



Universidad Autónoma de Querétaro  
Facultad de Contaduría y Administración  
Maestría en Administración

FUTURO DE LOS ENERGÉTICOS A NIVEL MUNDIAL, EXPECTATIVAS PARA MÉXICO 2025

TESIS

Que como parte de los requisitos para obtener el grado de

Maestro en Administración

**Presenta:**

Montes Montes Luz Esmeralda

**Dirigido por:**

Dra. Pilar Thompson Caplin

SINODALES

Dra. Pilar Thompson Caplin  
Presidente

M. en A. Josefina Moreno y Ayala  
Secretario

Dra. Alejandra Urbiola Solís  
Vocal

Dra. Graciela Lara Gómez  
Suplente

Dr. Fernando Barragán Naranjo  
Suplente

C. P. Héctor Fernando Valencia Pérez  
Director de la Facultad de Contaduría y  
Administración

Firma

Firma

Firma

Firma

Dr. Luis Gerardo Hernández Sandoval  
Director de Investigación y  
Posgrado

Centro Universitario  
Querétaro, Qro.  
Noviembre, 2007  
Méx



## RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo dar a conocer los distintos tipos de energéticos y las tecnologías implementadas para producir energía mediante el uso de los mismos. El motivo por el cual se realizó ésta investigación es debido a que ya existen diferentes tipos de energéticos que no dañan al medio ambiente, los cuales no se han tomado en cuenta o no se les ha dado la importancia necesaria para su aprovechamiento. En México el uso de los energéticos esta enfocado básicamente al petróleo y sus derivados, de hecho en esto se basa la economía de los mexicanos ya que de ahí proviene su mayor ingreso. Mundialmente se están llevando a cabo acciones, es decir, se están considerando otras fuentes alternas de energía, tal es el caso de la energía nuclear. Polonia, Turquía, Indonesia y Vietnam son algunos de los países que se colocan en el umbral de la introducción de la energía nuclear. La investigación realizada fue de tipo documental, con un alcance Descriptivo y un diseño No experimental Transaccional Descriptivo. Dentro de los temas tratados se encuentran: La ubicación de los energéticos a nivel mundial y El uso de los energéticos en México. El análisis realizado a nivel mundial abarca el periodo que comprende desde las tres últimas décadas hasta la actualidad. En el ámbito nacional se analizó la tendencia que existe en el uso de los energéticos desde 1995 hasta hoy en día. Esto permite reflexionar que países como Polonia, Australia, Turquía e Indonesia entre otros basan su producción de energía en tecnologías que emplean los tipos de energéticos renovables, los cuales aportan ingresos a la economía de esos países y contribuyen a preservar el medio ambiente. Por lo que se concluye que la opción más viable a considerar para México, es la implementación de tecnologías que utilicen este tipo de energéticos renovables, principalmente la eólica y la solar.

**(Palabras claves:** Energía, Energéticos, Tecnología, Optimización)

## SUMMARY

The objective of this work is to make known the different types of fuels and the technology implemented to produce energy through their use. This research was carried out because there are different types of fuels that do not damage the environment, types that have not been taken into account or have not been given the importance necessary for their use. In Mexico the use of fuel is focused basically on oil and its derivatives. Indeed, the economy of Mexico is based on this since it provides the greatest income for the country. On a worldwide scale, other actions are being carried out; other alternative energy sources are being considered, as is the case of nuclear energy. Poland, Turkey, Indonesia and Vietnam are among the countries that are on the threshold of introducing nuclear energy. This research was documental, with a descriptive range and a non-experimental, transactional, descriptive design. Among the subjects dealt with are: the place of fuel on a worldwide level and the use of fuel in Mexico. The worldwide analysis covers the last three decades to the present time. On the domestic level, we analyzed the tendency existing in fuels use from 1995 to today. This allows us to reflect on the fact that countries like Poland, Turkey and Indonesia, among others, base their energy production on technologies that use renewable energy sources; these bring revenue to the economy of these countries and contribute to preserving the environment. We therefore conclude that the most viable option for Mexico is the implementation of technologies that use this type of renewable energy sources, especially wind and solar energy.

**(Key words:** Energy, fuel, technology, optimization)

## Dedicatorias

*A Luz Esmeralda D Montes, mi pequeño gran tesoro. Por tu apoyo, por tu amor incondicional y tu enorme paciencia. Te amo*

*A todas aquellas personas que me aman y que siempre han creído en mi.*

*A Rosemary, ya que por ser un angel, nos abandonaste y no pudiste terminar, lo comparto contigo. No te olvido*

## Agradecimientos

A Dios por su infinita misericordia, permitiéndome existir y cumplir una meta más dejándome así trascender.

