo 2003 – 2013.
Fuente: El autor con base en información de SENER (2004b).

Durante el periodo 2003 – 2013, PEMEX orientará sus planes de reconfiguración para que el diesel producido tenga niveles de emisiones de azufre cercanas a cero, pasando de las 500 ppm actuales a 15ppm como máximo en el año 2008. En el año 2013 la oferta de diesel será de 393 mb/d, mientras que la demanda del sector transporte se ubicará en 353 mb/d (Figura 4.8). Las importaciones de diesel se incrementarán en 5.8 mb/d durante el periodo 2003-2007. A partir del año 2010, a consecuencia del incremento en la producción de las refinerías de Minatitlán y Salamanca será posible cubrir la demanda y exportar casi 1.9 mb/d (Sener, 2004b).

4.2.2. Otras Proyecciones

En México las proyecciones oficiales en materia energética están a cargo de la secretaría de energía, pero existen diversos organismos nacionales e internacionales que también se encargan de desarrollar proyecciones similares. Para tener un panorama más amplio a continuación se presentará las proyecciones del Instituto Mexicano del Petróleo para este sector, además de presentar las proyecciones da la Agencia Internacional de Energía con el fin de conocer la idea que se tiene a nivel internacional en materia energética mexicana.

4.2.2.1. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

El IMP se encarga de la investigación y el desarrollo tecnológico requerido por la industria petrolera y petroquímica mexicana, además realiza estudios técnicos y económicos referentes a este tema. En el año 2001 el IMP elaboró una prospectiva de investigación y desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025 con el fin de identificar los posibles escenarios para este sector (IMP, 2001). Las principales variables económicas que el IMP tomó como base para sus proyecciones durante este periodo se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2.
Variables Económicas del estudio del IMP

Crecimiento del PIB	6 %
Crecimiento de la población	1 %

Fuente: IMP (2001).

De acuerdo con el IMP, la capacidad de refinación seguirá la tendencia de crecimiento del consumo de gasolina del sector transporte y pronostica que la producción total de petróleo pasará de 3.0 a 4.1 millones de barriles por día, además se suponen únicamente

exportaciones de petróleo. El desempeño esperado en la capacidad de refinación fomentará un crecimiento en la producción de petrolíferos, que crecerá a una tasa media anual de 2.1% en el lapso de tiempo señalado. Para el año 2025 el consumo del sector transporte representará el 36% del consumo energético total (Figura 4.9).

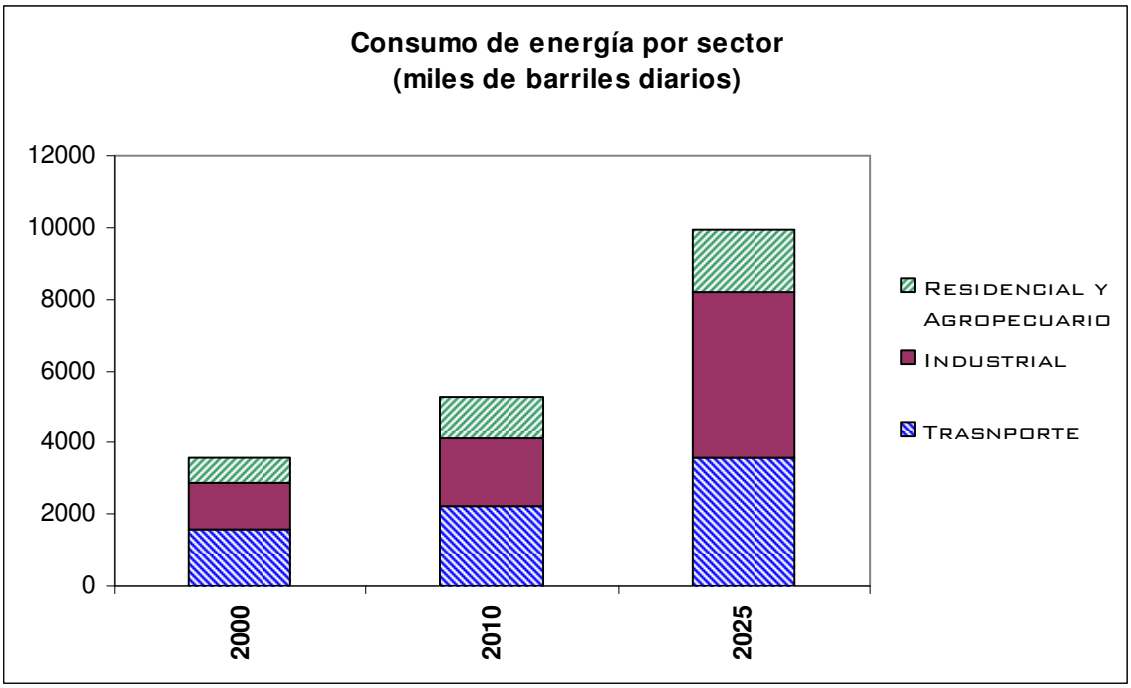

Figura 4.9, Consumo final de energía por sector durante el periodo 2000 – 2025.
Fuente: El autor con base IMP (2001).

La demanda de gasolinas y gas LP tendrá un crecimiento anual del 2% para el periodo 2000 – 2025. En el caso de las gasolinas, la producción no será suficiente para hacer frente a la demanda (Figura 4.10), por lo que este déficit tendrá que ser cubierto con importaciones provenientes de Estados Unidos principalmente. Las importaciones de gasolina tenderán a acrecentarse a partir del año 2015 llegando a alcanzar hasta 11% de la oferta interna bruta.

La proyección del IMP indica que la oferta de gas licuado presentará un déficit a partir del año 2013 debido a un mayor uso de este combustible en el sector industrial y transporte (Figura 4.11). La demanda de este energético superará la producción de PEMEX por más

de 30 mb/d por lo que será necesario realizar algunas operaciones de importación para cubrir esta demanda.

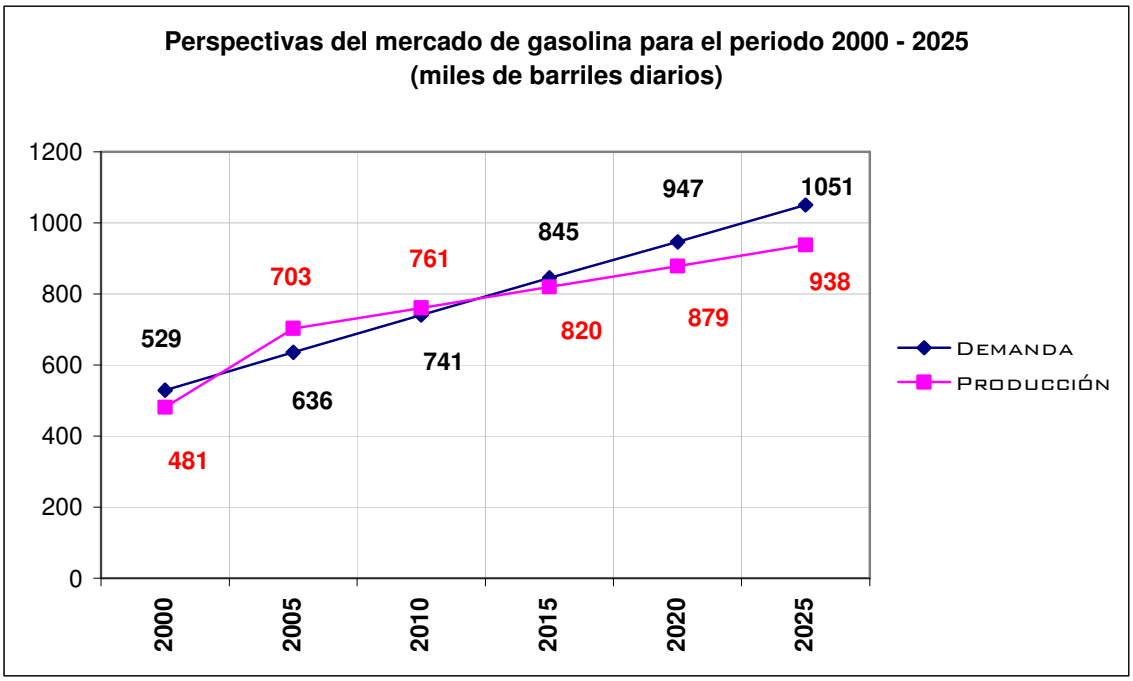

Figura 4.10, Perspectivas del mercado de gasolinas para el periodo 2000 - 2025
Fuente: El autor con base en información de IMP (2001).

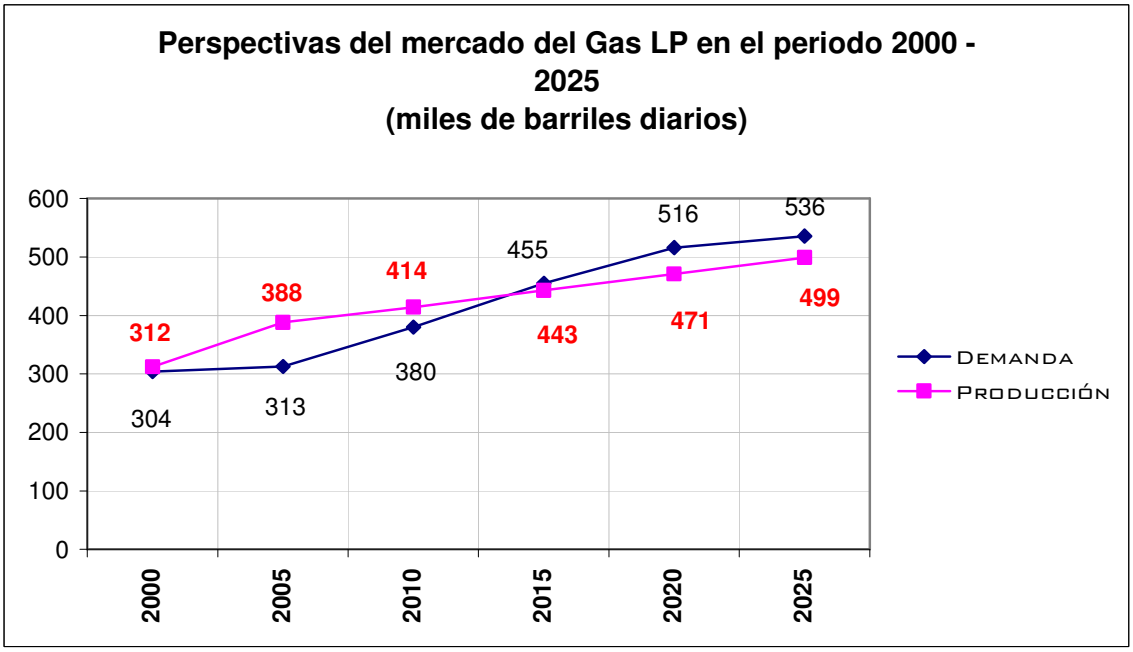

Figura 4.11, Perspectivas del mercado del Gas LP en el periodo 2000 – 2025.
Fuente: El autor con base en información de IMP (2001).

Los estudios del IMP contemplan un aumento notable en el parque vehicular, pero esto no provocará que el consumo de energía del sector transporte crezca considerablemente, debido a un mayor rendimiento en los motores de combustión interna desarrollados por la industria automotriz. El crecimiento anual de la demanda de energía del sector transporte al 2025 será de 3.2%. La gasolina y el diesel se conservarán como los principales insumos energéticos de este sector.

4.2.2.2. Agencia Internacional de Energía (AIE)

La AIE se enfoca en la administración de asuntos energéticos como el cambio climático y desarrollo tecnológico para energías renovables. Lleva a cabo un programa de investigación en materia energética el cual abarca compilación de datos, publicaciones acerca de desarrollo tecnológico y análisis de nuevas políticas energéticas.

En su estudio titulado "World Energy Outlook 2002", la AIE prevé que el consumo de petróleo en México durante el periodo 2000 – 2030 aumentará 2% anualmente, llegando a 3.5 mil millones de barriles diarios en 2030. De acuerdo con la AIE, México cuenta con importantes recursos de petróleo, sin embargo han declinado constantemente durante los últimos 17 años, debido a una disminución en la actividad exploratoria. Las principales variables económicas que la AIE tomó en cuenta para las proyecciones que realizó para el periodo 2000 – 2030 se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3.
Variables Económicas de la AIE

Crecimiento del PIB	3.4 %
Crecimiento de la población	1 %

Fuente: AIE (2002).

De acuerdo con los estudios de la AIE la participación de los combustibles primarios dentro de la oferta interna cambiará notablemente durante el periodo 2000 – 2030. El petróleo disminuirá su participación, pasando del 70% que representaba en 2003 a solo el 55% que representará en 2030. El gas natural presentará un crecimiento más acelerado, promediando una tasa de crecimiento del 3.9% anual, posicionándose como el segundo energético más importante en México.

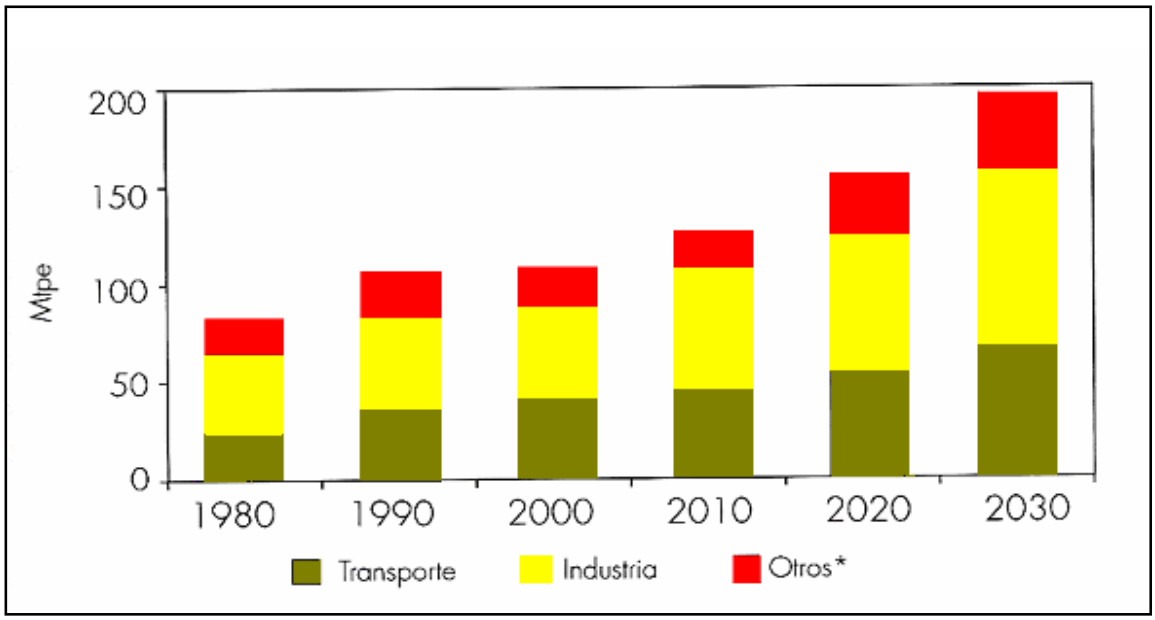

Figura 4.12, Tendencias del consumo final de energía en México.
Fuente: AIE (2002)

El sector industrial será el que consuma más energía al final del periodo 2010 – 2030, y el sector transporte se ubicará en la segunda posición (Figura 4.12). La AIE afirma que el programa de reconfiguración del SNR no será suficiente para satisfacer al 100% la demanda nacional de combustibles. El crecimiento de la demanda de energía para el sector transporte se muestra en la figura 4.13. La producción de petróleo alcanzará los 4.1 mb/d en 2010 y permanecerá así hasta 2020, sin embargo declinará significativamente en 2030 llegando a 2.7 mb/d. Se espera que las exportaciones netas de petróleo crudo y sus derivados disminuyan más rápidamente que la producción y para la tercera década del periodo 2000 – 2030, México será un importador neto de crudo.

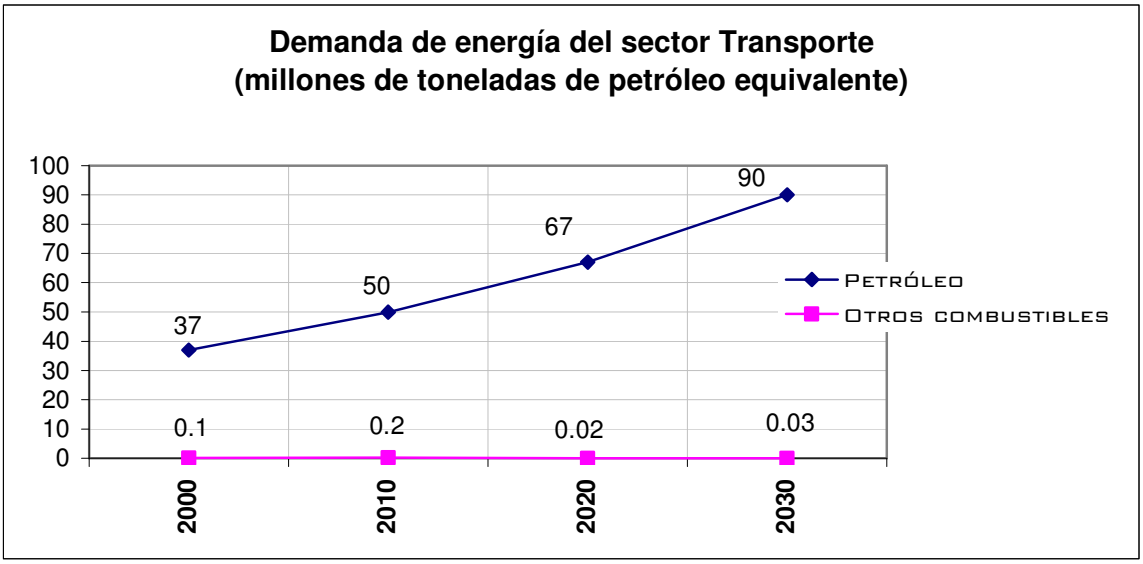

Figura 4.13, Demanda de energía del sector transporte.
Fuente: AIE (2002)

Finalmente en la tabla 4.4 se muestra una comparación entre las principales afirmaciones de las proyecciones elaboradas por la SENER, el IMP y la AIE, tomando en cuenta sus variables económicas correspondientes.

Tabla 4.4.
Comparativo de Proyecciones

	SENER 2003 - 2013	**IMP 2000 - 2025**	**AIE 2010 – 2030**
Variables Económicas			
PIB	4.7 %	6%	3.4%
Inflación	3.1%	ND	3.4%
Población	ND	1%	1%
Principales Supuestos			
Crecimiento del consumo energético Del Sector Transporte	2.79%	3.2%	3.60%
Crecimiento en la demanda de gasolinas	2.68%	2.95%	2%
Crecimiento en las importaciones de gasolinas	4.89%	6.38%	ND

Fuente: Elaboración propia ND: No disponible

En el periodo 1993 – 2003 el consumo energético del sector transporte representaba más del 50% del consumo total de energía en México, para los próximos años esta situación mostrará otra tendencia. A pesar de las proyecciones de la SENER que indican que el sector transporte seguirá consumiendo más del 60% al final del año 2013, proyecciones más amplias muestran lo contrario e indican que el sector industrial será el que consuma más energía dentro de 20 años.

El crecimiento de la población de autos ascendió aproximadamente a un 1 millón de unidades por año en la última década. Para finales del 2013 este comportamiento seguirá la misma tendencia y será necesario cubrir la demanda energética de más de 30 millones de unidades, las cuales casi en su totalidad contaran con motores a gasolina. La reconfiguración del SNR permitirá reducir ligeramente las importaciones de petrolíferos durante algunos años, pero finalmente no podrá hacer frente a la creciente demanda y será necesaria una mayor importación de energéticos para el sector transporte.

Para los próximos años las gasolinas incrementarán su demanda en un 2% aproximadamente, pero la producción apenas crecerá a una tasa del 1.4%. Esto implicará importaciones que representarán más del 11% de la gasolina consumida en México. Durante 1993, la producción de diesel fue suficiente para cubrir la demanda y realizar operaciones de exportación. En 2003, la producción disminuyó, se incrementaron las importaciones y las exportaciones bajaron casi a cero. En los próximos años se realizarán algunas importaciones de este combustible pero se espera que al final del proyecto de reconfiguración de las refinerías de PEMEX la producción pueda hacer frente a la demanda e incluso se puedan realizar algunas operaciones de exportación. El gas licuado tendría una mayor penetración dentro del sector transporte y residencial provocando que la demanda crezca con una tasa de 2% en el periodo 2000-2025 y ya que la producción no será suficiente existirá un déficit de 30 mb/d. Para los próximos años, la producción de petrolíferos no será suficiente para hacer frente a la demanda y mientras se continué exportando más petróleo del que se procesa dentro del SNR esta situación no cambiará.

Capítulo 5:

Implicaciones para PEMEX de la introducción futura de las celdas de combustible en el sector transporte.

5.1 Situación actual de PEMEX

Actualmente existe una creciente demanda de energía a nivel mundial, la cual no podrá ser cubierta por los combustibles fósiles de manera permanente debido a su naturaleza no renovable. Esto obligará a desarrollar sistemas que aprovechen al máximo los recursos energéticos actuales además de comenzar a trabajar en una diversificación energética que permita tener una amplia variedad de opciones para el futuro, con las cuales, se pueda enfrentar el problema de los combustibles fósiles. PEMEX es la empresa del Estado Mexicano encargada de explotar los recursos energéticos fósiles que se encuentran en nuestro territorio. De acuerdo con el artículo 27 de la constitución mexicana, el estado a través de sus empresas paraestatales es el único encargado de explotar y administrar los recursos energéticos del país. Por tal motivo PEMEX a través de su corporativo y de sus cuatro organismos subsidiarios (PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica) se encarga de producir petróleo, exportarlo y elaborar los combustibles necesarios para el consumo nacional. PEMEX es la 7ª empresa petrolera más importante a nivel mundial y la 11ª en capacidad de refinación (Tabla 5.1). De acuerdo con las reservas probadas de petróleo de México, es posible asegurar que la operación de PEMEX continuará durante varias décadas más (SENER, 2005).

Tabla 5.1
Posición de las empresas Petroleras Mundiales

Posición	Empresa
1	Saudi Aramco
2	Exxon Mobil
3	Petroleos de Venezuela
4	NIOC
5	Royal Dutch / Shell
6	British Petroleum
7	PEMEX
8	Chevron Texaco
9	Total Fina Elf
10	PetroChina

Fuente: SENER, 2005.

PEMEX ocupa un papel muy importante dentro de la economía mexicana debido a los ingresos que genera por ventas al extranjero de petróleo. Las divisas que se obtienen por este concepto representan el 35 por ciento del presupuesto nacional (Figura 5.1). Por tal motivo cualquier tema relacionado con esta empresa afecta directamente la planeación económica del país.

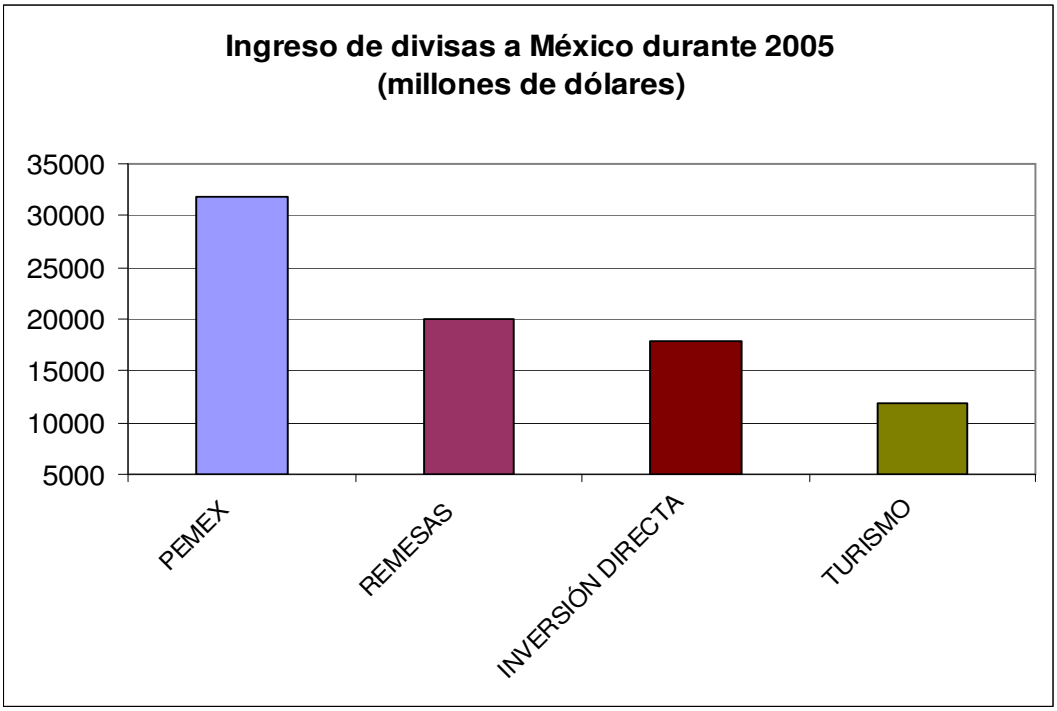

Figura 5.1; Principales fuentes de divisas para México durante 2005.
Fuente: El autor a partir de Pérez, 2005.

La creciente demanda de combustibles en México ha obligado a PEMEX a iniciar un programa de reconfiguración de su Sistema Nacional de Refinerías (SNR) con el propósito de incrementar los volúmenes de producción de combustibles principalmente los destinados al sector transporte. Esta reconfiguración contempla la utilización de sistemas y procesos que aprovechen mas eficientemente los combustibles y residuos que se manejan dentro de las refinerías. Sin embargo de acuerdo con estudios realizados por la propia SENER y organismos como el IMP y la AIE, esta reconfiguración no será suficiente para hacer frente a la creciente demanda de combustibles.

Hoy en día PEMEX enfrenta conflictos económicos, políticos y tecnológicos. Su régimen político y administrativo no le permite destinar los recursos necesarios para invertir en la infraestructura tecnológica que requiere. Es necesario que PEMEX invierta en el área de exploración debido a que los pozos descubiertos, hace ya varias décadas continúan siendo la principal fuente de recursos, además su capacidad de refinación no alcanza a cubrir completamente la demanda interna de combustibles. Por un lado PEMEX produce alrededor de 3,500 millones de barriles de petróleo diariamente de los cuales más del 50% son exportados, en contraste, el consumo de gasolinas asciende a 636 millones de barriles diarios, de los cuales 20% son importados (SENER, 2005). En otras palabras se exporta petróleo a precios relativamente bajos y al mismo tiempo se importan productos refinados que tienen un mayor valor económico.

PEMEX como empresa encargada del suministro de energéticos en territorio nacional tiene en sus manos la responsabilidad de asegurar el abastecimiento de energía fiable en el futuro, la cual debe ser ambientalmente segura para garantizar una calidad de vida aceptable para los mexicanos. El crecimiento económico de un país esta estrechamente ligado con su consumo energético y con la capacidad para cubrir su demanda. Es necesario que instituciones como PEMEX tengan una planificación adecuada acerca de las formas en como se suministrará energía en el futuro, ya que esto será fundamental para tener un crecimiento económico prospero.

5.2. Importancia del sector transporte para PEMEX.

El sector transporte es estratégico para la planeación de la economía mexicana, debido al alto grado de encadenamiento que tiene con los demás sectores económicos del país. PEMEX suministra cerca del 70% del combustible que este sector consume, además de que se encarga de las importaciones necesarias para cubrir completamente su demanda (Figura 5.2), de ahí que la relación entre esta empresa y el sector transporte sea fuerte y obviamente cualquier incidente en PEMEX afectaría al sector transporte y viceversa.

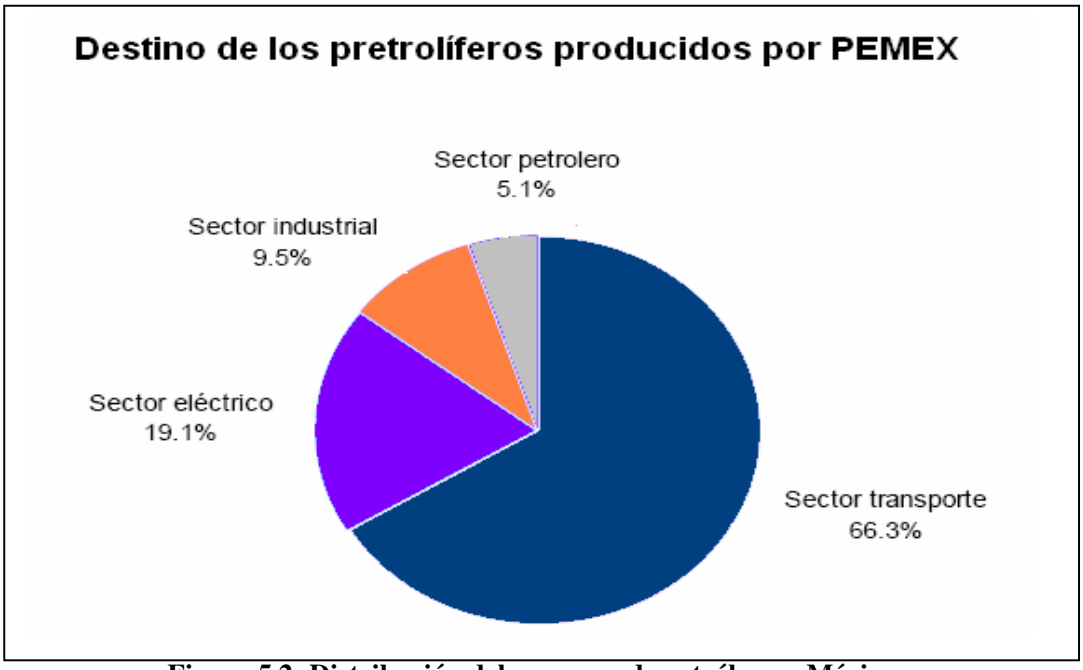

Figura 5.2; Distribución del consumo de petróleo en México
Fuente: SENER, 2005.

El crecimiento en el parque vehicular mexicano es el que establece el ritmo de crecimiento en la capacidad de refinación de PEMEX. Hoy en día esta capacidad no ha podido crecer al mismo ritmo que el parque vehicular, ocasionando que PEMEX importe casi el 20% de la gasolina que se consume en este país. Esto significa que anualmente 4.4 millones de vehículos funcionan con gasolina importada (SENER, 2005). Por tal motivo, si existiera algún cambio tecnológico dentro del sector transporte que implique reducir el consumo de gasolinas, ocasionaría que PEMEX disminuyera los niveles de importación.

Las tendencias indican que para el año 2030 los combustibles fósiles continuarán dominando el mercado energético mundial. El petróleo y el gas natural cubrirán cerca del 60% de la energía consumida (Gainsborough, 2004). La razón de esto se debe en gran parte al nivel de reservas con que se cuenta actualmente, además de que es fácil utilizarlos en múltiples aplicaciones debido a toda la infraestructura que ya esta desarrollada. Este hecho

no implica que durante este periodo los precios se mantengan relativamente bajos, es posible que en el futuro se observen incrementos en los precios de los combustibles ocasionados por la dificultad que día a día incrementa para obtenerlos del subsuelo.

La gasolina y el diesel suministrados por PEMEX continuaran dominando el sector transporte mexicano, sin embargo es necesario trabajar durante este periodo en alternativas energéticas y tecnológicas (como es el caso del hidrógeno) que permitan enfrentar una eventual disminución en las reservas de combustibles y finalmente después de un periodo de transición sustituir completamente a los energéticos no renovables.

México es un país petrolero por lo que no existe ningún problema de abastecimiento de combustibles. Los ingresos que generan las ventas de petróleo permiten que la demanda de combustibles del sector transporte sea cubierta con productos nacionales o con importaciones, aunque estas últimas representen una carga económica para PEMEX. Por el momento no existe ninguna presión que impulse un cambio tecnológico dentro de este sector. Sin embargo, es evidente que el uso de los combustibles actuales está provocando serios problemas al medio ambiente. Siguiendo el ejemplo de los países del primer mundo se debería de prevenir la escasez de los combustibles aunque se trate de un futuro lejano y comenzar a trabajar con sistemas más eficientes que permitan aprovecharlos al máximo y la par buscar nuevas opciones energéticas.

Es necesario aclarar que la demanda de combustibles para automóviles, dentro de 30 años, posiblemente tienda a disminuir debido a los desarrollos tecnológicos en la industria automotriz. Los avances tecnológicos permitirán elevar la eficiencia de los vehículos, provocando un menor consumo de combustible. Se espera que para el año 2030 la demanda de energía para vehículos ligeros en Norte América será la misma que la del año 2000, en Europa en cambio la demanda de combustibles declinará durante ese mismo periodo (Shell, 2004).

5.3. Colaboradores necesarios para que PEMEX entre en el mercado del hidrógeno

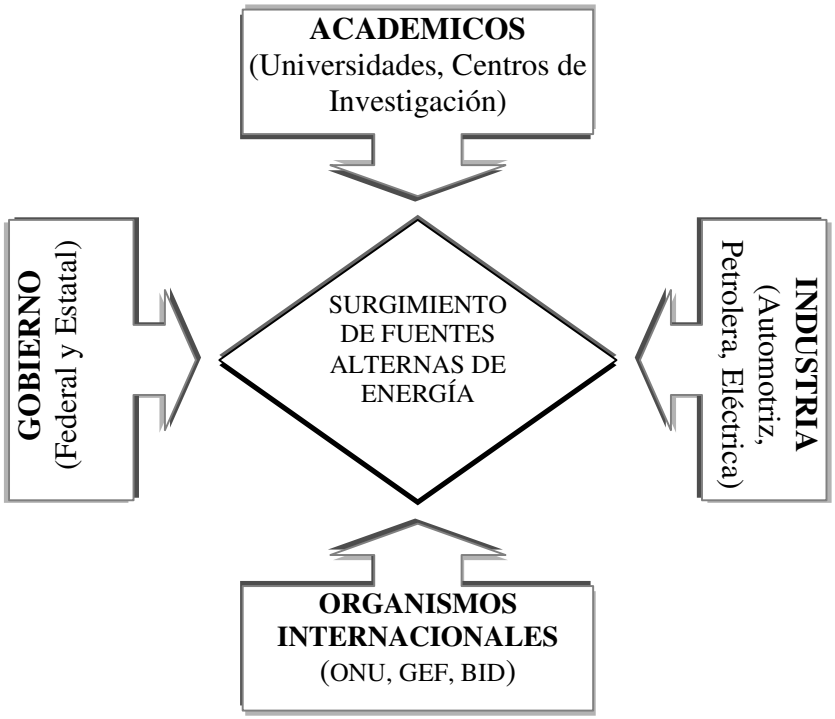

Figura 5.3; Participantes en el desarrollo de fuentes alternas de energía.
Fuente: el autor.

Debido a la experiencia obtenida a partir de la puesta en marcha de diversos proyectos demostrativos a nivel mundial los cuales tienen como objetivo explorar nuevas alternativas energéticas, es posible observar que es indispensable contar con la participación de diversos organismos, los cuales, deben establecer un compromiso real para permitir que proyectos de esta magnitud se conviertan en realidad. En el supuesto de que el hidrógeno sea considerado como portador energético para los sistemas de transporte mexicanos del futuro, será necesario contar con importantes actores que serán fundamentales para que esta tecnología pueda surgir en este país. Es posible identificar 4 niveles de participación necesarios (Figura 5.3) y que a continuación se describen.

En primera instancia y como actores principales se tendría que contar con el apoyo de los organismos gubernamentales encargados de administrar los asuntos energéticos del país, como las secretarías de estado de Energía y de Economía además de entidades como la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía y la Comisión Reguladora de Energía. También sería necesaria la participación de los organismos encargados de dirigir los sistemas de transporte de este país como es el caso de la Secretaría de Transporte y Vialidad y la Secretaría de Comunicaciones y Transportes junto con organismos como el Sistema de Transporte Colectivo METRO, el Servicio de Transporte Eléctrico y la Red de Transporte Público. Debido a que esta tecnología afecta directamente aspectos ambientales sería necesario también contar con el apoyo de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales junto con el Instituto Nacional de Ecología. Finalmente será fundamental contar en este nivel con representantes en materia energética dentro de las cámaras de diputados y senadores, convencidos de que es necesario buscar nuevas fuentes de energía. Ellos serán capaces de promover estas nuevas tecnologías, y con su ayuda se podrán generar las condiciones necesarias para que surjan iniciativas y por lo menos en materia política no se tengan mayores obstáculos.

En el siguiente nivel se encuentra la participación del sector industrial, ésta será de vital importancia en el desarrollo de nuevas alternativas energéticas. En el caso específico del hidrógeno y transporte, será necesaria la participación de empresas automotrices y energéticas como principales impulsoras de esta nueva visión energética. En México existe representación de la mayoría de las grandes empresas automotrices como Nissan, Ford, Volkswagen, GM, Honda y Toyota. También será necesario contar con las aportaciones tecnológicas de las empresas dedicadas a la producción y comercialización de gases industriales como Linde, Cryoinfra y Praxair. Como parte del sector energético mexicano, la participación de las empresas paraestatales; Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro y PEMEX será básica y fundamental en el desarrollo de nuevas opciones energéticas, es claro que estos organismos paraestatales no cuentan con regímenes autónomos pero su disposición y voluntad será de vital importancia para impulsar proyectos energéticos importantes para el futuro de este país. Básicamente el sector industrial será el

encargado de formar alianzas comerciales y aportar recursos e infraestructura para la creación de nuevas fuentes de energía.

Otro nivel corresponde a la contribución de los centros académicos y de investigación, los cuales representaran una parte muy importante en la desarrollo de nuevas tecnologías. Estas instituciones serán las encargadas de crear avances tecnológicos orientados a alcanzar niveles comercialmente competitivos para el hidrógeno y las celdas de combustible, formarán los recursos humanos necesarios para manejar y administrar estos nuevos sistemas energéticos y además serán los encargados de divulgar la información que la sociedad requiera para comprender y adoptar esta nueva tecnología. Básicamente en este nivel instituciones como la Universidad Nacional Autónoma de México, el Instituto Politécnico Nacional y demás universidades estatales serán fundamentales, además se requerirá la participación de centros de investigación como el Instituto de Investigaciones Eléctricas, el Instituto de Investigación en Materiales, el Instituto Mexicano del Petróleo y muchos otros.

Finalmente la colaboración de organismos internacionales como el Fondo Mundial para el Medio Ambiente, la Organización de Naciones Unidas a través de sus organismos correspondientes, el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y en general asociaciones que tengan la capacidad de aportar recursos económicos serán fundamentales y necesarias para implementar proyectos de esta magnitud. Estos organismos podrán además de aportar ayuda económica, propiciar las alianzas necesarias dentro del sector industrial nacional e internacional, igualmente con su participación sería posible crear vías de comunicación para proyectos similares a nivel mundial para que puedan interactuar con el propósito de intercambiar experiencias y conocimientos permitiendo así avances significativos.

Hasta este punto se ha tratado de mostrar que PEMEX no puede ser el único impulsor de las nuevas tecnologías energéticas, mucho menos de cubrirlas económicamente. Es necesario contar con todo un aparato de organismos, instituciones, empresas y gobierno que participen activamente en áreas específicas de esta tecnología. PEMEX tendría entonces la

responsabilidad de desarrollar métodos eficientes para la generación de hidrógeno, sistemas capaces de distribuir este energético por todo el territorio nacional y de desarrollar propiamente o mediante alianzas la tecnología necesaria para implementar estaciones despachadoras de hidrógeno.

5.4 Implicaciones para PEMEX del uso del hidrógeno como energético.

El uso del hidrógeno como portador energético involucra cambios en muchos segmentos de la industria y requiere de una gran inversión en infraestructura. El hidrógeno puede ser producido a través de procesos térmicos, electrolíticos o fotovoltaicos utilizando como materia prima combustibles fósiles, biomasa o agua. Puede ser consumido en sitio o puede ser distribuido a través de ductos y por medio de vehículos especializados. Es posible almacenarlo como gas, líquido o como compuestos químicos y posteriormente ser convertido en energía a través de celdas de combustible o turbinas de combustión, pero los procesos necesarios para obtener hidrógeno y utilizarlo requieren aún de un mayor desarrollo tecnológico.

La creación de un sistema energético que contemple al hidrógeno puede abarcar décadas, antes de que esto suceda, los participantes de esta tecnología deben tener claros objetivos a corto, mediano y largo plazo los cuales ayudaran a identificar las principales necesidades para que esta transición energética pueda generarse.

Los objetivos a corto plazo podrían incluir el establecimiento de códigos y estándares necesarios para crear procesos de producción, almacenamiento, distribución y conversión con cimientos en común para que puedan ser compatibles unos con otros, debido a esto los proyectos demostrativos contribuyen a encontrar las bases de estos códigos y estándares. Los objetivos a mediano plazo podrían incluir una expansión del mercado del hidrógeno, pasando de una etapa demostrativa a una introducción gradual de la tecnología, tomando en cuenta la experiencia obtenida de los proyectos demostrativos. Finalmente a largo plazo el objetivo será contar con métodos completamente accesibles que permitan la construcción

de la infraestructura necesaria para el uso del hidrógeno y de las celdas de combustible en un nivel comercial.

Una posible ruta para conseguir la implementación del hidrógeno como nueva fuente de energía podría ser aprovechar en un inicio la infraestructura existente en la industria del petróleo. PEMEX tiene dentro de sus refinerías grandes plantas productoras de hidrógeno destinadas a satisfacer las necesidades de sus procesos químicos, por lo que tiene ya experiencia en el manejo de algunos sistemas de producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. Sin embargo, tal como se ha observado en proyectos demostrativos a nivel mundial, es posible que en un inicio no se requieran grandes plantas productoras, más bien será necesario desarrollar pequeños reformadores de gas natural (actualmente se están probando en proyectos como el CUTE) además de mejorar los costos de los electrolizadores actuales, con el fin de cubrir las necesidades iniciales de las primeras flotillas de vehículos equipados con celdas de combustible. Posteriormente cuando el hidrógeno y las celdas de combustible entren a una etapa tecnológicamente de mayor desarrollo será necesario que PEMEX comience a desarrollar grandes centros de producción de hidrógeno y sistemas eficientes de distribución.

Para comenzar a trabajar con nuevas tecnologías en materia energética será necesario un interés nacional para impulsar iniciativas políticas y económicas que permitan hacerlo. Este impulso puede generarse a través de la cooperación de compañías privadas, paraestatales, universidades, centros de investigación y gobierno. Alianzas formadas entre estas entidades permitirán que líderes académicos y políticos trabajen hombro a hombro con expertos en energía del sector privado y compañías desarrolladoras de tecnología internacionales.

Para que nuevas tecnologías puedan surgir es necesario contar con los suficientes recursos económicos. Las empresas que se interesen en el desarrollo de nuevas tecnologías tendrán que destinar una parte importante de sus recursos económicos para investigación y desarrollo tecnológico, además de contar con la ayuda necesaria por parte del sector

gubernamental, debido a que este tipo de proyectos generalmente requieren de subsidios y de toda la colaboración política posible.