A mi Madre por su apoyo

A Hugo Díaz Arreguín, por ser mi apoyo, mi soporte y por nunca perder la fe en mí. Por siempre estar cuando te necesito, y por ser mi amigo, antes que nada.

A Mi hija por todo su amor, por todos los momentos hermosos que me brindas y me motivas para seguir adelante.

A Fernando Barragán Naranjo por su apoyo, sus consejos y porque no deja de creer en mí.

A Pilar Thompson, por su dirección en la clase para el desarrollo de la misma.

A Josefina Montero y Ayala por que sin su dirección, sin su motivación y sin sus consejos este proyecto no se hubiera llevado acabo.

A mis profesores, de quienes he aprendido a valorar el conocimiento, y tener la suficiente humildad para ponerlo a disposición de la sociedad.

Juan Gabriel Hernández, por tu granito de arena que fue un granote y apoyarme al feliz termino de este proyecto.

A mis amigos, por su empuje para que no me diera por vencida en el ultimo momento. Especialmente a Tere Mendoza, Roberto Pacheco, Rocío Edith López, Farina Aranguren, Por estar ahí cuando más lo necesitaba.

Todos y a cada uno de ellos, valen oro, gracias por existir y darme la oportunidad de compartir con ellos.

## Índice

	Página
Resumen	i
Summary	ii
Dedicatorias	iii
Agradecimientos	iv
Índice	v
Índice de figuras	vii
Índice de cuadros	viii
I. Introducción	1
II. El Mundo De Los Energéticos	4
2.1 Clasificación y Tipos de Energéticos	4
2.1.1 Renovables	6
2.1.1.1 Geotérmica	6
2.1.1.2 Solar	7
2.1.1.2.1 Térmica	7
2.1.1.2.2 Fotovoltaica	7
2.1.1.3 Eólica	8
2.1.1.4 Biomasa	9
2.1.1.4.1 Residuos	10
2.1.1.4.2 Biogas	10
2.1.1.4.3 Bio-carburantes	11
2.1.1.4.3.1 Bio-etanol	11
2.1.1.4.3.2 Bio-Diesel	11
2.1.1.5 Hidráulica	12
2.1.2 No Renovables	13
2.1.2.1 Petróleo	14
2.1.2.2 Carbón	16
2.1.2.3 Gas	17
2.1.2.4 Nuclear	18
2.2 Concentración de las reservas energéticas en el mundo	19
2.3 Concentración de las reservas energéticas en el México	29
2.4 Situación de los energéticos, tendencia.	32
III. Metodología	34
3.1 Definición del problema	34
3.2 Hipótesis	34
3.3 Objetivo de la investigación	34
3.4 Datos de la investigación	35
3.5 Desarrollo de la investigación	35

	Página
IV. Desarrollo E Innovación Tecnológica A Nivel Mundial	36
4.1 Nuevos Desarrollos	36
4.2 Ola competitiva	37
4.2.1 Energía Nuclear	38
4.2.1.1 Aceleración del Renacimiento Nuclear	43
4.2.2 América Latina y el Caribe	47
4.2.3 Asia	50
4.2.3.1 Iniciativa Asia Pacifico	58
4.2.3.1.1 Visión de la Asia Pacifico (AP6 )	59
4.2.3.1.2 Tecnologías AP6	60
4.2.4 Canadá	72
4.2.5 África	77
4.2.6 Brasil	82
4.2.7 Europa	84
4.2.8 India	89
4.3 Principales Recomendaciones	93
V. ¿Qué es lo más conveniente para México?	96
5.1 Análisis de la Situación de los energéticos en México	96
5.1.1 Energía Eólica	96
5.1.2 Energía Hidráulica	97
5.1.2.1 Generación Hidroeléctrica	98
5.2 Acciones	113
VI. Conclusiones	115
VII. Bibliografía	117

## Índice de Figuras

Figura		Página
2.1	Mapa conceptual de fuentes de energía	4
2.2	Duración de los recursos energéticos	5
2.3	Las energías renovables	6
2.4	Generación de la biomasa	12
2.5	Cantidad de los subsidios energéticos	20
2.6	Principales fuente de petróleo a nivel mundial	21
2.7	Principales fuentes de petróleo a nivel mundial continuación	22
2.8	Suministro de petróleo mundial poblacional	23
2.9	Suministro de petróleo mundial poblacional continuación	24
2.10	Producción de gas natural mundial	25
2.11	Producción de gas natural mundial continuación	26
2.12	Consumo de gas natural total	27
2.13	Consumo de gas natural total continuación	28
2.14	Estructura de la producción de energía primaria	31
2.15	Porcentaje energéticos en la actualidad	32