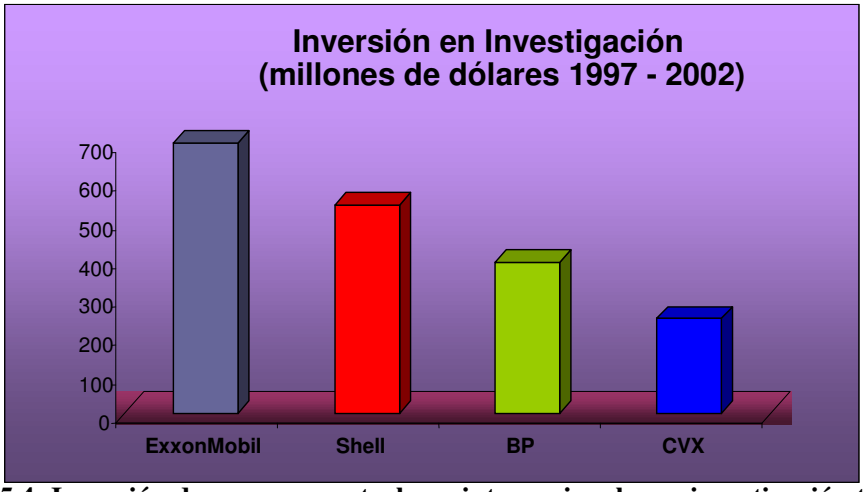

Figura 5.4; Inversión de empresas petroleras internacionales en investigación tecnológica.
Fuente: ExxonMobil, 2005.

Tomando como referencia empresas petroleras internacionales, se puede mencionar que ExxonMobil, por ejemplo, invirtió durante los últimos 5 años 66 billones en exploración para encontrar nuevos yacimientos de petróleo pero también invirtió 3 billones en investigación y desarrollo tecnológico con el propósito de encontrar fuentes alternas de energía. A finales del 2005 la empresa British Petroleum anunció sus planes para invertir 8 billones de dólares en su programa denominado "BP Alternative Energy" el cual tiene como objetivo desarrollar avances tecnológicos para obtener energía comercial a partir del sol, viento, gas natural e hidrógeno y contribuir así a disminuir las emisiones de CO_2 para el futuro. Por su parte Shell considera que las energías renovables y el hidrógeno serán fundamentales en un futuro y representarán una buena opción de negocios, por lo que desde el año 2000 ha invertido en su investigación y desarrollo cerca de 1 billón de dólares (Figura 5.4).

De constituirse el hidrógeno como vector de energía para el futuro será indispensable que PEMEX modifique sus esquemas actuales de inversión y su régimen político para que pueda participar como lo están haciendo empresas similares alrededor del mundo, sino se

continuará importando tecnología obsoleta como hasta ahora se ha hecho y de esa manera será difícil controlar nuestro futuro.

5.5. Áreas de oportunidad para la participación de PEMEX dentro del mercado del hidrógeno.

Las áreas específicas donde PEMEX podría participar dentro de una nueva economía basada en hidrógeno serían a través del desarrollo de sistemas eficaces de producción, almacenamiento y distribución. Actualmente existe como meta, en cuanto a producción se refiere, un proceso ideal que utilice energía renovable, el cual permitiría generar hidrógeno en forma limpia y segura para utilizarlo en sistemas de transporte completamente libres de emisiones contaminantes. Este tipo de sistemas permitiría producir hidrógeno en casi cualquier lugar del planeta, utilizando solamente los recursos renovables de la región. Pero este proceso ideal esta aún lejos de poder ser implementado debido al nivel tecnológico en que nos encontramos, sin embargo esto no implica que ignoremos la necesidad de encontrar fuentes alternas de energía, por el contrarío, será necesario trabajar en una etapa de aprendizaje y transición que permita experimentar con procesos y métodos diversos mientras se conciben desarrollos tecnológicos que permitan llevar esta alternativa hasta un nivel comercialmente viable. Lo anterior deja claro que PEMEX, si es que llegará a considerar seriamente al hidrógeno como portador energético, deberá también pensar indudablemente en desarrollar sistemas que aprovechen energías renovables como la eólica, solar, geotérmica y la hidroenergía, como lo han hecho ya otras empresas petroleras (Shell, British Petroleum, Norsk, etc.). En este aspecto, posiblemente alianzas con CFE (debido a que maneja centrales geotérmicas, nucleares, eólicas e hidroeléctricas) y empresas desarrolladoras de tecnología puedan hacer que PEMEX ingrese exitosamente en este segmento de mercado. Por otro lado sería de gran ayuda crear canales de comunicaciones entre PEMEX y los organismos encargados de proyectos como el CUTE donde actualmente ya se tienen en marcha centrales de este tipo.

Antes de llegar a una etapa madura de desarrollo tecnológico será necesario entrar en una etapa de aprendizaje como se mencionó anteriormente. En esta etapa serán necesarios

métodos de producción más accesibles los cuales permitan comenzar a trabajar con hidrógeno de inmediato y en pequeña escala. Para esta etapa se pueden mencionar procesos como la reformación de gas natural y la electrolisis del agua. En PEMEX se trabaja desde sus inicios con procesos que utilizan gas natural para producir hidrógeno, por lo que sería posible que estos sean los métodos utilizados en un principio para generar el hidrógeno necesario para impulsar proyectos demostrativos y la gradual introducción de la tecnología de celdas de combustible. Además de estos métodos de generar dentro de PEMEX existe una posibilidad más para producir hidrógeno que tal vez resulte más viable para el futuro. Esta opción permitiría generar hidrógeno a partir de la utilización de centrales de ciclo combinado con gasificación integrada.

Actualmente el programa de reconfiguración del SNR de PEMEX contempla la puesta en marcha de centrales IGCC dentro de los procesos productivos de sus refinerías. Originalmente estas centrales trabajaran con coque de petróleo proveniente de la refinación de crudo Maya para producir 350 MWe además de vapor de mediana y baja presión. El aspecto interesante de este tipo de centrales es que pueden generar también hidrógeno a partir de la implementación de algunos procesos a su concepción original. Básicamente solo sería necesario incluir un reactor de vapor de agua (*Water Shift Reactor*) para procesar el gas de síntesis producido en le gasificador y generar un gas hecho principalmente de hidrógeno con muy bajos niveles de CO_2, también sería necesario una etapa de compresión de CO_2 y una etapa final de purificación (*Presion Swing Adsortion*) mediante la cual se obtendría hidrógeno con niveles de pureza aceptables para utilizarlo en sistemas de celdas de combustible.

El costo de las centrales IGCC varía mucho debido a que es una tecnología que esta en una etapa temprana de desarrollo y comercialización. Para tener una idea aproximada del costo de estas centrales es posible calcular en primera instancia el costo de cada uno de los módulos de la central IGCC originales, es decir, sin considerar las etapas de producción de hidrógeno (Figura 5.5). Para ello será necesario tomar como base un precio promedio de 1,160 dólares por KW para una central IGCC que utiliza coque de petróleo como insumo primario (Rosenberg, 2004). Si consideramos que las centrales de PEMEX producirán 350 MWe es posible conocer entonces el costo aproximado el cual se muestra en la tabla 5.2.

Tabla 5.2
Costos de los módulos necesarios para una central IGCC

Módulo	Costo Millones de Dólares	% del costo total
Preparación de combustible	48.72	12%
Gasificador y enfriamiento de Syngas	121.80	30%
Limpieza del syngas	28.42	7%
Ciclo combinado	133.98	33%
Sistemas de control y servicios auxiliares	73.08	18%
Costo Total	**406.00**	**100%**

Fuente: El autor a partir de Rosenberg, 2004.

Ahora es posible calcular el costo de la infraestructura necesaria para la producción de hidrógeno tomando como base el costo total de la central IGCC de 350 MWe y tomando en cuenta los parámetros considerados en el estudio denominado "*Pre–Investment of IGCC for CO2 capture with the potencial of hydrogen co–production*" presentado en octubre del 2003 en la convención de tecnologías para la gasificación llevada a cabo en San Francisco, California (Rutkowski, 2003). De este estudio podemos concluir que el módulo del reactor y el de captura de CO_2 requerirá de una inversión aproximada del 15% del costo total de la central IGCC y el módulo destinado para la purificación del hidrógeno necesitará de una inversión aproximada del 0.45% del costo total de la central (Tabla 5.3).

Tabla 5.3
Costos de módulos adicionales para la producción de hidrógeno en una central IGCC

Módulo	Costo Millones de Dólares
Costo Inicial de la central IGCC	406.00
Reactor y Captura de CO_2	60.90
Purificación de hidrógeno	1.83
Costo Total	**468.73**

Fuente: El autor a partir de Rosenberg, Sakúlason, Rutkowski, Lipman y Edwars.

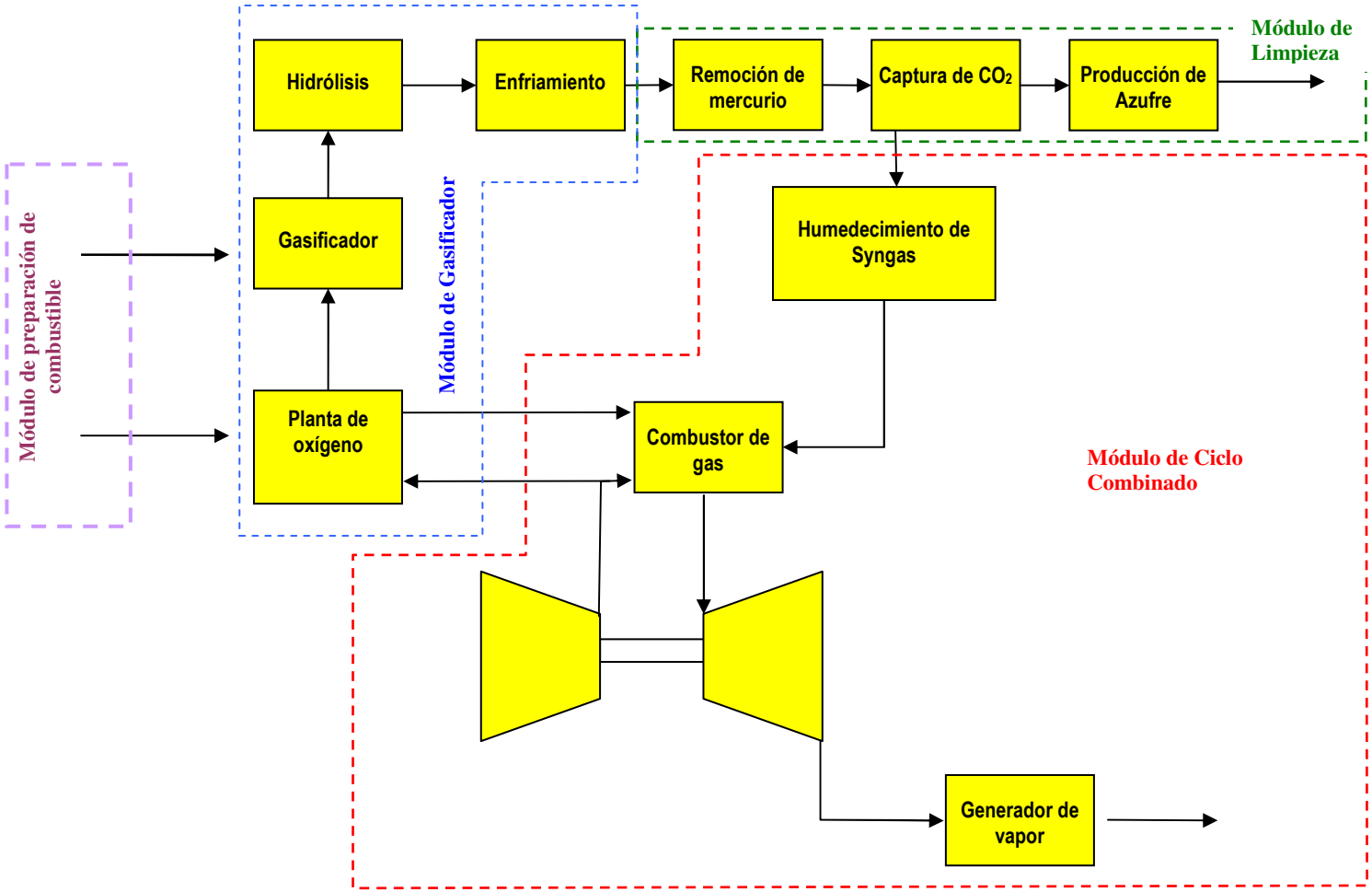

Figura 5.5, Módulos que integran una central IGCC.

Fuente: Rutkowski, 2003.

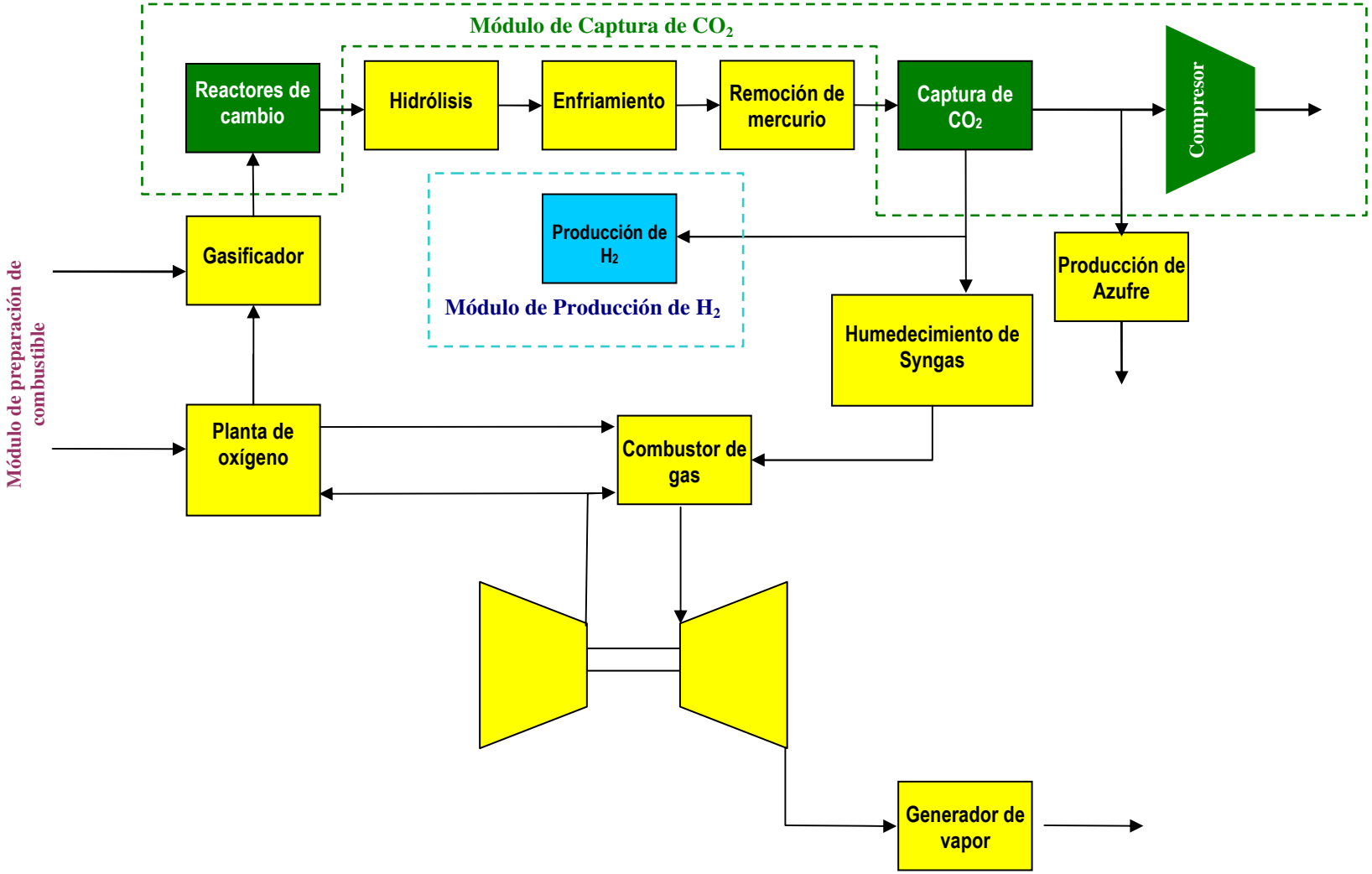

Figura 5.6, Módulos necesarios para la elaboración de hidrógeno a partir de una central IGCC.
Fuente: Rutkowski, 2003.

El hecho de considerar este tipo de centrales como posibles fuentes de producción de hidrógeno en un futuro es debido a que a partir del procesamiento de desperdicios de refinación de crudo Maya se puede generar, además de electricidad, hidrógeno. PEMEX tiene considerado la implementación de 4 plantas de este tipo dentro de sus refinerías (Figura 5.7), la primera será instalada en la refinería de Tula a finales del año 2012. Por esta razón esta opción representa una buena oportunidad para aprovechar la infraestructura con que cuenta PEMEX para comenzar a trabajar con el hidrógeno como portador energético.

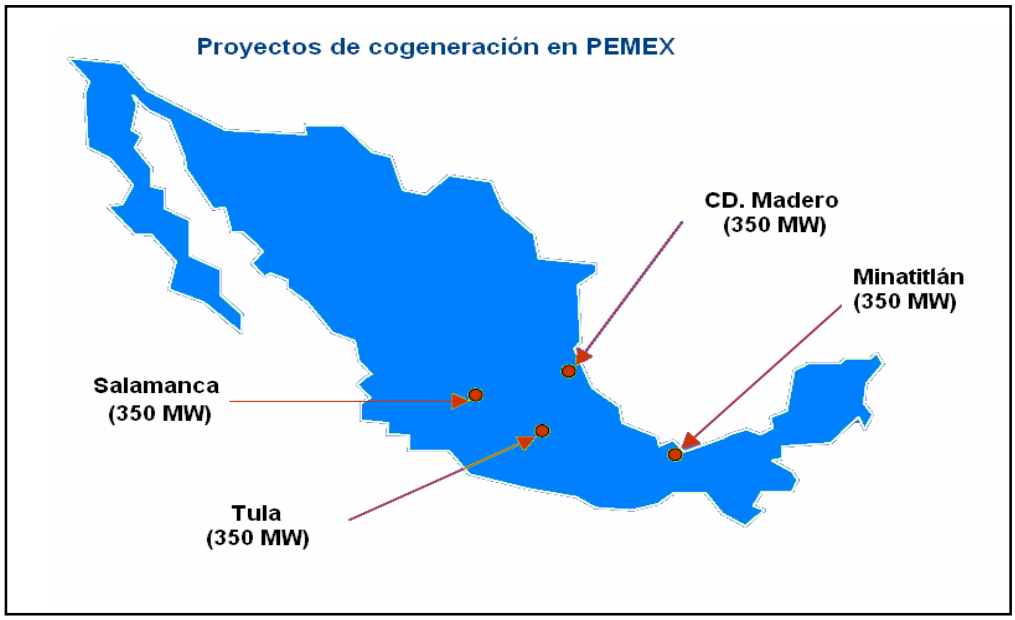

Figura 5.7, Ubicación geográfica de las centrales IGCC futuras de PEMEX.
Fuente: Sener, 2005.

De acuerdo con un estudio realizado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas una central IGCC de aproximadamente 370 MWe tiene la capacidad para producir 59,000 m^3/h de hidrógeno (Fernández, 2001). Tomando en cuenta que 1 millón de toneladas de hidrógeno sería suficiente para abastecer 2.5 millones de vehículos de celdas de combustible durante un año (DOE, 2003), es posible calcular que una central IGCC como las planteadas por PEMEX será capaz de producir aproximadamente 31,000 toneladas de hidrógeno al año, suficientes para abastecer a 78,000 vehículos de celdas de combustible. Evidentemente en el inicio de la era del hidrógeno es improbable que tal cantidad de vehículos pueda existir en México, por lo que con una sola planta de este tipo se podría dar un impulso bastante fuerte a la introducción de esta tecnología utilizando sólo un porcentaje

de su producción de hidrógeno, el resto podría ser utilizado para los procesos químicos de la propia refinería.

Otra área de participación de PEMEX sería desarrollando sistemas de distribución. Para cortas distancias podrían ser utilizados vehículos especializados y utilizar redes subterráneas de ductos para cubrir grandes distancias. PEMEX tiene experiencia en el manejo de redes subterráneas de ductos, pues actualmente maneja la Red Nacional de Ductos mediante la cual transporta gas natural y la cual atraviesa prácticamente el territorio nacional de sur a norte, además en México ya operan vehículos especializados para transportar hidrógeno (Tube Trilers), pero sólo dentro del sector privado.

PEMEX tendría que desarrollar junto con otras empresas y centros de investigación sistemas de almacenamiento capaces de acumular grandes cantidades de hidrógeno construidos de materiales ligeros, resistentes y muy seguros. Durante la etapa de aprendizaje de esta nueva tecnología es posible que los sistemas de almacenamiento actuales puedan funcionar adecuadamente mientras se desarrollan mejorías. Probablemente los problemas mayores en cuanto a almacenamiento se presenten para los diseñadores de sistemas móviles como vehículos y sistemas portátiles. Ellos tendrán la responsabilidad de desarrollar materiales muy ligeros, baratos y suficientemente robustos para resistir las presiones y temperaturas apropiadas para almacenar hidrógeno en volúmenes aceptables. Es posible que para el futuro los *metales hidridos* y estructuras basadas en carbono estén en una etapa madura de desarrollo para utilizarse en la construcción de sistemas de almacenamiento.

Un aspecto completamente nuevo para PEMEX será la implementación o desarrollo de estaciones despachadoras de hidrógeno. En México no existe esta tecnología, sin embrago en el mercado industrial nacional existen empresas como Air Products (socio comercial de CryoInfra), Aga Linde y Praxair que cuentan ya con diversos prototipos de estas estaciones alrededor del mundo. Es posible entonces que alianzas corporativas entre estas empresas y PEMEX puedan generar las condiciones necesarias para que estos prototipos puedan introducirse en nuestro país y posteriormente gracias a la participación de centros de investigación mexicanos puedan generarse prototipos propios.

Básicamente estas estaciones despachadoras están constituidas por un sistema de compresión, uno de almacenamiento y la bomba despachadora de hidrógeno, sus precios aún nos son competitivos ni certeros, pero en base al estudio titulado "*Economic Analisys of Hydrogen Energy Stations Concepts: Are ¨H2E – Stations¨ a Key Link to a Hydrogen Fuel Cell Vehicle Infraestructure*" publicado en el año 2002 por la universidad de California es posible tener idea de su costo el cual se muestra en la tabla 5.4. Finalmente otro aspecto en donde también se tiene que trabajar es en el desarrollo de los sistemas auxiliares de distribución los cuales contempla la introducción de detectores de hidrógeno para prevenir fugas, agentes odorizantes, materiales para construcción de nuevos ductos y contenedores, empaques y válvulas.

Tabla 5.4
Costos aproximados de estaciones abastecedoras de hidrógeno

Módulo	**Costo** Dólares
Sistema de compresión	7,858.00
Sistema de almacenamiento	13, 992.00
Bomba dispensadora	4, 800.00
Costo total por estación	**26, 650.00**

Fuente: Lipman y Edwars, 2002.

Las áreas de participación de PEMEX dentro de la tecnología del hidrógeno pueden ser tan amplias como la voluntad de esta empresa por participar en el desarrollo de esta tecnología. Esta participación puede comenzar en trabajar muy de cerca con empresas automotrices para el desarrollo de los nuevos vehículos, hasta el desarrollo de sistemas completamente sustentables para suministrar la energía del futuro, pero cualquiera que sea su participación, ésta debe estar perfectamente definida. Es necesario que se enfoque profundamente a las tareas que le sean asignadas dentro de este nuevo surgimiento tecnológico. De esta forma sí cada participante se compromete con aportar lo mejor de si, por muy pequeña que sea su participación, al final se tendrán resultados muy satisfactorios y beneficios que podrán ser perdurables a lo largo del tiempo.

La mayoría de los estudios realizados por empresas petroleras internacionales, compañías energéticas y diversos organismos coinciden en la idea de que el hidrógeno será una opción muy prometedora en aplicaciones móviles y muy en específico en sistemas de transporte. Por tal motivo es necesario comenzar a trabajar en este tema lo antes posible para decidir se es viable utilizar sistemas de este tipo o sí será necesario buscar nuevas opciones que generen más beneficios.

Las preguntas más importantes que se generan cuando se habla de nuevas tecnologías a nivel mundial y en el caso especifico del hidrógeno indudablemente son ¿Podrá algún día llegar este tipo de tecnología a México?, ¿Será el momento adecuado o simplemente seguiremos importando tecnología ya obsoleta? y finalmente ¿Cuál es la ruta para que la tecnología del hidrógeno pueda entrar en México?. Las respuestas a estas preguntas no son simples debido a que se requiere de la participación de muchos organismos y de voluntad política, pero con acciones sencillas se pueden dar grandes avances en materia de desarrollo tecnológico.

Actualmente dentro el sector petrolero mexicano y en general en el sector energético no pueden identificarse estrategias claras para el desarrollo tecnológico en general ni del hidrógeno. En este país es difícil que se consideren grandes inversiones en tecnología debido a la situación económica por la que atravesamos. La inversión casi siempre viene de la mano de proyectos que generen resultados a corto plazo y que utilicen tecnología que esta demostrada ampliamente de manera comercial. Sin embargo será necesario buscar recursos por diversos medios para invertir en tecnología e infraestructura, ya que la necesidad de desarrollar nuevas alternativas energéticas es inminente y tarde o temprano será ineludible ofrecer una respuesta satisfactoria al problema de la escasez de combustibles.

PEMEX como organismo encargado de administrar los recursos energéticos de este país debería ser un promotor incansable de nuevas tecnologías para suministrar la energía que se requerirá en el futuro. Es cierto que la opulencia transitoria de recursos petroleros con los que contamos puede ser un obstáculo para tener una visión clara de lo que el país necesitará

en el futuro en materia energética, por tal razón será necesario que PEMEX junto con las demás empresas paraestatales y organismos gubernamentales encargados de los asuntos energéticos estén dirigidos por personas cuya visión del futuro permita ejecutar las acciones necesarias para que México pueda continuar creciendo y desarrollándose aún sin el impulso actual que el petróleo nos ofrece.

CONCLUSIONES GENERALES

Conclusiones Generales

El hidrógeno no puede considerarse como única solución al problema futuro de los combustibles fósiles. Se estaría cometiendo un error si nuevamente se tratará de basar todo el sistema energético mundial en un solo elemento. El hidrógeno puede ser parte de la solución de este problema y debe pertenecer a una amplia gama de opciones energéticas con las que podamos satisfacer nuestras necesidades de energía para el futuro. Existirán aplicaciones en donde indudablemente el hidrógeno tenga ventajas sobre otras formas energéticas. Es preciso entonces tratar de identificar estas aplicaciones lo antes posible para comenzar a trabajar en ellas y poder utilizarlas en el momento en que se requiera.

Los combustibles fósiles y en particular el petróleo seguirán siendo la base de nuestros sistemas energéticos durante algunas décadas más. Actualmente, se están tomando medidas que permiten utilizar estos recursos y reducir sus impactos ambiéntales, además de que se ha incrementado la eficiencia de los sistemas que los utilizan para poder aprovecharlos al máximo. Durante el periodo que el petróleo siga vigente será necesario desarrollar procesos que tengan como objetivo remplazar los esquemas energéticos actuales con el propósito de obtener sistemas completamente sustentables. Dentro de estos sistemas, el hidrógeno representará una opción muy alentadora mediante la cual se impulsarán sistemas que incluyan fuentes renovables de energía. Pero para que el hidrógeno pueda ser considerado como un serio candidato para sustituir al petróleo será necesario mejorar los procesos actuales para su producción además de contar con métodos más eficientes para su almacenamiento.

Las celdas de combustible tienen un futuro muy prometedor, especialmente en el sector transporte y en la generación a gran escala de energía eléctrica. El problema que se presenta actualmente en las celdas de combustible son los niveles de pureza del hidrógeno que se requieren para que éstas puedan operar adecuadamente, además de los altos costos de algunos de sus componentes, como es el caso del platino y las membranas poliméricas. En la medida en que sean resueltos estos problemas, las celdas de combustible se convertirán en sistemas altamente eficientes capaces de sustituir a los motores de combustión interna y

a muchas máquinas más. Los sistemas de transporte urbano que están demostrando celdas de combustible como medio de propulsión, están aportando y generando resultados satisfactorios, pero únicamente a nivel demostrativo, hace falta una gran infraestructura y desarrollo tecnológico para poder mantener un sistema de transporte urbano basado en hidrógeno. Después de solucionar el problema de encontrar los métodos más efectivos para generar hidrógeno a partir de energía renovable, el siguiente paso será desarrollar los mecanismos o dispositivos que puedan transportar finalmente esa energía hasta las aplicaciones que necesitemos.

El mercado energético del sector transporte mexicano actualmente cubre su demanda con producción nacional y una parte importante es cubierta con importaciones del extranjero debido a la insuficiencia en infraestructura en los sistemas de refinación y petroquímica. Este es un problema que a largo plazo representará complicaciones en cuanto a abasto y costos de combustibles se refiere. PEMEX por su parte ha identificado este problema e intenta solucionarlo a través de la reconficuración de su sistema de refinerías. Esta estrategia es muy acertada, debido a que mientras más se incremente la capacidad de proceso de petróleo en México, más se podrá satisfacer la demanda con productos nacionales y se evitará la importación de combustibles a un precio relativamente alto. El problema es que sus alcances sólo le permiten incrementar la producción en porcentajes relativamente bajos los cuales no son suficientes para la creciente demanda a la que se enfrentarán. Es necesario pensar entonces en estrategias que permitan garantizar el abasto de combustibles para el futuro, además de considerar nuevos energéticos que amplíen las opciones actuales y transitar así hacia un desarrollo más sustentable.

El papel del hidrógeno en México se limita sólo a su utilización como materia prima, pero debido al potencial que representa como transportador energético es posible que en un futuro se considere en este país como tal. Esta consideración realmente es muy incierta debido a que este tipo de tecnología requiere de una gran inversión económica y representa un cambio tecnológico total en los sistemas actuales. Esto representa un enorme obstáculo en este país debido a la situación económica y las políticas con las que se rige nuestro sector energético. El surgimiento de esta tecnología dependerá entonces del impulso que le

den empresas privadas, centros de investigación, universidades, organismos internacionales y sobre todo de la disposición del gobierno mexicano por adoptar políticas que permitan planear y desarrollar proyectos que entreguen resultados satisfactorios a largo plazo.

Tal vez la estrategia más adecuada para comenzar con un estudio real del hidrógeno sea comenzar con una campaña informativa y educativa donde se difunda ampliamente qué es esta tecnología, cómo funciona, qué implicaciones tiene un cambio tecnológico de esta magnitud y sobre todo cómo podemos utilizarla y aprovecharla. Esto puede ocasionar un avance muy significativo. A través de esto podrían asentarse desde los cimientos educativos el estudio no solo del hidrógeno como opción energética sino a todas las posibles opciones que existen para el futuro, además de informar a la gente la actual necesidad de buscar nuevas fuentes de energía y los beneficios que el hidrógeno puede ofrecer. Esto ayudará profundamente ya que teniendo una sociedad conciente y conocedora de las posibles respuestas que se tienen para los problemas energéticos que se avecinan será un poco más sencillo poder enfrentar los obstáculos que se presenten.

ANEXOS

ANEXO 1.1:

Ciclo Combinado (Brayton-Rankine)

Este ciclo combinado está basado en la unión de dos ciclos de potencia Rankine y Brayton, tales que el calor descargado por el ciclo Brayton es utilizado por el ciclo Rankine parcial o totalmente. La corriente de escape en la salida de una turbina de gas está a una temperatura relativamente alta. Una forma de aprovechar este flujo de gas, para mejorar la utilización del combustible, es mediante el uso de un generador que permite precalentar el aire entrante al compresor y al combustor con el gas de escape de la turbina. La energía transferida por el ciclo de vapor se obtiene aplicando los balances de masa y energía al volumen de control que contiene al intercambiador de calor. Debido a las limitaciones impuestas por el tamaño del intercambiador de calor, no todo el calor procedente de la turbina de gas en el estado 5 puede estar por encima de la temperatura ambiente, la mayor parte de la energía de esa corriente se utiliza en la vaporización del fluido de trabajo del ciclo de vapor.

Ciclo Rankine

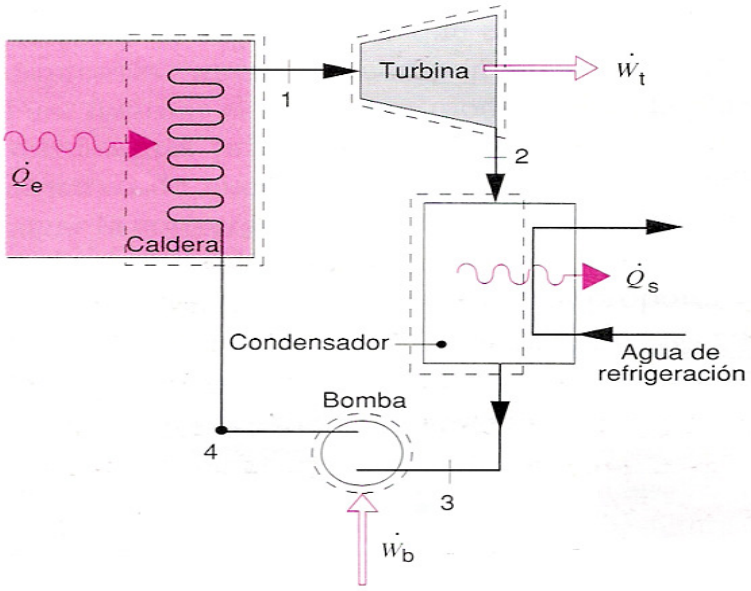

Figura A1.1, Esquema del ciclo rankine
Fuente: Moran, 1995.

En el ciclo Rankine (Figura A1.1) el vapor es generado en una caldera en el estado 1, con presión y temperatura elevadas y se expande a través de la turbina para producir trabajo, descargándose en el condensador con una baja presión en el estado 2. En el condensador se

transfiere el calor del vapor al agua de enfriamiento que circula en un flujo separado. El vapor condensa y la temperatura del agua de refrigeración aumenta. El líquido procedente del condensador en el estado 3 es bombeado desde la presión del condensador hasta la presión de la caldera. El fluido de trabajo completa un ciclo cuando el líquido procedente de la bomba en el estado 4, llamado *agua de alimentación* de la caldera, es calentado hasta la saturación y evaporado en la caldera.

Ciclo Rankine ideal.

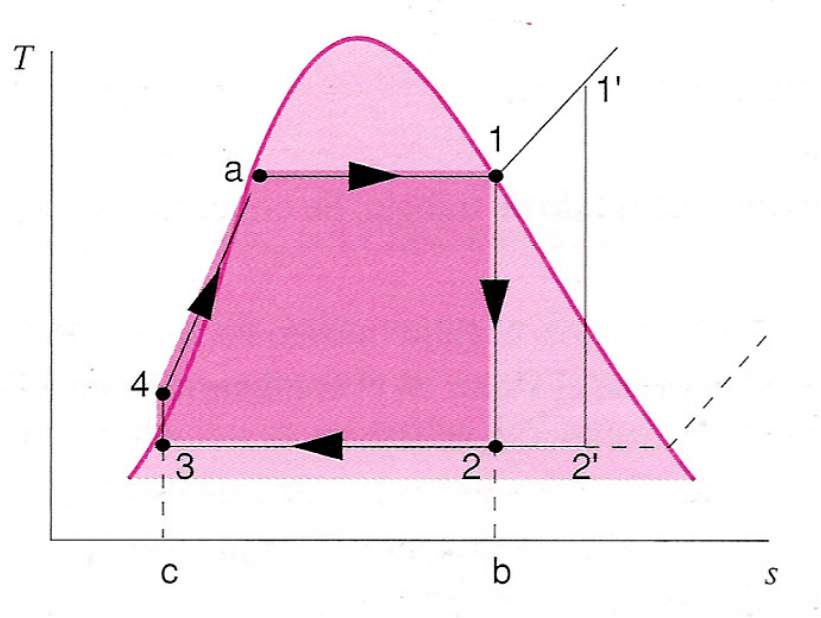

Figura A1.2, Ciclo Rankine ideal
Fuente: Moran, 1995.

Si el fluido de trabajo pasa a través de los diversos componentes de un ciclo simple de vapor sin irreversibilidades, no existirán pérdidas de presión por rozamiento en la caldera y el condensador, además el fluido de trabajo pasará a través de estos equipos a presión constante. También, en ausencia de irreversibilidades y sin transferencia de calor al entorno, los proceso en la turbina y la bomba serán isoentrópicos. Los procesos internamente reversibles que sigue el fluido de trabajo son:

Proceso 1-2: Expansión isoentrópica del fluido de trabajo a través de la turbina, desde vapor saturado en el estado 1 hasta la presión del condensador.

Proceso 2-3: Transferencia de calor desde el fluido de trabajo cuando fluye a presión constante por el condensador, siendo líquido saturado en el estado 3.

Proceso 3-4: Compresión isoentrópica en la bomba hasta el estado 4 dentro de la zona de líquido.

Proceso 4-1: Transferencia de calor hacia el fluido de trabajo cuando circula a presión constante a través de la caldera, completándose el ciclo.

Ciclo Brayton

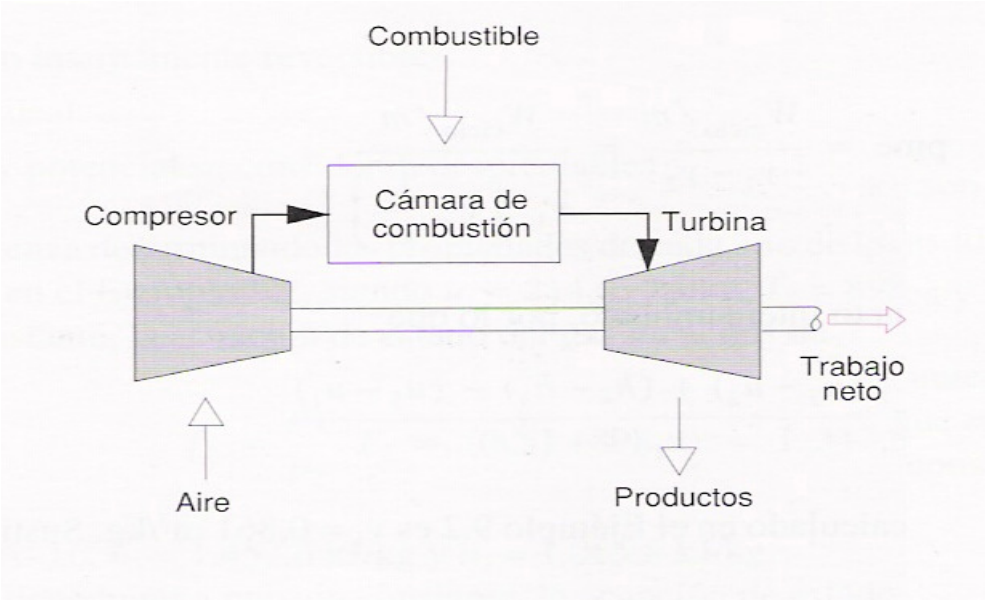

Figura A1.3 Diagrama de operación del ciclo Bryton.
Fuente: Moran, 1995.

Las centrales de turbinas de gas operan bajo el ciclo termodinámico Brayton (Figura A1.3) y pueden operar como sistemas abiertos o cerrados. El más común es el modo abierto. En este sistema el aire atmosférico entra continuamente al compresor donde se comprime hasta altas presiones. El aire entra entonces a una cámara de combustión, o combustor, donde se mezcla con el combustible produciéndose la combustión y obteniéndose los gases de combustión a elevadas temperaturas. Estos gases se expanden en la turbina y después se descargan a la atmósfera. Parte de la potencia desarrollada en la turbina se utiliza en el compresor y la restante se utiliza para generar electricidad. Una idealización utilizada en el estudio de centrales térmicas de turbina de gas de tipo abierto, es el análisis *aire-estándar*. En este análisis se realizan las siguientes dos suposiciones; el fluido de trabajo es aire, que se comporta como gas ideal, y la elevación de la temperatura que debe conseguirse por la combustión interna se produce por una transferencia de calor de una fuente externa.

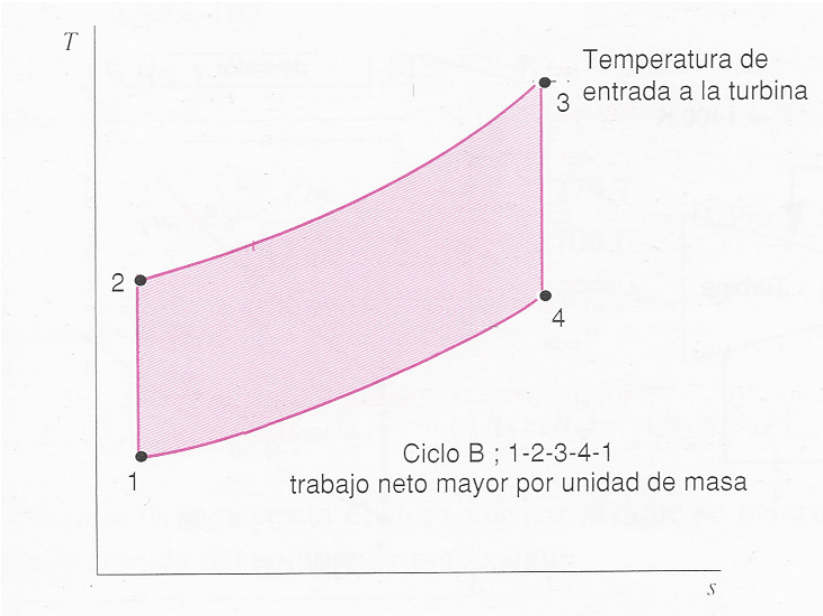

Figura A1.4, Ciclo Brayton
Fuente: Moran, 1995.

De acuerdo a las suposiciones anteriores, la elevación de la temperatura que debe conseguirse en el proceso de combustión se produce por transferencia de calor al fluido de trabajo desde una fuente externa. Este fluido se considera aire con un comportamiento de gas ideal. El aire entra en el compresor en el estado 1 en condiciones ambientales y después vuelve al ambiente en el estado 4 con una temperatura mayor. Después de interaccionar con el ambiente, cada unidad de masa descargada podría alcanzar el mismo estado que el aire que entra en el compresor. Por ello se puede suponer que el aire pasa a través de los componentes de la turbina de gas como recorriendo un ciclo termodinámico.

Una representación simplificada por los que pasa el aire en dicho ciclo. Se consigue al suponer que los gases que salen de la turbina vuelven al compresor pasando a través de un intercambiador de calor donde se realiza la cesión de calor al ambiente.

El estudio del ciclo Brayton ideal proporciona conclusiones que son cualitativamente correctas para turbinas de gas reales. La primera de estas conclusiones es que el rendimiento térmico crece cuando aumenta la relación de presiones en el compresor.

ANEXO 2.1:

Desarrolladores de Celdas de combustible

- *FUEL CELL ENERGY (FCE Inc.)*

La empresa FCE desarrolla celdas SOFC rectangulares y cuadradas con una cubierta cerámica y un electrolito sólido. El ánodo y el cátodo están hechos de un material poroso que permite que los gases pasen a través de el. El cátodo recibe al oxigeno y el ánodo el hidrógeno y el monóxido de carbono si es alimentada por hidrocarburos. El electrolito entre los electrodos conduce los iones de oxigeno de cátodo a ánodo. Como los iones de oxigeno están cargados negativamente se combinan con el hidrógeno para formar agua.