## Índice de Cuadros

Cuadro		Página
2.1	Productos derivados del petróleo	15
2.2	Producción de la energía primaria	30
4.1	Equipos de trabajo de la AP6	63
5.1a	Lista de hidroeléctricas	100
5.1b	Lista de hidroeléctricas continuación	101
5.1c	Lista de hidroeléctricas continuación	102
5.2a	Lista de termoeléctricas	103
5.2b	Lista de termoeléctricas continuación	104
5.3	Lista de geotérmicas	105
5.4	Lista de carbo eléctricas	105
5.5	Lista de núcleo eléctricas	105
5.6	Lista de eoeléctricas	106
5.7	Lista de Dual	106
5.8	Lista de centrales ciclo combinado	107
5.9	Lista de productores independientes	108
5.10	Lista de diesel	109
5.11a	Lista de gas	110
5.11b	Lista de gas continuación	111
5.11c	Lista de gas continuación	112
5.12	Generación de electricidad	113

## I. Introducción

El actual modelo de consumo energético, basado en la quema de combustibles fósiles, es insostenible por una razón básica, los yacimientos de esos combustibles se están agotando, y una razón de fondo es, que genera graves cambios ambientales, uno de los cuales comienza a tener severas repercusiones en todo el planeta, es entonces cuando surge la pregunta:

¿Qué tipo de tecnología es mejor implementar en México para la optimización de los recursos energéticos?

El cambio climático es una realidad que se está generando a cada momento debido al patrón de consumo energético de los combustibles fósiles petróleo, carbón y gas, en vez de considerar fuentes de energías renovables.

La constante producción de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) por la quema de combustibles fósiles y la progresiva acumulación de este compuesto en la atmósfera está perturbando los patrones climáticos.

En los polos se ha observado el derretimiento de los glaciares, lo cual afecta directamente el entorno de la región, afectando la vida de las especies su comportamiento y las cadenas alimenticias. Eso ha ocurrido con un aumento de la temperatura global de apenas entre 0.3 y 0.6 grados centígrados desde 1750, de mantenerse el actual volumen de emisiones de CO<sub>2</sub>, los expertos calculan que dicha temperatura del planeta podrá aumentar.

El cambio del clima aumenta e intensifica catástrofes como: inundaciones, desertificación, deshielos y aumento del nivel de los océanos, ecosistemas cambian radicalmente, la alteración de los patrones climáticos trae una crisis en la producción de alimentos, es evidente una perturbación de millones de *refugiados ambientales* por las situaciones económicas en muchas regiones y sus consecuentes crisis sociales, la capacidad de suministrar agua potable se ve afectada y las enfermedades como la desnutrición se expanden.

Se espera que los mayores impactos lo sufran las naciones menos ricas y desarrolladas. La mejor alternativa ante tal situación de amenaza del cambio climático es el cambio hacia otras fuentes de energía.

En la actualidad existe ignorancia acerca de la importancia y trascendencia de este tema, ya que para los grandes inversionistas lo más importante es obtener altos rendimientos, con menor inversión, pero desafortunadamente también repercute en el futuro que se le está dejando a nuevas generaciones debido a la situación que el planeta vive día a día, del cambio de miles de especies, que están siendo afectadas y que están en peligro de extinción.

Aún no se tiene la visión ni el compromiso para obtener el mayor provecho del potencial tan enorme que ofrecen las fuentes de energía: eólica, solar, hidráulica, geotérmica, de biomasa y oceánica. Estas son factibles desde el punto de vista técnico y económico, toda vez que suministran energía en forma constante, indefinida y limpia.

El objetivo principal de la investigación es conocer que México necesita implementar nuevas tecnologías las cuales consideran otros tipos de energéticos. La implementación de éstas tiene como ventajas, la creación de fuentes de empleo, el mejor aprovechamiento del agua, así como el mejoramiento del medio ambiente.

La presente investigación esta integrada por seis capítulos.

En el primer capítulo, se hace una breve introducción acerca de las consecuencias que trae consigo el uso irracional de los recursos, además se da una breve explicación de los capítulos que conforman el presente trabajo.