FCE ha desarrollado una micro-estructura que da a la celda una alta densidad de potencia (cantidad de watts por centímetro cuadrado). Los desarrollos los han llevado a obtener con temperaturas de operación de 75°C hasta cinco veces la densidad de potencia. Debido a las altas temperaturas de las SOFC, las juntas de vidrio que rodean al snack suelen romperse ocasionando goteras y deteriorando el sistema. FCE desarrollo juntas comprimidas que resisten altas temperaturas.

Hoy en día el hidrógeno es producido a partir de los hidrocarburos, las SOFC necesitan solo de un simple reforzamiento para obtener el hidrógeno. El proceso del reforzamiento consiste en calentar los hidrocarburos hasta temperaturas de 700° C – 900° C, después pasa por un catalizador junto con vapor de agua, el catalizador promueve una reacción que libera al hidrógeno y combina al carbón con el oxigeno para formar monóxido de carbono. Las SOFC no requieren para funcionar hidrógeno puro, por lo que no es necesario agregar procesos para remover el monóxido de carbono.

- *GAS TECHNOLOGY INSTITUTE (GTI)*

El GTI ha desarrollado nuevas diseños par reducir los costos de las celdas de combustible. Las SOFC tradicionales emplean electrolitos espesos para operar adecuadamente junto con los electrodos elaborados a base de materiales muy costosos. En lugar de esto, el GTI usa un electrolito ligero en conjunto con unos delgados y porosos electrodos (Reduced-Temperature Electrode-Supported Planar Solid Oxide Fuel Cell RTESP-SOFC). Esta configuración reduce

las temperaturas de operación, permitiendo la utilización de mas componentes metálicos, en lugar de los caros componentes cerámicos necesarios para soportar altas temperaturas, además como se utilizan electrolitos mas ligeros es posible la utilización de catalizadores a base de níquel lo que tiene significantes ahorros ya que el catalizador a base de platino es actualmente la parte mas cara del sistema (Remick, 2002).

- *MATERIALS AND SYSTEMS RESEARCH, Inc. (MSRI).*

El MSRI ha desarrollado estudios sobre un SOFC los cuales determinan que es posible ofrecer densidades de potencia de 1.9 W/cm^2 en una celda ó 0.5 W / cm^2 dentro de un stack con temperaturas de operación de 800°C, esto es logrado mediante la reducción de la resistencia de los electrodos y los electrolitos, gracias a los materiales utilizados en stack, las celdas no experimentan ninguna expansión o contracción durante la operación, el costo teórico de esta cela sería de US $25.12 por KW, con una densidad energética de 1.8 KW por Litro de combustible (MSRI, 2001).

- *SIEMENS WESTHINGHOUSE POWER CORPORATION.*

Siemens Westinghouse Power Corporation han desarrollado celdas de combustible tipo SOFC con tecnología tubular bajo auspicio del U.S. DOE y algunos organismos alemanes. Esta compañía ha formado una división dedicada al desarrollo de SOFC´s para aplicaciones estacionarias y prevé que para el 2007 estén listas comercialmente. Dentro de sus sistemas más novedosos se encuentra un sistema híbrido Celda de Combustible/Turbina de Gas. La potencia eléctrica es generada en forma directa por la SOFC y en forma alterna por el generador usando el mismo flujo de aire y combustible. Las eficiencias de estos sistemas se muestran en la tabla A2.1.

Tabla A2.1
Eficiencias teóricas de sistemas SOFC/Turbina de gas

CAPACIDAD DE GENERACIÓN KW	EFICIENCIA %
0.250	55
1	60
2 a 3	70
Mayor a 20	Mas de 70

Fuente: Siemens Westinghouse, 2005.

- *SULZER HEXIS CORPORATION.*

Sulzer Hexis se dedica al desarrollo de celdas de combustible tipo SOFC tubulares. Actualmente cuenta con un sistema denominado HXS 1000 PREMIERE, el cual utiliza un electrolito de óxido cerámico de zirconio, además tiene colectores metálicos de corriente los cuales guían el combustible a través del ánodo y al oxigeno a través del cátodo. Éstos son extremadamente conductores, por lo que conducen perfectamente los electrones del ánodo de una celda al cátodo de otra.

- *UNITED TECHNOLOGIES CORPORATION (UTC)*

UTC ha desarrollado sistemas de celdas de combustible desde 1960 los cuales eran destinados para las misiones APOLLO, APOLLO-SOYUZ y SKYLAB de la NASA. Cada unidad entregaba 28 V y 1.5 KW, pesaba 250 libras y operaba con hidrógeno y oxigeno almacenado criogénicamente. En 1980 UTC diseño y entrego una celda alcalina de 30 KW para abastecer a un vehículo de la marina de Estados Unidos, el hidrógeno y el oxigeno fue suministrado por tanques presurizados. En 1990 UTC entrego y demostró un prototipo de una de PEM de 10 KW para vehículos de la marina de los Estados Unidos. Actualmente trabaja en diseños de celdas de combustible tipo PEM integradas a autobuses de transporte urbano.

- *BALLARD POWER SYSTEMS.*

Actualmente esta compañía canadiense es uno de los líderes en el desarrollo de celdas de combustible y sistemas de potencia basados en hidrógeno. Sus esfuerzos se centran en desarrollar celdas tipo PEM para pequeñas aplicaciones estacionarias y móviles. Sus productos abarcan sistemas desde 100 W hasta 250 KW. En el año 2001 Ballard introdujo en el Mercado el sistema NEXA ®, el cual fue el primer sistema que integraba una celda de combustible tipo PEM y que era producido comercialmente. El NEXA ® fue diseñada para suministrar energía eléctrica en forma alterna (hasta 1200 W) de forma estacionaria o portátil. Además de este sistema, Ballard posteriormente lanzo al mercado los sistemas AirGen™, este fue el primer modulo para aplicaciones residenciales (diseñado especialmente para trabajar en interiores) similar a los UPS actuales. Consistía de un generador de celdas de combustible el cual podía producir electricidad mientras se le suministrara combustible. Otro de los productos de mayor auge a nivel mundial de Ballard son sus sistemas Xcellis™ los cuales están diseñados para impulsar todo tipo de vehículos, desde un auto compacto, hasta un autobús de pasajeros.

- *NUVERA FUEL CELL*

La compañía italiana Nuvera es uno de los líderes a nivel mundial en el diseño y desarrollo de celdas de combustible, reformadores de combustible y sistemas de celdas diseñados especialmente para la industria automotriz y la generación distribuida de electricidad. Actualmente tiene un programa impulsado por el instituto alemán Best Water Technology AG para desarrollar una nueva membrana polimérica integrada a una celda de combustible apropiada para aplicaciones industriales. Dentro de las principales características de esta membrana esta el hecho de que podrá trabajar a temperaturas máximas de 90°C. sus sistemas de reformadores de combustible son capaces de obtener hidrógeno a partir de gasolina, etanol, metanol, gas natural, keroseno, propano, butano y diesel.

ANEXO 3.1:

Principales participantes de proyectos de celdas de combustible y sector transporte

1. *Proyecto JHFCP*

Las empresas automotrices que participan en el JHFC son; **Toyota, Nissan, Honda, DaimlerChrysler, General Motors, Hino Motors, Mitsubishi** y **Suzuki**. Algunos de estos fabricantes comenzaron con el desarrollo de vehículos y autobuses impulsados con celdas de combustible desde 1992 y participan en diversos proyectos además de éste.

Las compañías petroleras participantes son: **Nippon Oil Corporation, Cosmo Oil** y **Showa Shell Sekiyu.** Como parte del JHFC estas empresas tienen un programa de celdas de combustible donde se prueban este tipo de baterías. También se lleva a cabo un programa de investigación y desarrollo para la utilización de energías alternas utilizando hidrógeno. Las compañías **Tokio Gas** y **Toho gas** actualmente están desarrollando dentro del proyecto JHFC celdas de combustible que utilizan gas natural como materia prima para generar hidrógeno.

Figura A3.1, Estación de recarga de hidrógeno de Asahi, Yokohama.
Fuente: www.kakoki.co.jp

Iwatani Internacional, **Japan Air Gases** y **Taiyo Nippon Sanso Corporation** son empresas que se dedican a la producción de gases industriales. Estas compañías están interesadas en los vehículos de celdas de combustible, por esta razón contribuyen al JHFC como desarrolladores de tecnología para la producción eficaz de hidrógeno.

Las compañías **Sinanen, Itochu Enex** e **Idemitsu Kosan** suministran gasolina, petróleo, aceite y propano. Como parte del proyecto JHFC estas empresas ayudaron a construir las estaciones de recarga de hidrógeno y los sistemas de producción de hidrógeno. Actualmente el proyecto JHFC esta en su último año de operación. Se han puesto en marcha 10 estaciones de recarga de hidrógeno (Figura A3.1) que funcionan alrededor del área metropolitana de Tokio las cuales han abastecido de hidrógeno gaseoso a cerca de 59 diferentes vehículos de celdas de combustible. Recientemente se pusieron en operación dos estaciones más en la población de Aichi las cuales sirven para abastecer de hidrógeno a 8 autobuses Toyota/Hyno. Próximamente el ministerio japonés de economía, comercio e industria anunciará el lanzamiento de la segunda etapa del JHFC, la cual tendrá un periodo de 5 años de duración.

2. *Proyecto de la CaFCP*

Este proyecto demostrativo esta en operación en tres ciudades importantes de California. La coordinación e implementación del proyecto esta a cargo de las empresas de transporte público de estas ciudades. Ellas llevan a cabo la operación y mantenimiento de los autobuses; instalación, operación y mantenimiento de las estaciones de recarga de hidrógeno (Figura A3.2); y la transferencia de datos entre todos los participantes.

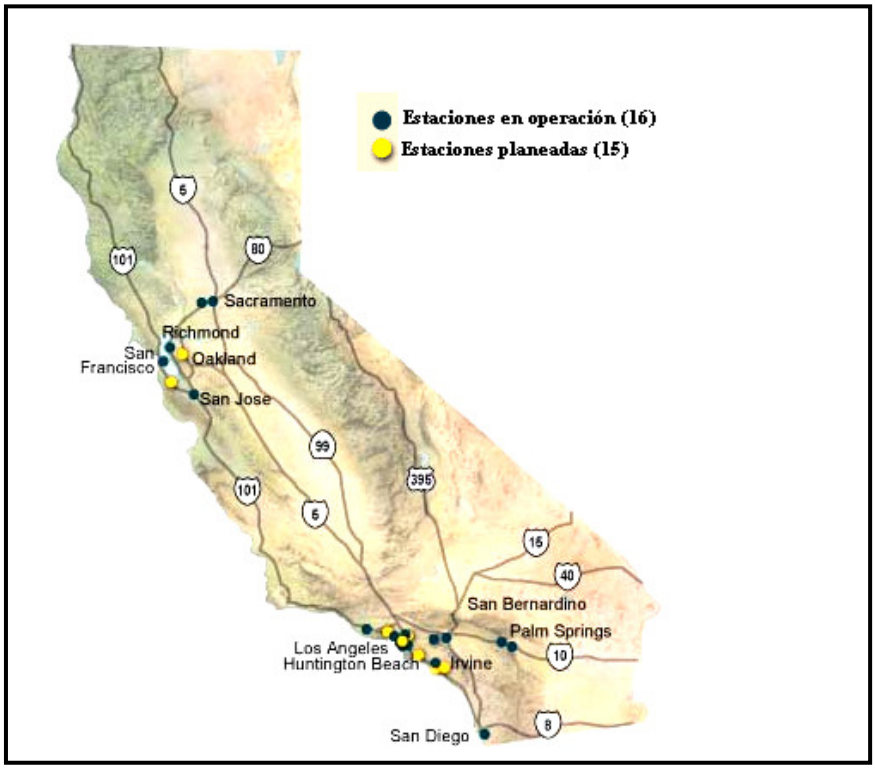

Figura A3.2, Estaciones de recarga de hidrógeno en California
Fuente: www.drivingthefuture.org

El CaFCP consiste básicamente de 8 compañías privadas, 2 agencias de estado (Consejo de Recursos del Aire de California y la Comisión de Energía de California), el departamento federal de energía y tres agencias estatales de transito.

AC Transit situada en Oakland, California. Proporciona servicios de transporte público al este de San Francisco. Ha tenido ya experiencia en el manejo de autobuses de celdas de combustible. Actualmente como parte del CaFCP tiene alianzas con UTC y Van Hool Bus para el desarrollo de cuatro autobuses de celdas de combustible.

Valley Transportation Authority (VTA) tiene su base en San José de California y proporciona servicio en el condado de Santa clara. En el año 2002 contrato a las empresas Gilling Corporation y Ballard Power Systems para desarrollar tres autobuses de celdas de combustible los cuales circularan en el condado de San Mateo, bajo la dirección de la agencia de transporte SamTrans.

Transit Agency SunLine proporciona servicios de transporte público en el valle de Coachella, California. Esta compañía comprará un autobús de celdas de combustible para su demostración, similar a los utilizados en Transit AC. El proyecto de esta ciudad en especial es interesante debido a las condiciones de calor extremo en las que trabaja el transporte urbano de esta zona. SunLine también ha estado involucrada en proyectos para la generación de hidrógeno vía reformación de gas natural y por medio de electrolisis utilizando energía solar.

DaimlerChrysler, Honda, VolksWagen, y **Ford** se encargarán de comercializar los vehículos de celdas de combustible. Las compañías **Ballard Power Systems** y **UTC** se encargaran de proveer las celdas de combustible para los vehículos. **Shell** y **Texaco** son las propietarias de la mayor parte de las refinerías en California. Estas empresas se encargaran junto con **Air Products** y **Arco Products** de la infraestructura necesaria para el abastecimiento de hidrógeno de los vehículos y autobuses.

De acuerdo con las políticas ambiéntales del estado de California, recientemente numerosos proyectos se han unido al CaFCP, como es el caso de la puesta en marcha de una estación de recarga de hidrógeno en el condado de Santa Ana, la cual fue inaugurada el 20 de Enero del 2006. Esta estación fue diseñada por la compañía Air Products y abastecerá de hidrógeno gaseoso a una flota de cinco autobuses desarrollados por la empresa Quantum Technologies a petición del gobierno de esta ciudad.

3. *Proyecto CUTE*

Este proyecto es apoyado por la Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión Europea. A continuación se muestra una breve descripción de los participantes de cada ciudad del proyecto CUTE. Básicamente la estructura de este proyecto permite que las empresas encargadas de los servicios de transporte de las nueve ciudades participantes se encarguen de la administración de los autobuses de celdas de combustible y de la aportación del personal necesario. Por su parte empresas privadas se encargarán de la construcción de la infraestructura necesaria par que los autobuses puedan operar correctamente.

En breve concluirá el proyecto CUTE y los 27 autobuses de celdas de combustible participantes (Figura A3.3) han acumulado cerca de 220,000 kilómetros y 17,200 horas de operación. De acuerdo con los socios de este proyecto los resultados arrojados fueron mucho mejor de lo que se esperaba. Algunos datos interesantes del proyecto CUTE es que el consumo de hidrógeno fue diferente entre las ciudades participantes, así por ejemplo mientras en Hamburgo se tenia un rendimiento de 0.19 Kg./Km., en Madrid se obtuvo un rendimiento igual a 0.285 Kg./Km. (Stevens y Peetoom, 2004).La investigación acerca de la tecnología del hidrógeno será retomada nuevamente por la Unión Europea en el año 2007 mediante la creación de la "Plataforma Tecnológica para Celdas de Combustible" (HFP por sus siglas en inglés). Este nuevo

Figura A3.3, Autobús Citaro utilizado en el proyecto CUTE
Fuente: www.fuel-cell-bus-club.com

proyecto tendrá como objetivo alcanzar la comercialización de las celdas de combustible para el año 2015 y la introducción masiva de vehículos de celdas de combustible para el año 2020. Se espera que para los años 2030 y 2040 la población de FCV sea de 100 millones (Scheemaker, 2005).

4. Proyecto ECTOS

Debido a que la tecnología del hidrógeno requería de proyectos en la modalidad *join venture*, dentro de este proyecto se decidió crear un organismo que administrara los recursos y controlara a todos los participantes del ECTOS, así se formó la compañía **Islandic New Eenergy (INE).** Dentro de esta corporación **VisitOrka** tiene como objetivo fungir como respaldo a las compañías participantes del proyecto, además de servir como una estructura de negocios que represente a las compañías energéticas, industria privada, instituciones de investigación y el gobierno para que funcionen como una sola compañía con el propósito de crear la primera economía basada en hidrógeno.

Figura A3.4, Primara estación de recarga de hidrógeno en Islandia
Fuente: Wurster, 2004.

Para cumplir con tal objetivo **VisitOrka** se asoció con tres grandes empresas claves en el desarrollo de la tecnología del hidrógeno; **DaimlerChrysler**, **Norsk Hydro** y **Shell Hydrogen**. Estas empreas brindaran apoyo técnico al proyecto ECTOS estableciendo lazos que permitan trabajar hombro a hombro a todos los participantes, con el fin de crear la primera ciudad basada completamente en hidrógeno como fuente de energía.

La compañía nacional de electricidad **Landsvirkjun** es la más grande de Islandia. La generación de electricidad de esta empresa esta basada totalmente en energía geotérmica y del agua. Actualmente esta interesada por seguir utilizando recursos y energías renovables, por esta razón Landsvirkjun es una entusiasta participante del proyecto ECTOS en Islandia.

El **Instituto Tecnológico de Islandia (IceTec)** y la **Universidad de Islandia** participan activamente en el proyecto ECTOS realizando investigaciones y desarrollos tecnológicos. Estos centros educativos tienen como objetivo conducir las investigaciones y proveer educación sobre hidrógeno y celdas de combustible. Además de ofrecer a los estudiantes conocimientos sobre tecnología de vanguardia.

Durante la primera fase de este proyecto se puso en marcha la primera estación de recarga de hidrógeno a nivel mundial (Figura A3.4) y los autobuses de celdas de combustible han operado miles de kilómetros sin contratiempos mayores, más que pequeñas fallas mecánicas. Tan solo con la puesta en marcha de estos autobuses, hasta la fecha se han ahorrado 15,630 litros de diesel y se ha evitado la emisión de 40 toneladas de gases de efecto invernadero (Stevens, 2004). De acuerdo con los resultados que se han obtenido del proyecto ECTOS la visión de la compañía INE contempla una conversión total a una economía del hidrógeno para el año 2050.

5. *Proyecto UNDP/GEF – China y UNDP/GEF – Brasil*

En el proyecto de *China* se formó un equipo de trabajo que incluyó entre otras compañías a **Beijing Public Transit Co** principal empresa de transporte de Beijing, el **Instituto de investigaciones automotrices** de Beijing y la **Universidad de Tsinghua**. Este equipo de trabajo decidió adquirir 3 autobuses de celdas de combustible desarrollados por **DaimlerChrysler** (Figura A3.5). De acuerdo con los ingenieros de esta empresa, estos autobuses han sido mejorados con respecto a los problemas encontrados después de la puesta en práctica del proyecto CUTE. El equipo del GEF-Beijing también trabajo con compañías de transporte público de Stuttgart, para capacitar a su personal en el manejo de estos autobuses.

En el año 2002 el gobierno de Brasil comenzó con su programa nacional de celdas de combustible con el propósito de crear una industria de celdas de combustible nacional. Esto implicó crear dos compañías brasileñas especializadas en celdas de combustible; la empresa **Electrocell** y **Unitech**. Las compañías privadas involucradas en el proyecto GEF-Brasil son; **CEMIG** quién suministra actualmente energía eléctrica en el sureste de Brasil, **CLAMPER** que suministra electricidad en menor escala, **PETROBRAS** compañía petrolera de Brasil y la empresa argentina **SIECO**. Dentro de este proyecto también participan diversas entidades

educativas como la **Universidad de Rio de Janeiro**, la **Universidad de Maringa**, el **Instituto de Tecnología y Desarrollo** de Brasil (GEF, 2004).

Figura A3.52, Autobús Citaro de hidrógeno en China
Fuente: Feller, 2005.

Actualmente el proyecto GEF/Brasil esta entrando en negociaciones con fabricantes de autobuses y celdas de combustible para adquirir sus unidades y esta por concluir su fase de preparación. Por su parte el proyecto GEF/China es el que ha producido mayores resultados satisfactorios, ha concluido con su fase de preparación y ha empezado con su fase de demostración. El sector privado de este país ha mostrado un gran interés en participar en este proyecto y ha aportado contribuciones monetarias para continuar con la segunda fase, además de que este proyecto cuenta con el apoyo total del gobierno chino y los gobiernos estatales de la ciudad de Shangai y Beijing. Se espera que para los juegos olímpicos del 2008 que se llevaran a cabo en China estos autobuses estén ya circulando en el servicio de transporte público local.

6.- Proyecto STEP

La compañía **Perth Transit** es una de las tres compañías privadas que tienen contrato con el gobierno australiano para proveer de servicios de transporte público. Esta empresa será responsable de almacenar en un lugar adecuado los autobuses de celdas de combustible (Figura A3.6), además los empleados de Perth Transit llevarán a cabo el mantenimiento y operación de los autobuses. La **Universidad de Murdoch** participara en el proyecto STEP realizando una evaluación independiente, además llevara a cabo la captura de todo el aprendizaje del proyecto. Esta evaluación será usada para futuros desarrollos de hidrógeno y celdas de combustible.

Figura A3.3, Autobuses Citaro de hidrógeno del proyecto STEP.
Fuente: www.fuel-cell-bus-club.com

El gobierno de Australia accidental funciona actualmente como cabeza del proyecto STEP y provee la mayor cantidad de recursos económicos. El **departamento de planeación e Infraestructura** es el responsable de coordinar las pruebas a los autobuses impulsados con hidrógeno y a los demás participantes del proyecto. Por su parte **DaimerChrysler** desarrolló el autobús de celdas de combustible por medio de su subsidiaría EvoBus en Alemania y es responsable de coordinar todo lo referente a las condiciones de trabajo de los autobuses. La celda de combustible utilizada por el autobús fue fabricada por **Ballard Power Systems** en Canadá. Finalmente la empresa **BP** construyo la estación de recarga para el proyecto y además suministrará hidrógeno de respaldo producido en su refinería ubicada en Kwinana. La estación de recarga fue construida bajo subcontrato por la compañía **BOC Gases** quién llevo a cabo todo el diseño de ingeniería y realizará labores de mantenimiento dentro de la estación.

El proyecto STEP concluirá a finales del año 2006. Actualmente este proyecto es considerado como un programa piloto de evaluación tecnológica que esta sirviendo para informar al gobierno de Australia occidental, a las compañías y a la sociedad acerca de la operación y funcionamiento de los autobuses de celdas de combustible. Permitirá obtener información para que las compañías fabricantes de celdas de combustibles realicen las innovaciones necesarias a los futuros diseños de las celdas para que pueda surgir una transición hacia una economía basada en hidrógeno.

ANEXO 4.1:

Mercado energético mexicano

De acuerdo con el artículo 27 de la constitución de los Estados Unidos Mexicanos a la nación le corresponde el dominio directo de los recursos naturales con los que cuenta el país. Para administrar estos recursos, México tiene dos grandes empresas paraestatales; Petróleos Mexicanos (PEMEX) que se encarga de administrar el petróleo y sus derivados y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que se encarga de generar, transmitir, distribuir y comercializar electricidad en la mayor parte del país, con excepción del Distrito Federal y algunas poblaciones cercanas a éste, donde el servicio está a cargo de otra pequeña empresa paraestatal, Luz y Fuerza del Centro (LyFC).

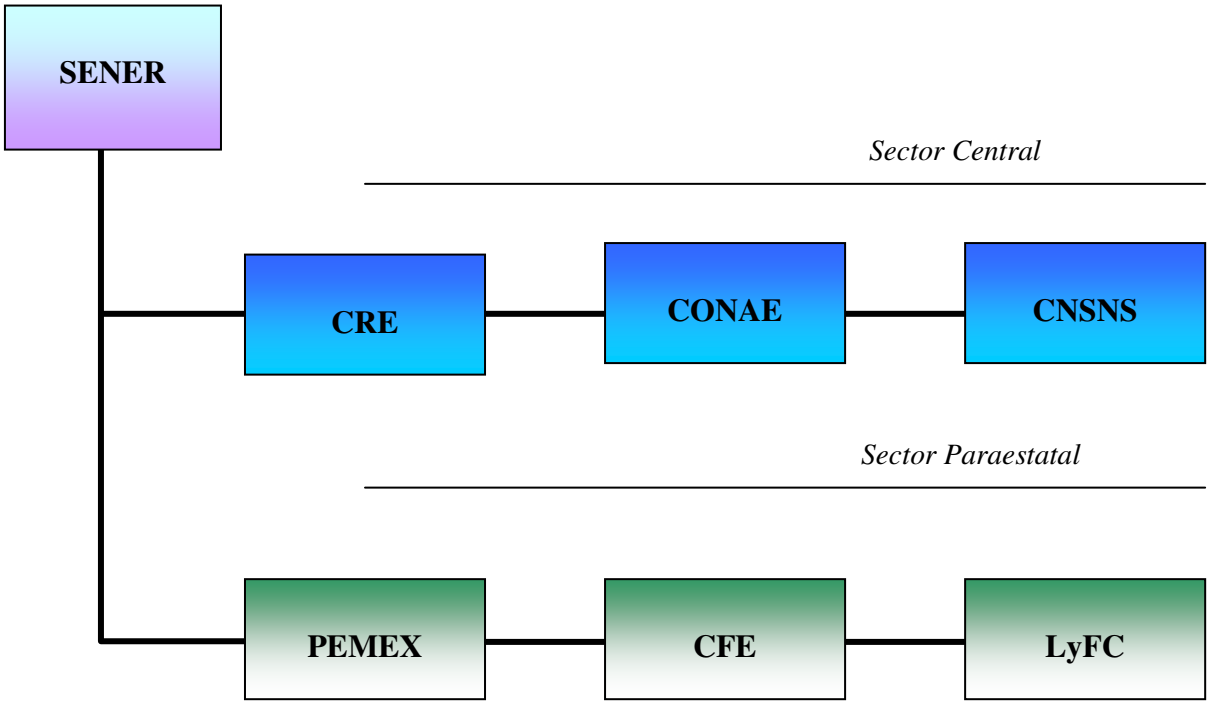

Figura A4.1, Organigrama del sector energético mexicano
Fuente: El autor

Para comprender mejor la estructura del sector energético es necesario aclarar que la energía primaria es aquella que se obtiene directamente o por medio de un proceso de extracción en la naturaleza. Las energías primaras comprenden al; carbón, petróleo crudo, gas asociado, gas no asociado, condensados, nucleoenergía, hidroenergía, geoenergía, energía eólica, bagazo de caña

y leña. La energía secundaria se deriva de las fuentes primarias y se obtiene a través de los centros de transformación. Los energéticos secundarios son el coque de carbón, el coque de petróleo, el gas licuado, las gasolinas y naftas, los querosenos, el diesel, el combustóleo, los productos no energéticos, el gas natural y la electricidad.

La oferta total de energía es la producción mas la importación de energía primaria y secundaria. En 1993 el monto total de la oferta correspondió a 5,702 PJ (Peta joules) y la cifra registrada en el año 2003 fue superior en más de 11%, debido principalmente a un incremento en la importación de carbón y a los aumentos en la producción de refinados de petróleo y gas natural.

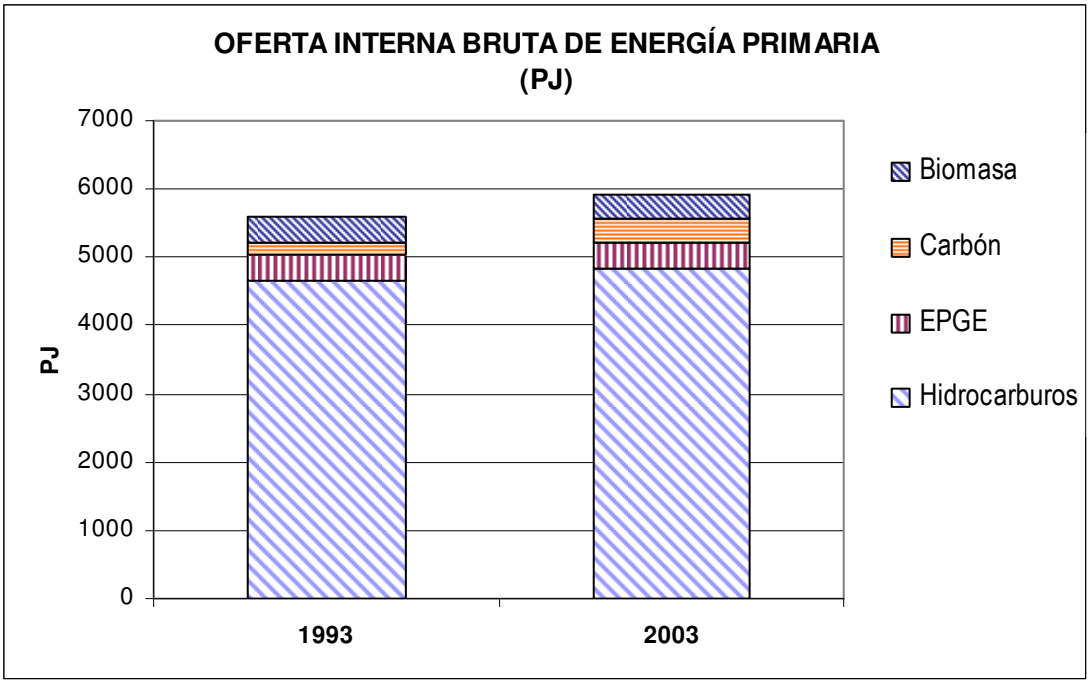

Figura A4.2 Oferta total de energía en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004).

1.- Oferta Interna Bruta de Energía Primaria (OIBEP)

La OIBEP es la suma de la producción e importación de energía primaria menos las exportaciones, la energía no aprovechada y las operaciones maquila-intercambio. Básicamente es la energía que se consume en el país y podemos describirla mediante la siguiente ecuación:

OIBEP = (Producción + Importación) – (Exportación + No aprovechada) ± Variación de inventarios ± Maquila-intercambio.

En 1993 la OIBEP registró un total de 5,608 PJ, pero en el año 2003 esta cifra fue superior por 304 PJ. En este periodo de diez años los hidrocarburos, la biomasa y la energía primaria para la generación de electricidad (EPGE) no tuvieron variaciones importantes, a diferencia del carbón, el cual elevó su oferta a más del doble (Figura A4.2).

A.- Carbón

En México el carbón que se consume básicamente es dos tipos; C*arbón Siderúrgico* el cual tiene bajo contenido de cenizas y es utilizado para su transformación en coque y el *Carbón Térmico* el cual tiene mayor contenido de cenizas y es utilizado en la generación de electricidad. La producción de carbón registró un aumento del 29% en el periodo 1993 – 2003. En 1993 la importación de este energético era casi nula, pero en el año 2003 esta situación cambio drásticamente (Figura A4.3) debido a que fue necesario producir e importar más carbón por el aumento de su consumo en centrales eléctricas.

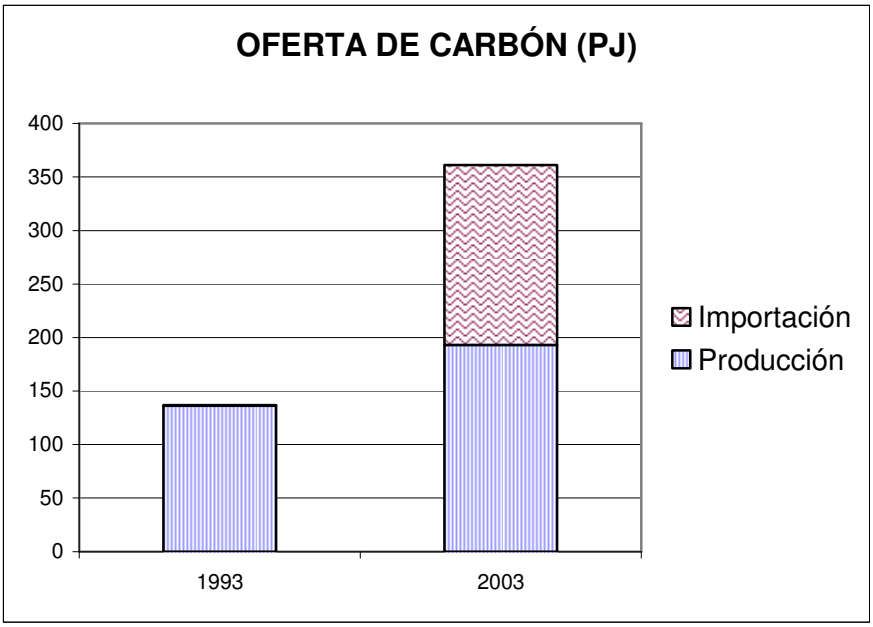

Figura A4.3, Producción e importación de carbón en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004).

B.- Hidrocarburos

Los hidrocarburos están formados por el petróleo crudo, el gas no asociado, el gas asociado y los condensados. El *petróleo crudo* suele clasificarse en función a su densidad, en México existen tres diferentes clasificaciones de este combustible fósil; el tipo *Maya* que tiene una

densidad de 22° API[1] y con un contenido de azufre cercano al 3.3%, el tipo I*stmo* que tiene una densidad de 33.6° API y un 1.3% de azufre y el tipo *Olmeca* que muy ligero y tiene una densidad API de 39.3% con un nivel de 0.8% de azufre.

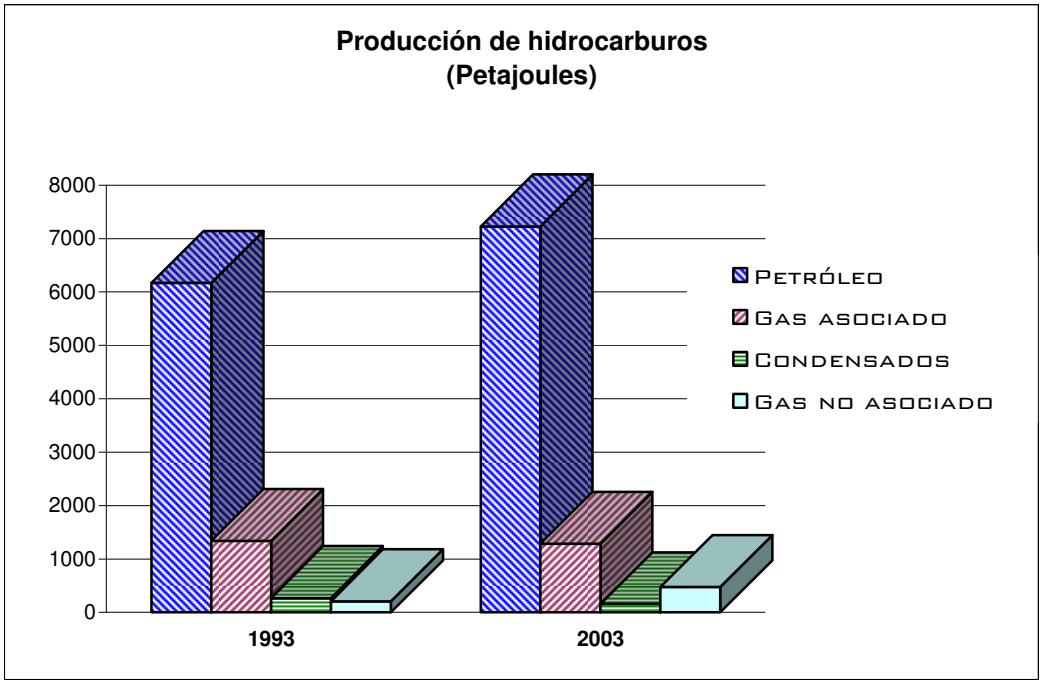

Figura A4.4, Producción de hidrocarburos en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004).

La producción de hidrocarburos registró un incremento del 26% en el periodo 1993 – 2003 debido principalmente a la mayor extracción de petróleo crudo y gas no asociado, los cuales tuvieron un aumento en su producción de 14% y 55% respectivamente. En cuanto a gas asociado y condensados, la producción tuvo un ligero decremento (Figura A4.4). En el año 2003 más del 43% de la producción de petróleo (3,989 PJ) fue destinada a exportaciones. En ese mismo año la producción nacional de productos refinados de petróleo no fue suficiente para satisfacer la demanda, por lo que fue necesario importar casi 400 PJ. Con estos datos es posible afirmar que en México se exporta casi la mitad de la producción de petróleo, sin embargo, se importa una parte importante de los productos refinados que consume, los cuales tienen un valor agregado mucho mayor.

C.- Energía primaria para la generación de electricidad (EPGE).

La energía primaria que se utiliza para la generación de electricidad incluye a la hidroenergía, geoenergía, nucleoenergía y energía eólica.

[1] Escala API: Escala normalizada por el Instituto estadounidense del petróleo utilizada en la industria petrolera mundial para expresar la densidad de hidrocarburos líquidos.

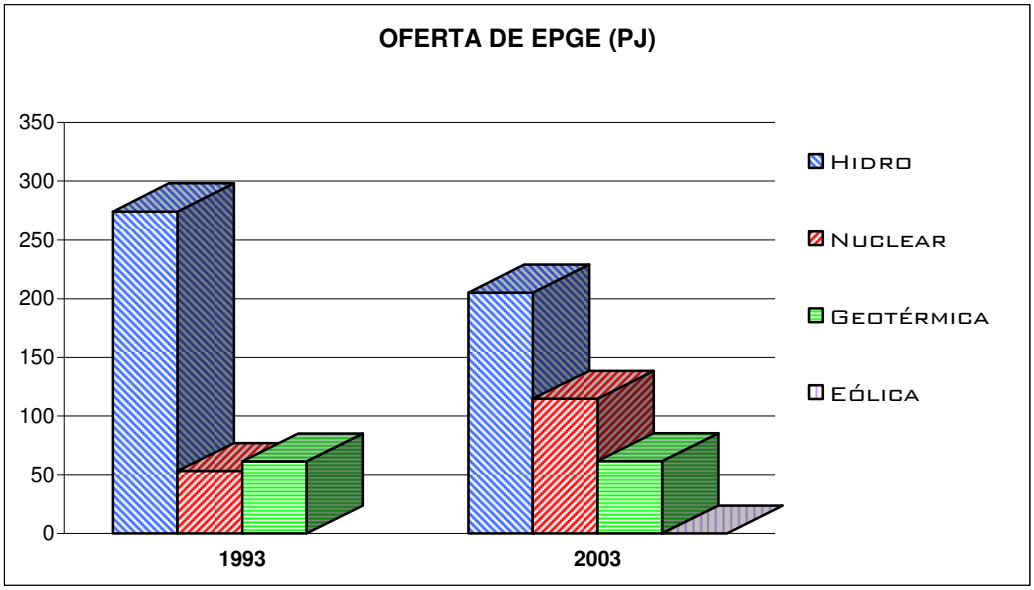

Figura A4.5, Producción de EPGE en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004).

La cantidad de energía utilizada en México durante 1993 proveniente de las EPGE´s fue de 388 PJ. En el año 2003 el consumo de estas energías tuvo una reducción del 1.8% que se debió por la disminución en el aprovechamiento de la hidroenergía (Figura A4.5). A pesar de esto, cabe señalar que se llevo a cabo la puesta en marcha del segundo reactor nuclear de la central nucleoeléctrica de Laguna Verde en 1995, además de que la primera central eólica entró en operación en 1994 en la Venta, Oaxaca.

D.- Biomasa

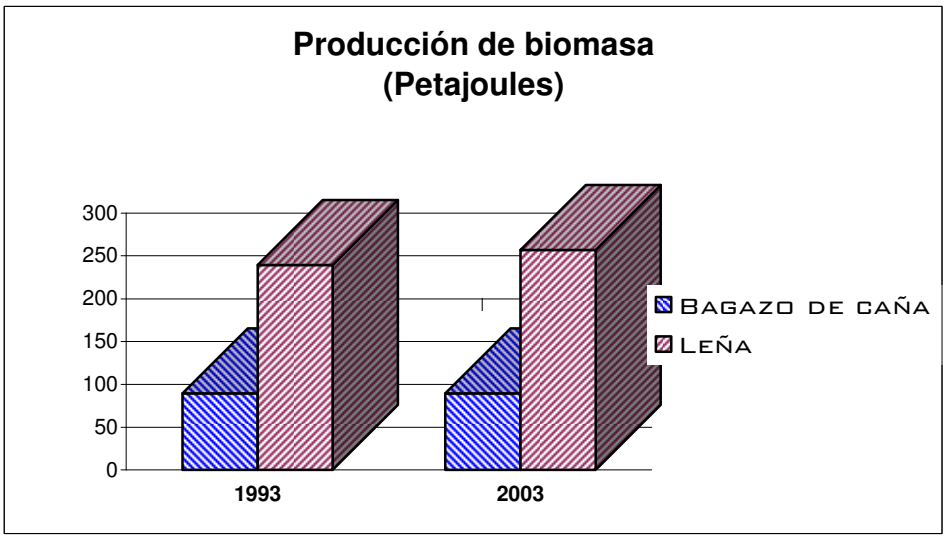

Figura A4.6, Producción de biomasa en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004).

Como se puede observar en la figura A4.5 la producción de bagazo de caña ha permanecido prácticamente igual desde 1993 hasta 2003. En el caso de la producción de leña, ésta tuvo un incremento del 7% en este periodo de diez años.

2.- Oferta Interna Bruta de Energía Secundaria (OIBES).

La OIBES básicamente es la energía secundaria que se importa menos la que se exporta y esta representada por la siguiente ecuación:

OIBES = Importación – Exportación ± Variación de inventarios ± Maquila-intercambio.

Los energéticos considerados en la OIBES son el coque de carbón, los petrolíferos, el gas natural y la electricidad. En los años 2003 y 1993 las importaciones de coque de carbón, de petrolíferos y de gas natural fueron mayores que sus exportaciones (Figura A4.7). En el caso de la electricidad, el crecimiento de más de 12,000 MW en la capacidad instalada de generación eléctrica permitió que la demanda fuera cubierta en su totalidad por el mercado nacional, incluso existió una pequeña cantidad de electricidad que se destino a exportaciones.

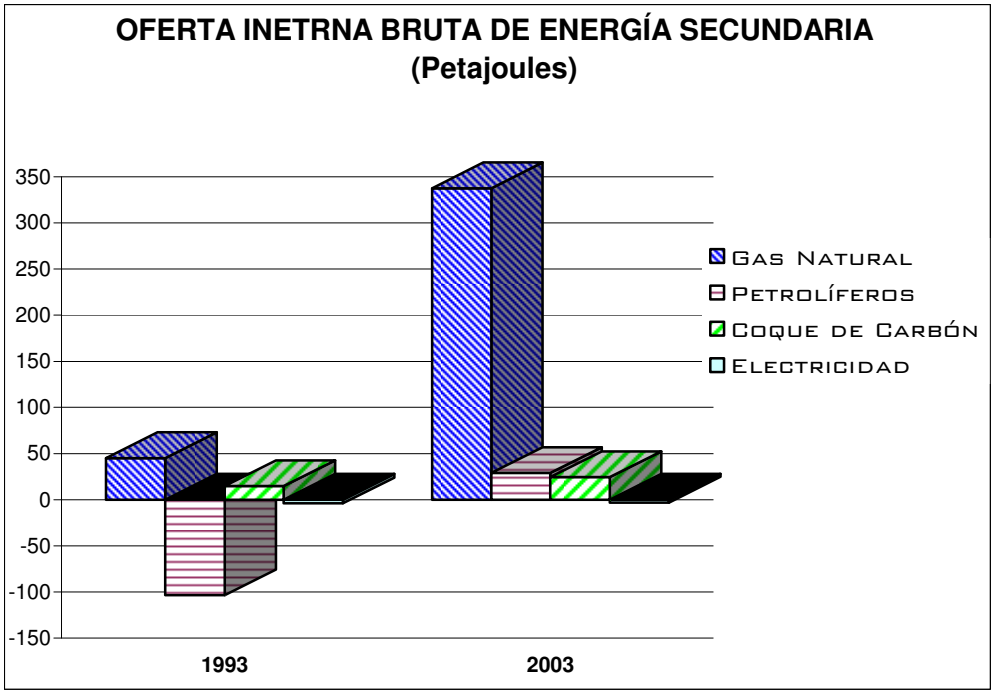

Figura A4.7, Oferta interna bruta de energía secundaria en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1993) y SENER (2004).