En el segundo capítulo, formado por el marco teórico, se da a conocer los diferentes tipos de energéticos con los cuales se produce la energía, la diversidad de las tecnologías existentes, considerando los factores económicos y ecológicos.

También se muestra de manera general, la ubicación de los energéticos a nivel mundial, y los diferentes tipos de tecnologías empleadas. Se describen las formas más convenientes para producir electricidad y por ultimo, la ubicación de los energéticos en México así como la tecnología con que se cuenta.

En el tercer capítulo, se describe la metodología empleada para llevar a cabo la presente investigación, se define el problema y se plantea el objetivo de la misma.

En el cuarto capítulo, se hace una breve reseña de los desarrollos e innovaciones tecnológicas a nivel mundial, se describen las iniciativas existentes en cuanto al uso de los energéticos y la situación actual en regiones tales como Asia, América Latina y el caribe, Europa y Africa entre otros, así como en países como de países como Brasil, Canadá e India por mencionar algunos.

En el quinto capítulo, se analiza la situación actual de México en materia de los energéticos, los recursos con los que cuenta y factibilidad de la tecnología utilizada.

Finalmente, las conclusiones personales del presente trabajo están contempladas en el capítulo seis.

## II. El Mundo de Los Energéticos

### 2.1 Clasificación y Tipos de Energéticos

En este capítulo se enuncian conceptos básicos de energía, energéticos, tipos y clasificación, así también tiempo promedio de vida de cada uno de ellos. La energía es una magnitud física que se asocia con la capacidad que tiene los cuerpos para producir trabajo mecánico, emitir luz, generar calor, entre otros. (Disponible: <http://www.aven.es/energia/index.html>. Consultado. Enero.22, 2007)

Para conseguir energía se tiene que partir de algún cuerpo que la tenga y pueda experimentar una *transformación*; a estos cuerpos se les llama *fuentes de energía*. De una forma más amplia se llama fuente de energía a todo fenómeno natural, artificial o yacimiento que puede suministrar energía. Las cantidades disponibles de energía de estas fuentes, es lo que se conoce como *recursos energéticos*. La Tierra posee cantidades enormes e ilimitadas de dichos recursos. Sin embargo uno de los problemas que tiene planteada la humanidad es la obtención y transformación de los mismos.

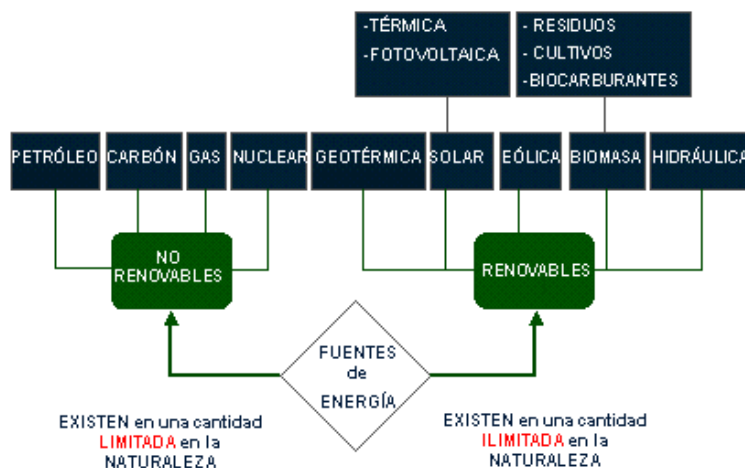


Figura 2.1 Mapa Conceptual de Fuentes de Energía

Fuente: Agencia Valenciana de la Energía (Aven)

Disponible: <http://www.aven.es/energia/index.html>. Consultado. Enero.22, 2007

La figura 2.2 señala la probabilidad de la duración que tiene cada fuente de energía, suponiendo que ella sola cubriese todas las necesidades energéticas de la civilización y que dichas necesidades energéticas se mantuvieran al nivel actual de consumo, es decir, que no crezca o disminuya la población, variable que es muy difícil de mantener constante.

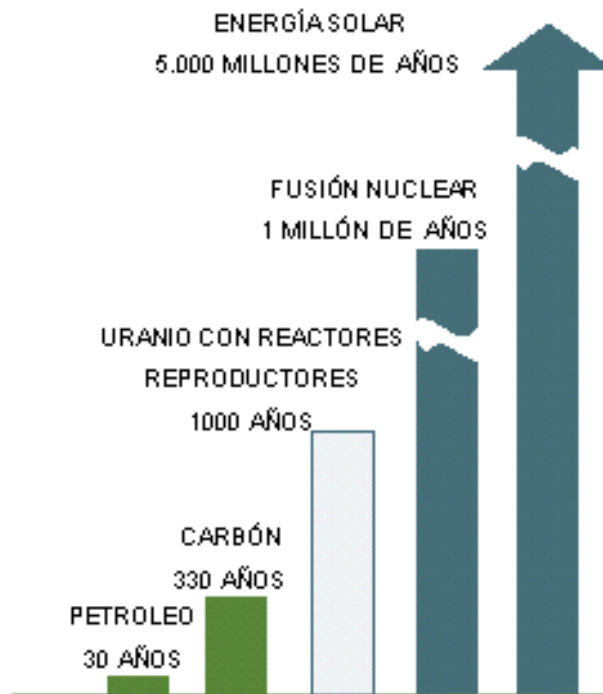


Figura 2.2 Duración de los recursos energético  
Fuente: Agencia Valenciana de la Energía (Aven)  
Disponible: <http://www.aven.es/energia/index.html>. Consultado. Enero.22, 2007

2.1.1 *Energías Renovables*. Este término, engloba una serie de fuentes de energía que en teoría no se agotan con el paso del tiempo. Estas fuentes son una alternativa de las llamadas convencionales no renovables y producen un impacto ambiental mínimo.

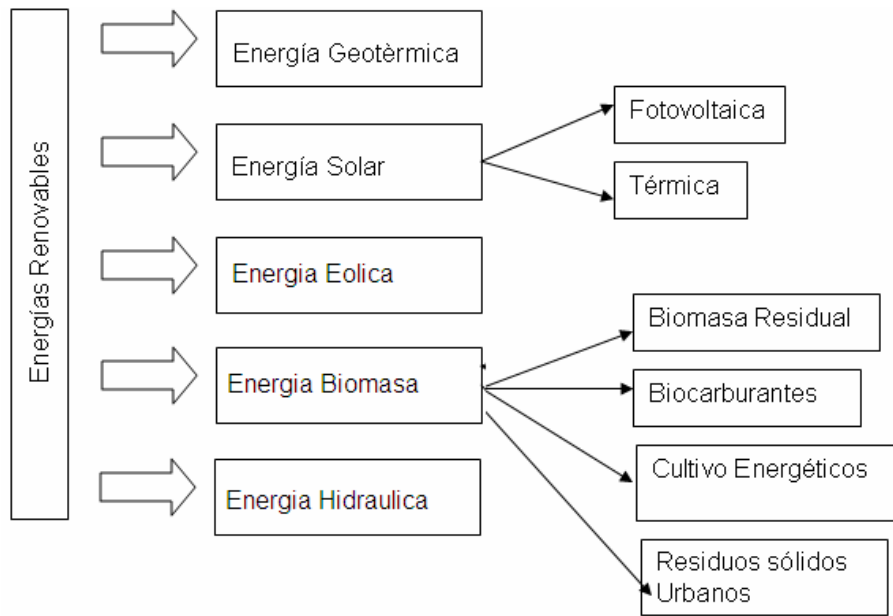


Figura 2.3 Las Energías Renovables

Fuente: Agencia Valenciana de la Energía (Aven)

Disponible: <http://www.aven.es/energia/index.html>. Consultado. Enero.22, 2007

2.1.1.1 *Energía Geotérmica*. Es la manifestación de la energía térmica acumulada en rocas o aguas que se encuentra a elevada temperatura en el interior de la tierra. La temperatura del fluido portador puede ser baja, media o alta dependiendo de la tipología del yacimiento geotérmico. Sólo este último caso permite disponer de suficiente vapor para la generación eléctrica en turbinas, el uso de las otras dos modalidades es el de calentamiento de agua y calefacción

Se le asigna carácter renovable en función de la baja agresión al entorno que supone su recuperación. Dicha energía se aprovecha haciendo circular a través agua o vapor que transporta hasta la superficie el calor almacenado en las

zonas calientes. (Agencia Valenciana de la Energía (Aven), Disponible: <http://www.aven.es/energia/geotermica.html>. Consultado. Enero.22, 2007).

2.1.1.2 *Energía Solar*. La energía solar que recibe el planeta es resultado de un proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el interior del sol. Esa radiación solar se puede transformar directamente en electricidad denominada “solar eléctrica” o en calor denominada “solar térmica”. El calor, a su vez, puede ser utilizado para producir vapor y generar electricidad.