A.- Coque de Carbón

El coque de carbón es un energético que se utiliza principalmente en la industria siderúrgica. Se obtiene por medio de la destilación del carbón siderúrgico y es clasificado de acuerdo a su tamaño. La producción en 1993 de este energético no fue suficiente para satisfacer la demanda nacional por lo que fue necesario importar poco más del 18% del consumo final. En 1999 el consumo de coque de carbón alcanzó su máximo nivel, pero a partir de entonces y hasta el año 2003 este consumo ha decrecido casi un 28%. Esto provocó que las importaciones también decrecieran un 25%, e incluso existió un pequeño porcentaje que se destinó a exportación (Figura A4.8).

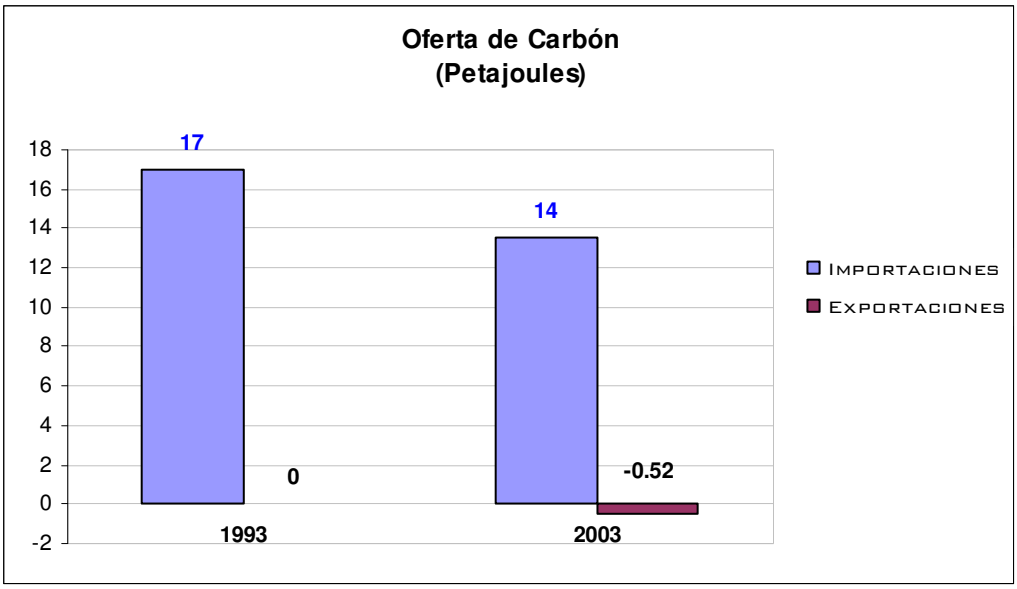

Figura A4.8, Importaciones y exportaciones de coque de carbón en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004).

B.- Petrolíferos

Los petrolíferos son producidos mediante la refinación de petróleo y representan la principal fuente de energía en México. Como se observa en la figura 3.9 las importaciones de gas licuado, de gasolinas y de naftas han sido superiores a las exportaciones tanto en 1993 como en el 2003. En 1993 la producción nacional de diesel fue suficiente para satisfacer la demanda, incluso una cantidad importante se destinó a exportación, pero en el año 2003 el crecimiento en la demanda en más de 70 PJ ocasionó que las exportaciones disminuyeran y las importaciones se incrementaran considerablemente (Figura A4.9). Cabe mencionar que el coque de petróleo empezó a producirse a partir del año 2000, cuando comenzó a utilizarse como combustible en la industria siderurgia, minera y del cemento. A continuación se describirán brevemente cada uno de los petrolíferos que se utilizan en México y además se detallaran sus importaciones y exportaciones.

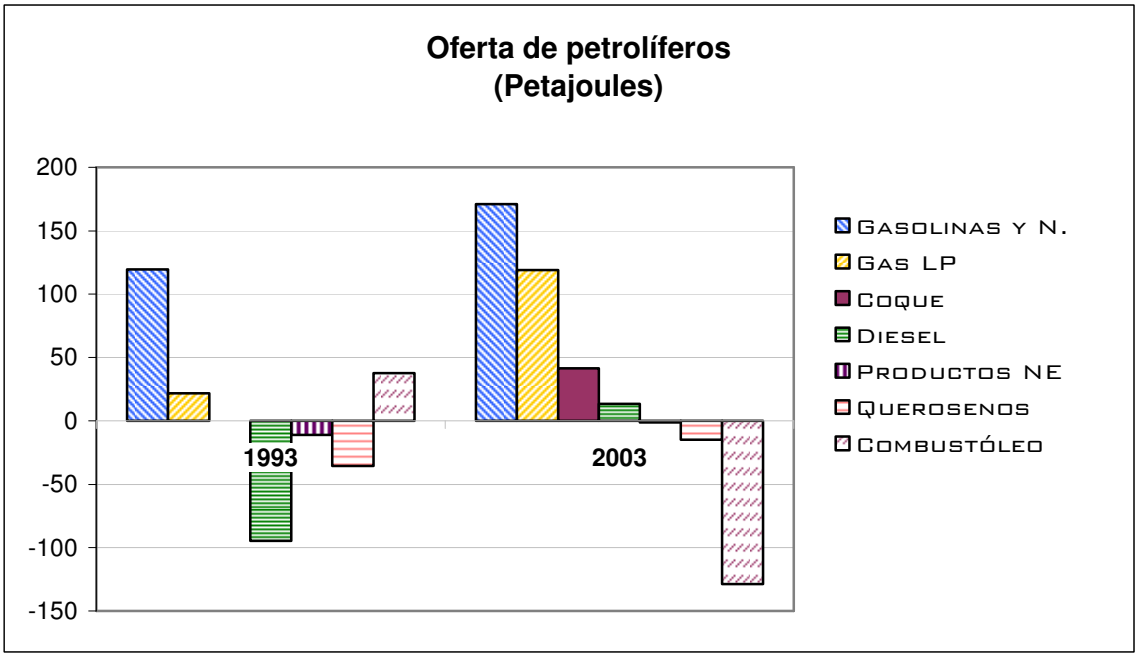

Figura A4.9, Oferta interna bruta de petrolíferos en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004).

B.1- Coque de petróleo

El coque de petróleo tiene dos modalidades; el coque verde producido en las refinerías y el coque calcinado que se obtiene al someter el coque verde a temperaturas de 1300°C. Como se mencionó anteriormente en 1993 todavía no se incorporaba el coque de petróleo al mercado energético, pero en el año 2003 tuvo una participación importante dentro del consumo de energía y las importaciones de coque representaron más del 70% del consumo total de este energético.

B.2.- Gas licuado

El gas licuado se obtiene a partir de la destilación de petróleo o por medio del tratamiento de los líquidos condensados del gas natural. Las importaciones de gas licuado en el año 2003 registraron un incremento del 60% con respecto a las de 1993 y en este mismo año las exportaciones casi desaparecieron. Esta disminución en las exportaciones e incremento en las importaciones obedece a una mayor demanda de gas en los últimos años.

B.3.- Gasolinas y Naftas

Las gasolinas y naftas también se obtienen por la destilación de petróleo. En el año 2003 las importaciones de estos energéticos registraron un decremento del 31% y las exportaciones a Centroamérica aumentaron 54 PJ con respecto a 1993.

B.4.- Querosenos

Los querosenos son combustibles líquidos que se clasifican en turbosinas y querosenos comunes. Estos energéticos no registraron importaciones en 1993 ni en 2003, únicamente exportaciones, las cuales han registrado una disminución del 42% en el periodo 1993 - 2003.

B.5.- Diesel

El diesel se emplea principalmente en el sector transporte y en México existen tres diferentes tipos; PEMEX diesel, diesel desulfurado y diesel marino. En 1993 la producción nacional fue suficiente para satisfacer la demanda, incluso existieron exportaciones por más de 97 PJ, pero en el año 2003 la demanda de diesel aumentó 7% , ocasionando que las exportaciones se redujeran considerablemente e incluso fue necesario importar una pequeña cantidad para satisfacer la demanda de la región sur-sureste del país.

B.6.- Combustóleo

El combustóleo es un residuo que queda después de la refinación del petróleo, tiene tres clasificaciones; Combustóleo pesado, ligero e intermedio. Debido a la sustitución paulatina del combustóleo por gas natural en el consumo energético del sector industrial y en la generación de electricidad, en el año 2003 las importaciones registraron una disminución del 45% y las exportaciones crecieron más del doble con respecto a 1993.

B.7.- Productos no energéticos

Los productos no energéticos se utilizan como materia prima a pesar de su alto contenido de energía. En esta categoría se encuentran los asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano, propano-propileno, butano-butileno y azufre. En el año 2003 las importaciones de estos productos disminuyeron un 96% y las exportaciones un 75% con respecto a 1993, debido principalmente a la disminución en el consumo de las petroquímicas de PEMEX y en otras ramas económicas de México.

C.- Gas Natural

El gas natural es un energético secundario muy importante en México. En los últimos años se ha incrementado su utilización en generación eléctrica con a la puesta en marcha de nuevas centrales y adaptación de algunas otras a ciclos combinados. En 1993 las importaciones de gas natural apenas alcanzaban los 39 PJ y existía una pequeña parte que se destinaba a exportación pero a partir de 1996 las importaciones de gas natural provenientes de Estados Unidos a través de gasoductos e interconexiones con los ductos de PEMEX empezaron a crecer casi de manera exponencial, pasando de 29 PJ a 349 PJ en el 2003, además en este mismo año el pequeño porcentaje de gas que se destinaba a exportaciones desapareció por completo.

D.- Electricidad

La electricidad y el diesel son los energéticos secundarios que más se consumen en nuestro país. En el caso de la electricidad, se pronostica que serán necesarios para satisfacer la demanda 25GW para el año 2010, de los cuales posiblemente 22GW serán suministrados por plantas eléctricas que utilizarán gas natural (Elizalde, 2001).

La capacidad instalada en la generación de energía eléctrica tuvo un crecimiento de casi el 42% en el periodo 1993 – 2003, lo cual ha contribuido a que las importaciones en este mismo periodo disminuyeran considerablemente. En el año 2003 las importaciones decrecieron en un 92% y las exportaciones un 52% con respecto a las cifras registradas en 1993 (Figura A4.10).

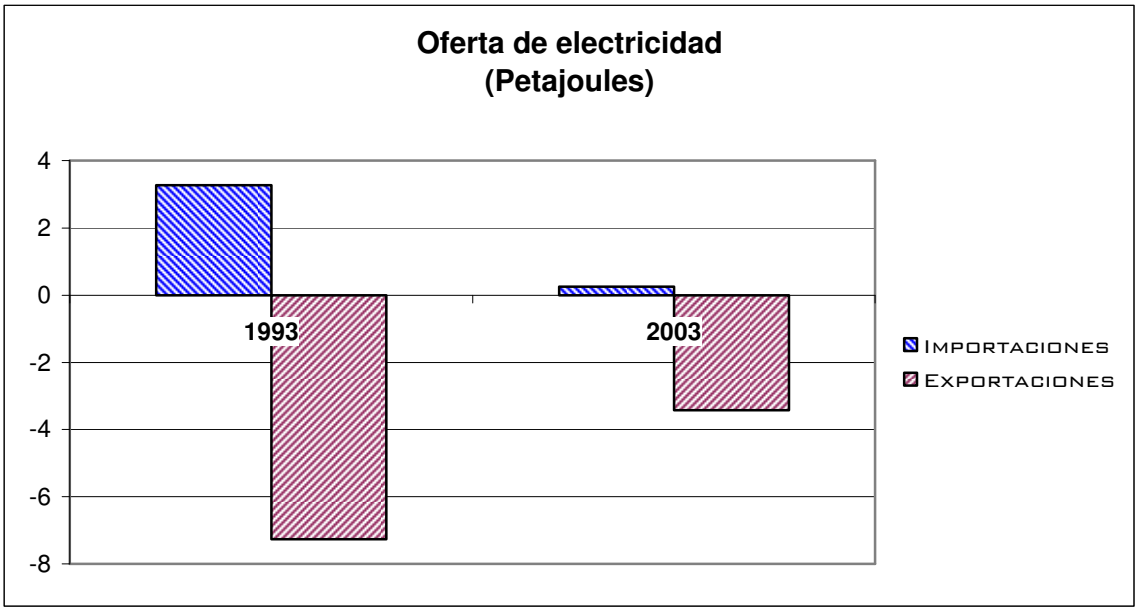

Figura A4.10, Importaciones y exportaciones de electricidad en 1993 y 2003.
Fuente: El autor con base en información de SEMIP (1994) y SENER (2004).

En México la participación de empresas privadas en proyectos de generación eléctrica fue permitida hasta 1992 cuando fue reformada la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). En esta reforma se permitió al sector privado participar en proyectos de cogeneración, autoconsumo y producción en pequeña escala. En el año 1993 todavía no se consideraban a los productores independientes de electricidad (PIE) dentro del balance nacional de energía, pero en el año 2003 su aportación ya era considerada. En este trabajo la aportación de los PIE´s se contabiliza junto con la producción de CFE y LFC.

ANEXO 4.2:

Centros de transformación en México

Los centros de transformación son los que transforman energía primaria en productos energéticos secundarios. Los centros de transformación que existen en México básicamente son los 4 siguientes:

- *Coquizadoras:* En estos centros se somete el carbón mineral a un proceso de combustión para producir coque de carbón el cual es un combustible sólido con alto contenido de carbono.

- *Refinerías y Despuntadoras:* Estos centros producen a partir del petróleo crudo energéticos como el gas natural, gas licuado, gasolinas, naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos y coque de petróleo.

- *Plantas de gas y Fraccionadoras:* En estos centros se separan los componentes del gas asociado y de los condensados para obtener gasolinas, naftas, butano, propano, etano, productos no energéticos y gas natural.

- *Centrales eléctricas:* Estas centrales producen electricidad a partir de carbón, hidroenergía, geoenergía, nucleoenergía, energía eólica, diesel, combustóleo y gas natural.

A.- Coquizadoras

En México el carbón no es utilizado en grandes cantidades. Su principal consumidor es el sector eléctrico, donde cerca de la décima parte de la generación de electricidad proviene de plantas carboeléctricas. El carbón que se utiliza en México procede de minas ubicadas en el norte del país, éstas contribuyen con aproximadamente el 50% del consumo total y el 50% restante se importa desde Canadá y Estados Unidos (Sener, 2002).

Como puede observarse en la figura 3.19 la producción de coque de carbón en México ha decrecido 28% en el periodo 1993 - 2003, esto se debe básicamente por la sustitución paulatina del coque de carbón por gas natural y electricidad en el consumo del sector industrial. La

eficiencia de las plantas coquizadoras se ha mantenido por arriba del 90%, permitiendo que las pérdidas de carbón ocasionadas por el proceso de transformación sean relativamente bajas.

C.- Refinerías y despuntadoras

En México las actividades de refinación solo las puede realizar Petróleos mexicanos. Las refinerías de PEMEX se encargan de separar el petróleo crudo en sus diferentes componentes. En México durante el año 1993 solo el 49% del petróleo crudo producido entró a procesos de refinación y en el año 2003 este porcentaje disminuyó a 45%.

En 1993 del total de energéticos secundarios producidos en las refinerías y despuntadoras, el 34% correspondió al combustóleo, el 28% a las gasolinas y naftas y el 21% al diesel. En el año 2003 la producción decreció un 3.7%, a pesar de que aumentó el consumo de diesel, gasolinas y naftas en el país. Debido a esto fue necesario importar estos combustibles de Estados Unidos principalmente. La eficiencia de los procesos de transformación en las refinerías y despuntadoras es superior al 90%. La variación de la transformación de petróleo crudo y condensados en estos centros en el periodo 1993 - 2003 fue despreciable, sin embargo la transformación de condensados aumento más del doble en este periodo.

Actualmente se ha iniciado un programa de reconfiguración en el sistema nacional de refinerías mediante el cual se pretende incrementar la capacidad de procesamiento de crudo pesado, modernizar las instalaciones y elevar la rentabilidad de las refinerías existentes. Como resultado de este proyecto se espera disminuir la importación de productos petrolíferos, así como aumentar su calidad (Sener, 2004a).

D.- Plantas de gas y Fraccionadoras

Las actividades de exploración, producción y procesamiento de gas natural en México son actividades que le competen únicamente a Petróleos Mexicanos. Sin embargo, el sector privado puede participar en el almacenamiento, transportación y distribución por gasoductos, incluyendo las actividades de importación y comercialización en todo el territorio nacional.

Los energéticos primarios utilizados durante 1993 en las plantas de gas y fraccionadoras sumaron aproximadamente 1,529 PJ. Esta cantidad de energía fue superada en el año 2003 por 127 PJ representando un aumento del 8%, debido principalmente al incremento en la transformación de gas no asociado. El aumento en la trasformación de energía primaria dentro

de estos centros ocasionó una mayor producción de gas natural y gas licuado, sin embargo éste no fue suficiente para satisfacer la demanda y por consiguiente las importaciones de estos energéticos también aumentaron. En el caso de las gasolinas y naftas, el incremento en su producción ocasionó que sus importaciones disminuyeran ligeramente. De la producción total de estos centros, el gas natural representa más del 60%, el gas licuado poco más del 20% y las gasolinas y naftas solo el 9%.

La eficiencia de las plantas de gas y fraccionadoras es la más alta de los cuatro centros de trasformación. Ésta solo sufrió un pequeño decremento en el periodo 1993 – 2003 ocasionado por el aumento en el consumo interno del sector.

E.- Centrales eléctricas

Las centrales eléctricas son básicamente un conjunto de generadores eléctricos y se clasifican en cinco grupos; termoeléctricas, hidroeléctricas, nucleoeléctricas, geotermoeléctricas y eoloeléctricas. En México la generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad es actividad exclusiva del Estado. Desde la reforma a la LSPEE en diciembre de 1992, algunas operaciones de electricidad se han mejorado y otras fueron creadas para permitir la participación del sector privado en la generación de electricidad (Gasca, 2004).

La producción de electricidad en México tuvo un crecimiento del 60% en el periodo 1993 – 2003, pasando de 455 PJ a 733 PJ. Este incremento se debió a la puesta en marcha de nuevas centrales eléctricas y a la ampliación de algunas plantas existentes. Gracias a este incremento en la producción de electricidad, las importaciones en este periodo pasaron de 3 PJ a casi 0.2 PJ.

La energía primaria y secundaria que se utilizó para la generación de electricidad en 1993 se ubico en los 1,322 PJ. De éste total, el combustóleo representó el 50%, la hidroenergía el 20% y el gas natural apenas alcanzó el 11%. En el año 2003 la diversificación del consumo energético tuvo cambios importantes, debido a que el gas natural fue parte fundamental de los proyectos de expansión de las centrales eléctricas por parte de CFE. Este cambio se debió a que el gobierno federal adoptó en los años 90´s la política de utilizar gas natural en la generación eléctrica, gracias a que este energético posee grandes cualidades ambientales. Esta política consistió en disminuir el uso de combustóleo e incrementar el uso de gas natural. Debido a esto, el consumo de combustóleo en las centrales eléctricas en el año 2003 solo representó el 33%, el gas natural aumentó su participación alcanzando un 30% y la hidroenergía solo representó un 10% del consumo total de energéticos en las centrales eléctricas. Cabe señalar que la aportación de las

centrales eólicas apareció hasta 1994 cuando entró en operaciones la primera central de este tipo. Del total de energía primaria y secundaria que entra a las centrales eléctricas para su transformación, cerca del 66% no se aprovecha debido a perdidas que ocurren durante el proceso de producción y transportación de la electricidad hasta el consumidor final, por lo tanto de los cuatro centros de transformación, las centrales eléctricas son los que tienen la menor eficiencia de operación.

ANEXO 5.1:

Motores de combustión interna

Estos motores llevan un proceso de combustión interna de forma alternativa y comúnmente son usados en automóviles, camiones y autobuses. Estos sistemas difieren de las plantas de potencia debido a que los procesos de combustión ocurren dentro de un *cilindro-pistón* alternativo y no dentro de una serie de componentes diferentes e interconectados.

Los dos tipos principales de motores de combustión interna son el de *encendido por chispa* y el de *encendido por compresión*. En un motor de encendido por chispa una mezcla de combustible y aire se enciende mediante una bujía. En un motor de encendido por compresión el aire es comprimido a una presión y temperatura tan alta que la combustión ocurre espontáneamente cuando se inyecta el combustible. Los motores de encendido por chispa tienen ventajas para aplicaciones que requieran potencias de hasta 250 kW (300CV). Ya que los motores de encendido por chispa son menos pesados y tienen costes relativamente más bajos, resultando adecuados para su uso en automóviles. Los motores de encendido por compresión se prefieren normalmente en aplicaciones donde se requiera economía de combustible y potencia relativamente grande, como el caso de unidades generadoras de potencia auxiliares.