2.1.1.2.1 *Energía Solar Térmica*. Un sistema de aprovechamiento de la energía solar muy extendido es el térmico. El medio para conseguir este aporte de temperatura se hace por medio de colectores. El colector es una superficie, que expuesta a la radiación solar, permite absorber su calor y transmitirlo al fluido.

Existen tres técnicas diferentes entre sí en función de la temperatura que puede alcanzar la superficie captadora.

- Baja temperatura, la captación directa, la temperatura del fluido es por debajo del punto de ebullición.
- Media temperatura, captación de bajo índice de concentración, la temperatura del fluido es más elevada de 100° C.
- Alta temperatura, captación de alto índice de concentración, la temperatura del fluido es aun más elevada que 100° C.

2.1.1.2.2 *Energía Solar Fotovoltaica*. El sistema de aprovechamiento de la energía del sol para producir energía eléctrica se denomina conversión fotovoltaica. Para ello se utilizan unas células fotovoltaicas, construidas con un material cristalino semiconductor, el silicio. Estas células están dispuestas en paneles que transforman la energía solar en energía eléctrica.



El desarrollo de estos sistemas está ligado en origen a la técnica de los satélites artificiales, debidos a la confiabilidad de su funcionamiento y su peso reducido. Actualmente existen dos formas de utilización de la energía fotovoltaica:

- Instalaciones en lugares aislados de la red pública. La producción eléctrica así obtenida se emplea para autoconsumo de la propia instalación.
- Instalaciones que se conectan a la red eléctrica. La producción eléctrica obtenida con las células fotovoltaicas se inyecta a la red pública eléctrica. (Agencia Valenciana de la Energía (Aven), Disponible: [http://www.aven.es/energia/solar\\_term.html](http://www.aven.es/energia/solar_term.html). Consultado. Enero.22, 2007).

2.1.1.3 *Energía Eólica*. La energía eólica ya fue utilizada en la antigüedad por buques y molinos. Se debe a la energía cinética del aire, la potencia que se obtiene es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento, por tanto pequeñas variaciones de velocidad, dan lugar a grandes variaciones de potencia.

Para la producción eléctrica se utilizan unas máquinas que se denominan aerogeneradores. Existen dos tipos de instalaciones eólicas:

- Aisladas. Estas instalaciones pueden ir combinadas con placas solares fotovoltaicas, para generar electricidad en lugares remotos, para autoconsumo.
- Parques eólicos. Se instalan en las cumbres de las montañas, donde la velocidad del viento es adecuada para la rentabilización de las inversiones.

El desarrollo tecnológico actual, así como un mayor conocimiento de las condiciones del viento en las distintas zonas, está permitiendo la implantación de grandes parques eólicos conectados a la red eléctrica en todas las comunidades autónomas. En la actualidad existen dos modelos aerogeneradores:

- Los de eje horizontal. Constan de una hélice o rotor acoplada a un conjunto soporte llamado góndola o navecilla en donde están albergados el

aerogenerador y la caja de engranajes montados ambos sobre una torre metálica o de hormigón

- Los de eje vertical. Presentan la ventaja de que, al tener colocado el generador en la base de la torre, las tareas de mantenimiento son menores. Sin embargo su rendimiento es menor que los de eje horizontal.

En resumen la máquina eólica se divide en los siguientes elementos:

- Soporte: Es capaz de resistir el empuje del viento y altura para evitar las turbulencias que produce el suelo.
- Sistema de captación o rotación: Compuesto por un número de palas cuya misión es la transformación de energía cinética en eléctrica.
- Sistema de orientación: Mantiene el rotor cara al viento dependiendo del dispositivo usado.
- Sistema de regulación: Controla la velocidad de rotación y el par motor en el eje del rotor evitando fluctuaciones.
- Sistema de transmisión: su misión será el acoplamiento entre el sistema de captación y el sistema de generación.
- Sistema de generación: es el encargado de producir la energía eléctrica. (Agencia Valenciana de la Energía (Aven), Disponible: <http://www.aven.es/energia/eolica.html>. Consultado. Enero.22, 2007).

2.1.1.4 *Energía Biomasa*. El término biomasa en su acepción más amplia incluye toda la materia viva existente en un instante de tiempo en la Tierra. La biomasa energética se define como el conjunto de la materia orgánica, ya sea de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial. Cualquier tipo de biomasa tiene en común con el resto, el hecho de provenir en última instancia de la fotosíntesis vegetal.

El concepto de biomasa energética<sup>1</sup> es aquella utilizada con fines energéticos.

2.1.1.4.1 *Residuos*. Una de las posibles clasificaciones que pueden realizarse de la biomasa atendiendo a su origen es la siguiente:

- Residuos forestales o agrícolas.
- Residuos sólidos urbanos.
- Residuos animales.
- Residuos de industrias agrícolas.

En cuanto a las perspectivas del aprovechamiento de la biomasa, se puede utilizar de dos maneras:

- Aplicaciones domésticas e industriales que pueden considerarse tradicionales o habituales y que funcionan mediante la combustión directa de la biomasa.
- Aplicaciones vinculadas a la aparición de nuevos recursos y nuevas técnicas de transformación que últimamente han alcanzado un cierto grado de madurez.

Entre las nuevas tecnologías disponibles puede citarse la gasificación de la biomasa, que permite utilizarla en centrales de cogeneración de ciclo combinado. (Agencia Valenciana de la Energía (Aven), Disponible: <http://www.aven.es/energia/biomasa.html>. Consultado. Enero.22,2007).

2.1.1.4.2 *Biogás*. Se obtiene por la acción de un determinado tipo de bacterias sobre los residuos biodegradables, utilizando procesos de fermentación anaerobia. Dentro de los residuos biodegradables se engloban:

---

<sup>1</sup>El concepto de biomasa energética, en adelante simplemente biomasa.

- Los residuos ganaderos
- Los lodos de las estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR)
- Los residuos biodegradables de instalaciones industriales. Son industrias como: la cervecera, azucarera, conservera, alcoholera, la de derivados lácteos, la oleícola, la alimenticia y la papelera, las que generan éste tipo de residuos.
- La fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU)

2.1.1.4.3 *Biocarburentes*. Constituyen una alternativa a los combustibles tradicionales en el área del transporte. Bajo esta denominación se ramifican dos líneas totalmente diferentes, la del bioetanol y la del biodiesel.

2.1.1.4.3.1 *Bioetanol*. Las principales aplicaciones van dirigidas a la sustitución de la gasolina ó a la fabricación de Etil- ter-butil eter (ETBE), aditivo oxigenado de elevado índice de octano que se incorpora a la gasolina. En el caso del etanol, y en lo que se refiere a la producción de materia prima, actualmente se obtiene de cultivos tradicionales como el cereal, maíz y remolacha, que presentan un alto rendimiento en alcohol etílico. En el futuro se apunta a obtener cultivos más baratos ó variedades de los citados anteriormente orientadas a optimizar su uso en aplicaciones energéticas.

La novedad tecnológica en los procesos de transformación, podría venir por la aplicación de procesos de hidrólisis a productos lignocelulósicos, con lo cual se obtiene una materia prima barata, ante los procesos de fabricación de etanol.

2.1.1.4.3.2 *Biodiesel*. La principal aplicación va dirigida a la sustitución de gasóleo. Las tecnologías para la producción de biodiesel, en la actualidad parten del uso de las variedades comunes de especies convencionales como el girasol y la colza. En un futuro se busca favorecer las cualidades de producción de energía.

Paralelamente se irán incorporando nuevos productos agrícolas y aceites usados como materias primas. Su uso suele ser mezclado con gasóleo en proporciones inferiores al 50%. A continuación se presenta esquemáticamente una figura de cómo se genera la biomasa.