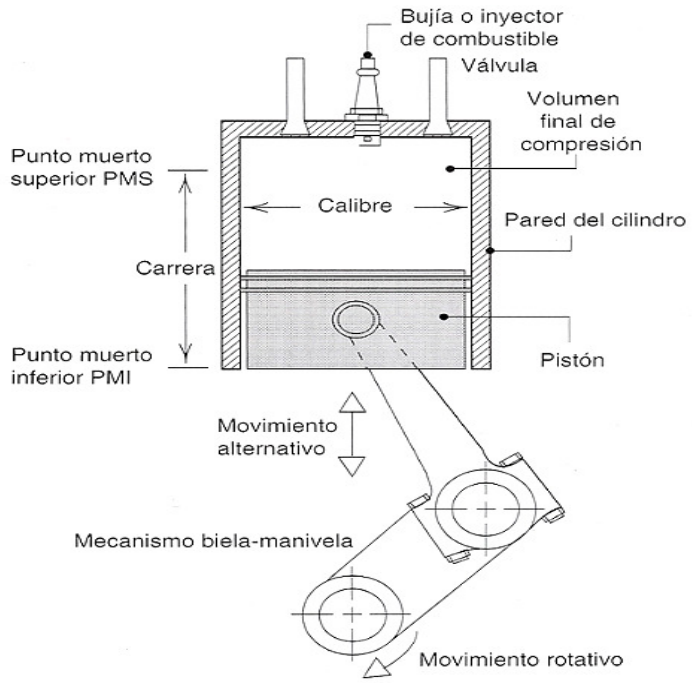

Figura A5.1, Esquema del motor de combustión interna
Fuente: Moran, 1995.

La representación de un motor de combustión interna alternativo se muestra en la figura X. Esta constituido por un pistón que se mueve dentro de un cilindro provisto de dos válvulas. En este esquema el *calibre* representa el diámetro del cilindro. La *carrera* es la distancia que recorre el pistón en una dirección. Se dice que el pistón esta en el *punto muerto superior* (PMS), cuando se ha desplazado hasta una posición en la que el volumen del cilindro es mínimo. Este volumen mínimo es conocido como *volumen final de compresión* o volumen de la cámara de combustión. Cuando el pistón se ha desplazado a la posición de máximo volumen del cilindro, está en el *punto muerto inferior* (PMI). El volumen desplazado por el pistón cuando se mueve desde el PMS hasta el PMI se llama *cilindrada*. La relación de compresión se define como el volumen en el punto muerto inferior dividido por el volumen en el punto muerto superior. El movimiento alternativo del pistón se convierte en un movimiento rotativo mediante un mecanismo biela-manivela. Los motores de combustión interna pueden ser regidos por dos ciclos termodinámicos principalmente.

Ciclo Otto de aire-estándar

Este es un ciclo ideal que supone que la absorción de calor ocurre instantáneamente mientras que el pistón está en el punto muerto superior. El ciclo consta de 4 procesos internamente reversibles y en serie:

- El proceso 1-2 es una compresión isoentrópica del aire, cuando el pistón evoluciona desde el PMI hasta el PMS.

- En el proceso 2-3 el aire absorbe el calor a volumen constante, desde una fuente externa, mientras el pistón esta en el PMS. Este proceso representa la ignición de la mezcla aire-combustible y la combustión rápida consecuente.

- El proceso 3-4 es una expansión isoentrópica (carrera de trabajo). El ciclo se completa con el proceso 4-1 a volumen constante, en el cual el aire cede calor mientras el pistón está en el PMI.

Ciclo Diesel de aire-estándar

Este es un ciclo ideal que supone que la absorción de calor ocurre durante un proceso a presión constante que empieza cuando el pistón está en el PMS. El ciclo Diesel consta de 4 procesos internamente reversibles y en serie:

- El primer proceso que va del estado 1 al 2 es una compresión isoentrópica, el calor se transfiere al fluido de trabajo mediante un proceso a presión constante.

- El proceso 2-3 es la primera parte de la carrera de trabajo.

- La expansión isoentrópica desde el estado 3 al 4 representa el complemento de la carrera de trabajo. El ciclo de trabajo se completa con el proceso a volumen constante 4-1 en el que el calor se transfiere desde el aire cuando el pistón está en el PMI.

ANEXO 5.2:

Vehículos híbridos

Un vehículo híbrido es un automóvil que es impulsado mediante energía eléctrica. Esta energía proviene de la alternancia entre un stack de baterías y un motor de combustión interna el cual mueve un generador. En algunos casos el motor de combustión interna (sea a gasolina o diesel) puede también mover directamente al vehículo con energía mecánica. Básicamente el diseño del vehículo híbrido consta de un motor de combustión y uno eléctrico. Existe un sistema electrónico que determina cuando es necesario utilizar cada motor, pero casi siempre el primero es utilizado como última opción,

Los sistemas híbridos que incluyen motores a gasolina y motores eléctricos, utilizan solamente el motor de combustión interna cuando es posible obtener su máxima eficiencia (en grandes distancias a velocidades constantes). Cuando los niveles de energía generados son mayores a los requeridos por le vehículo, el motor eléctrico funciona como generador y a través de él es posible cargar el stack de baterías. En cualquier otra situación el motor eléctrico es el que impulsa al vehículo alimentándose solamente con las baterías.

Figura A5.2, Automóvil híbrido modelo "Civic" de la marca Honda.
Fuente: www.honda.com

Este tipo de sistemas permite aprovechar la energía cinética que normalmente se pierde al frenar convirtiéndola en energía eléctrica. El motor eléctrico que actualmente se desarrolla en vehículos híbridos se perfila como el sustituto del motor térmico, puesto que es altamente controlable y sus rendimientos (energía consumida vs. energía útil) son muy altos. En el caso del motor de combustión interna, su eficiencia baja debido a que se pierde gran cantidad de energía en calor, ruido y vibraciones.

El gran problema actual con el que se encuentra el motor eléctrico para sustituir al de combustión interna es la capacidad de acumulación de energía eléctrica, que es muy baja en comparación con la capacidad de acumulación de energía en forma de combustible líquido. Aproximadamente 1 kg de baterías puede almacenar la energía equivalente de 18 gramos de combustible. Esto supone una barrera tecnológica importante para un motor eléctrico.

Actualmente en México existe ya disponible esta tecnología. La marca Honda ha introducido en e mercado mexicano el modelo Honda Civic Híbrido (Figura 5.2), el cual gracias a diversas pruebas realizadas ha demostrado tener una importante reducción de emisiones en comparación con los motores de autos convencionales, llegando a una disminución del 74,5% en el caso del monóxido de carbono, del 98,6% en hidrocarburos y 15,6% en óxido de nitrógeno.

El modelo Honda Civic Híbrido, cuenta con un motor de 1.300 cc y una batería para alimentar el motor eléctrico que no requiere ser enchufada, por cuanto es el mismo motor el que la recarga automáticamente cuando se encuentra en estado de desaceleración, frenado o ralentí. Además, rinde entre 22 y 30 kilómetros por litro, dependiendo del tipo de transmisión con que cuente (automática o mecánica).

ANEXO 5.3:

Esquema operativo de la central Sarlux en Italia.

Para comprender el funcionamiento de los sistemas IGCC integrados a un sistema de co-producción de hidrógeno a continuación se describirá el proyecto SARLUX ubicado en Italia. Las principales características se describen en la tabla a5.1.

Tabla A5.1
Principales características de la central Sarlux

BALANCE TOTAL	Kg / hr	Kcal / kg	MW
Combustible de IGCC	148,286	9,200	1,586
Productos de la IGCC			
Hidrógeno	3,658	28,195	120
MP vapor	100,000	686	80
LP vapor	85,000	631	62
Gas para la turbina	554,694	1,785	1,151
Balance de potencia			
Consumo		**Producción**	
PPU 22.6		Turbina de G. 136.3	
CCU 10.2		Turbina de V. 50.8	
Consumo 22.5		Potencia Gross 187.1	
Total		**Total**	
55.3		561.3	

Fuente: Collodi, 2000.

Como se describió en capítulo 1, para que suceda la oxidación parcial dentro de los procesos de gasificación es necesario oxígeno puro, por esta razón la central Sarlux cuenta con una planta de oxígeno. Los residuos de petróleo y el oxígeno además de vapor de agua son introducidos dentro del gasificador con tecnología Texaco, el cual convierte todos estos elementos en gas de síntesis con una temperatura de 1400 °C y una presión de 38 Bars. Es importante señalar que esta etapa es la que definirá la cantidad de hidrógeno que se podrá producir a partir del syngas, debido a que la composición de este gas determina la cantidad de hidrógeno que será posible obtener.

En la tabla 5.3 se muestra una comparación entre los gases de síntesis de los diferentes proyectos.

Tabla A5.2
Composición del gas de síntesis producido por diferentes proyectos.

Gas de síntesis	SARLUX	EDF	EXXON SINGAPORE	CARSON	PIEMSA
H_2	22.7	34.4	44.5	32.0	42.3
CO	30.6	55.4	35.4	49.5	47.77
CH_4	0.2	5.1	0.5	0.1	0.08
CO_2	5.6	1.6	17.9	15.8	8.01
N_2 + AR	1.1	3.1	1.4	2.15	2.05
H_2O	39.8		0.1	0.44	0.15

Fuente: Colloidi, 2000.

Después de producir el gas de síntesis, éste es inmediatamente enfriado con agua. El agua proveniente del proceso de enfriado contiene una gran cantidad de hollín, por lo que es enviada a una unidad de extracción de hollín para que este elemento sea removido por medio de absorción con nafta. Debido a que este vapor aún conserva altas temperaturas es enviado al recuperador de calor de la turbina de vapor dentro del ciclo combinado (Snanprogetti, 2000).

Al salir del gasificador el syngas es contiene muchas impurezas por lo que es necesaria una etapa de purificación. En esta etapa se remueve principalmente el azufre que contiene el gas. El gas de síntesis limpio, contiene cerca de 30 ppm de azufre y ahora ya es posible enviarlo a la turbina de gas o a la unidad de recuperación de hidrógeno. En la etapa de la generación de hidrógeno es necesaria otra etapa de purificación adicional (proceso PSA tratado en capítulo 1) para producir hidrógeno con una calidad del 99% o superior. En la fase final de la preparación del gas de síntesis se agrega vapor de agua para conseguir que los niveles de NOx bajen, además de que este proceso de saturación aumenta la eficiencia de la turbina de gas debido al aumento en el gasto másico.

Abreviaturas y siglas

° F	Grados Fahrenheit
°C	Grados centígrados
AC	Aplicación Conjunta
AFC	Alkaline Fuel Cell
AIE	Agencia Internacional de Energía
AND	Autoridad Nacional Designada
bar	Unidad de presión
CaFCP	Californian Fuel Cell Partnership
CC	Ciclo combinado
CFE	Comisión Federal de Electricidad
cm	Centímetros
CMCC	Conferencia Marco sobre Cambio Climático
CO	Monóxido de carbono
CO2	Dióxido de carbono
CO32-	Trióxido de carbono
CUTE	Clean Urban Transport for Europe
DDP	Documento de Diseño de Proyecto
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
DOE	Deparment of Energy (Estados Unidos)
e-	Electrones
EC	Comercio de Emisiones
ECTOS	Ecologic Transport System
EOD	Entidad operacional Designada
GEF	Global Environment Facilities
H+	Iones positivos de hidrógeno
IGCC	Integrated Gasification of Combinated Cycle
IMP	Instituto Nacional del Petróleo
INE	instituto Nacional de Ecología
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
JE	Junta Ejecutiva
JHFC	Japan Hydrogen Fuel Cell Proyect

kg	kilogramo
kg/km	Kilogramo por kilómetro
KOH	hidróxido de potasio
kW	Kilo Watts
Lb/pulg2	libras sobre pulgada cuadrada
LP	Licuado de petróleo
m3	metros cúbicos
mb/d	miles de barriles diarios
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
MDL	Mecansimo de desarrollo limpio
mm	micras de metro
mm	milímetros
mmbpe	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mV	milivolts
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hora
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NETL	National Energy Technology Laboratory (Estados Unidos)
Nm3/H	metros cúbicos de gas por hora
OH-	hidróxilos
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PIB	producto interno bruto
PJ	Peta joules
PSA	Presion Swing Adsortion
REC	Reducción de Emisiones Certificadas
REDOX	reacción de óxido-reducción
SEMIP	Secretaria de Minas e Industria Paraestatal
SENER	Secretaria de Energía
SMR	Steam Methane Reformer
SNR	Sistema Nacional de Refinerías
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell

STEP	Subtend Transport Energy for Perth
Syngas	Synthesis Gas
TG	turbina de gas
TJ	Tera Joule
ton/hr	toneladas por hora
tonC	tonelada de carbono
tonCO2	tonelada de dióxido de carbono
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
UNDP	United Nation Development Program
URE	Unidades de Reducción de emisiones
UTC	United Technologies Corporation
VCA	voltaje de corriente alterna
VCD	voltaje de corriente directa
W/cm2	Watts sobre centímetro cuadrado
Y2O3	óxido de itrio
ZrO2	óxido de zirconio

REFERENCIAS

Referencias Bibliográficas

- AENOR (2005). *Mecanismos de Kyoto; Validación, verificación y certificación dentro de los mecanismos de flexibilidad del protocolo de Kyoto*. Asociación Española de Normalización y Certificación, España.

- AIE (2002). *World Energy Outlook 2002, Special Issue on México*. International Energy Agency, Francia.

- BALLARD (2002). Sistema Xcellsis HY-205, Ballard Material Products Inc., Canadá.

- BALLARD, 2003. *Ballard carbon fiber products,* Ballard Material Products Inc, Canada.

- Barth, John (2004). *Coal-fired power production*. Energy Foundation, Estados Unidos

- Cervantes, Miguel A. (2005). *Proyectos MDL.* Semarnat, México.

- Collodi, Guido (2003). *Operation of ISAB energy and SARLUX IGCC projects*. Gasification Technologies 2003, San Francisco, California.

- Commission European (2003). *Hydrogen energy and fuel cells: a vision for our future,* High level group for hydrogen and fuel cells, Bruselas Belgica.

- EG&G Technical Service (2002). *Fuel Cell Handbook,* U.S. Department of Energy, Estados Unidos.

- ELCOGAS (2003). *Memoria de sostenibilidad.* Elcogas, España.

- Eudy, Leslie (2005). *Heavy – Duty Fuel Cell / Hydrogen Vehicle projects,* U.S. Department of Energy's, Estados Unidos.

- Faltenbacher, Michel (2004). *Hydrogen supply infrastructure and fuel cell bus technology,* CUTE, Alemania.

- Fullea, José (1994). *Acumuladores electroquímicos.* McGraw Hill, España.

- Furniss, Tim (2000). *The history of space vehicles.* Thunder Bay/P. R. E. S. S., Italia.

- GEF Council (2004). *GEF/UNDP Fuel-Cell Bus Programme: Update,* UNDP, Nueva York.

- Godfrey, Boyle (2003). *Energy systems and sustainability; power for a sustainable future.* Oxford, Inglaterra.

- Herman, D.(2003). *Instalation, Operation, and Maintence Cost for Distributed Generation Technologies.* EPRI project, Estados Unidos.

- Hirschenhofer, J.H. (1998). *Fuel Cell Handbook.* U.S. Deparment of Energy, Estados Unidos.

- Hoffmann, Meter (2002). *Tomorrow's energy*, The MIT Press, Estados Unidos.

- Hoogers, Gregor (2003). *Fuel Cell Technology Handbook.* CRC, Estados Unidos.

- IEA (2002). *World Energy Outlook 2002*. International Energy Agency, Francia.

- IEA (2004). *Hydrogen & fuel cells: review of national R & D programs,* International Energy Agency, Francia.

- IMP (2001). *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*. Instituto Mexicano del Petróleo, México.

- Jones, Robert (2005). *IGCC Gas turbines for refinery applications.* GE Power Systems, Nueva York.

- Justi, Eduard (1985). *Hidrógeno solar: energía para el futuro.* MARCOMBO, España.

- Kenneth, Bower (2002). *Polymerics, Phospors and Voltaics for radioisotope microbatteries.* CRCpress, Inglaterra.

- Kiehne, H.A (2003). *Battery Technology Hanbook,* Marcel Decker, Estados Unidos.

- Lee, Dan T. (2003). *IGCC - Clean power generation alternative for solid fuels.* GE Power Systems, Nuva York.

- Lipman, Timothy & Edwards, Jennifer (2003). *Economic analysis of hydrogen energy station concepts: Are "H2E-stations" a key link to a hydrogen fuel cell vehicle infrastructure?*. University of California, Estados Unidos.

- McAlister. Roy (2003)+B45. *The solar hydrogen civilization.* The American Hidrogen Association, Estados Unidos.
- Ministerio de Minas y Energía de Brasil (1999). *Environmental Strategy for Energy: Hydrogen Fuel Cell Buses for*

- *Brazil: Final Report on Phase I-- Pre-Feasibility Study,* UNDP / GEF, Brasil.

- Moran, Michael (1939). *Fundamentals of engineering thermodynamics*. Wiley, Nueva York.

- Murata, Akiteru (2005). *Japan's Hydrogen and Fuel Cell Projects,* International Conference Hydrogen + Fuel Cells on their way to commercialization, Hannover, Alemania.

- OTP (2003). *Fuel Cell Vehicles: Race to a New Automotive Future,* U.S. Department of Commerce, Estados Unidos.

- Parkash, Surinder (2003), *Refining processes handbook*, GPP, Estados Unidos.

- PEMEX (2003). *Oportunidades de Inversión*. PEMEX, México.

- PQ (2004). *Proyectos de cogeneración en PEMEX Refinación*. PEMEX Refinación, México.

- Quintana, German (2005). *Roles del BID en la mitigación del GEIs y financiación de los certificados de carbono*.

- Banco Interamericano de Desarrollo, Chile.

- Rifkin, Jeremy (2002). *La economía del hidrógeno: La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder de la tierra,* Paidos, Barcelona, España.

- Rosenberg, William (2004). *Financing IGCC- 3 Party Covenant.* Harvard University, Estados Unidos.

- Rutkowski, Michael (2003). *Pre-Investment of IGCC for CO2 capture with the potential for hydrogen co-production*.
- Gasification Technologies 2003, San Francisco, California.

- Scheemaker, Gabriel (2005). *Hydrogen Roadmaps for Developing Countries*, ONU Conference on Hydrogen Fuel Cells & Alternatives in the Transport Sector, Holanda.

- Seabright, Jeff (2001). *Environmental Enterprise: Carbon sequestration using Texaco gasification process*. Texaco Inc., Estados Unidos.

- SEMIP (1994). *Balance nacional de energía 1993.* Secretaria de Minas e Industria Paraestatal, México.

- SENER (2002a), *Perfil energético de América del norte,* Secretaria de Energía, México.

- SENER (2002b), *Programa de investigación y desarrollo tecnológico del sector energía 2002-2006*, Secretaria de Energía, México.

- SENER (2004c), *Prospectiva de petrolíferos 2003-2012*, Secretaria de Energía, México.

- SENER (2004d). *Balance nacional de energía 2002.* Secretaria de Energía, México.

- SENER (2004d), *Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013*, Secretaria de Energía, México.

- SHELL (2001). *Energy Needs, Choices and Possibilities; Scenarios to 2050.* Global Bussines Enviroment – Shell International.

- Skúlason, Jón B. (2004). *Report on specification and features of the fuel cell busses*. Icelandic New Energy, Islandia

- Smil, Vaclav (2003). *Energy at the Crossroads,* MIT, Londres.

- Thomas, Sharon y Zalbowitz, Marcia (1999). *Fuel cells: Green Power.* Los Alamos Natinal Laboratory, Estados Unidos

- Vielstch, Wolf (1973). *Células de combustión.* Urmo, España.

- Wagner, Ralph (2004). *Growth impulses through innovation: An exemplary study of possible applications for fuel cell and hydrogen technology in Mexico, Technische Fachhochschule*. University of Aplied Siences, Berlín, Alemania.

- WEC (2000). *Energy for Tomorrow's*. World Energy Council, Inglaterra.

- Wurster, Reinhold (2004). *Hydrogen and Fuel Cell Futures – The transition to sustainable transport energy,* L-B- Systemtechnik, Australia.

- **Publicaciones**

- *CUTE evaluation,* Publicación H2World, Icon Publisher BV, Volumen 1, Octubre de 2004, Paginas 27-28, Stevens, Erik y Peetoom, Frank.

- De León, Gabriel (2005). *Claroscuros en la gestión de la potencialidad de la cogeneración en las instalaciones de PEMEX.* Revista Latinoamericana de Economía. Vol. 36, num. 142, julio-septiembre.

- Elizalde Baltierra A. (2001). *Natural Gas Use in the Mexican Power Generation Sector: Political, Market and Regulatory Issues.* Conferencia anual de la International Association for Energy Economics, Institut Français du Pétrole and University of Paris IX-Dauphine, Aberdeen Escocia, Junio 2002.

- *Fuel Cell Catalyst*, US Fuel Cell Council, Volumen 6, Enero de 2005, Paginas 2-3. Geyer, Bernadette.

- Gasca Neri, R. (2004). "*Electricidad y Petróleo: Las enmiendas constitucionales necesarias"*. Energía a Debate, Volumen I, Páginas. 6-13.

- *Influence of Nafion loading in the catalyst layer of gas-diffusion electrodes for PEFC,* Journal of Power Sources, Volumen 77, Febrero de 1999, Paginas 136-142

- *Influence of the PTFE content in the diffusion layer of low-Pt loading electrodes for polymer electrolyte fuel cells,* Electrochimica Acta, Volumen 43, Agosto de 1998, Paginas 3675-3680 L. Giorgi, E. Antolini, A. Pozio and E. Passalacqua

- Pérez, Nancy (2006). *Experiencias de cooperación técnica internacional sobre proyectos productivos con recursos financieros de migrantes: análisis de proyectos piloto impulsados por el BID/FOMIN sobre Capitalización de Remesas para el Desarrollo Económico Local.* Tesis de Maestría en Cooperación Internacional para el Desarrollo, Instituto José María Luís Mora.