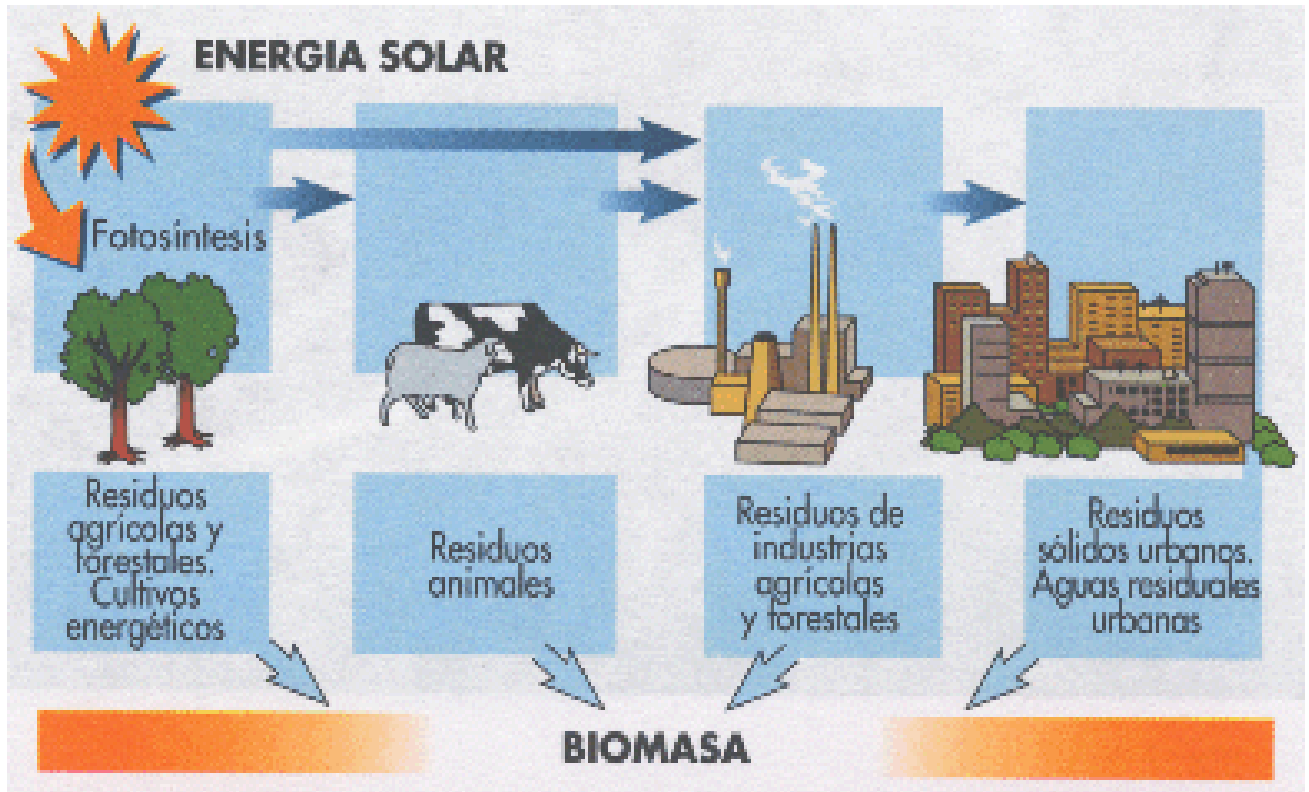


Figura 2.4 Generación de la Biomasa

Fuente: Agencia Valenciana de la Energía (Aven)

Disponible: <http://www.aven.es/energia/index.html>. Consultado. Enero.22, 2007

**2.1.1.5 Energía Hidráulica.** Desde la antigüedad se reconoció que el agua que fluye desde un nivel superior a otro inferior posee una determinada energía cinética susceptible de ser convertida en trabajo, como lo demuestran los miles de molinos que a lo largo de la historia fueron construyéndose a orillas de los ríos.

Actualmente se aprovecha la energía hidráulica para generar electricidad. El aprovechamiento de la energía potencial del agua para producir energía eléctrica utilizable, constituye en esencia la energía hidroeléctrica.

Es por tanto un recurso renovable y autóctono. El conjunto de instalaciones e infraestructura para aprovechar este potencial se denomina central hidroeléctrica. Existen dos grandes tipos de centrales hidroeléctricas que son:

- Convencionales. Aprovechan la energía potencial del agua retenida en una presa. Pueden ser por derivación de agua o por acumulación de agua.
- Bombeo. Estas centrales disponen de dos embalses situados a diferentes alturas. En las horas del día que se registra una mayor demanda de energía eléctrica, la central opera como una central hidroeléctrica convencional. Durante las horas del día en las que la demanda es más baja, el agua almacenada en el embalse inferior puede ser bombeada al embalse superior para volver a realizar el ciclo productivo. ( Agencia Valenciana de la Energía (Aven), Disponible: <http://www.aven.es/energia/hidraulica.html>. Consultado. Enero.22, 2007).

*2.1.2 Energías No Renovables.* Son aquellas que existen en una cantidad limitada y que una vez empleada en su totalidad no puede sustituirse, ya que no existe sistema de producción o la producción es demasiado pequeña para resultar útil a corto plazo, las cuales son:

- Petróleo
- Carbón
- Gas natural
- Nuclear

2.1.2.1 *Petróleo*. Los yacimientos petrolíferos se deben a la descomposición de grandes acumulaciones de restos animales (peces principalmente) y vegetales (algas) reunidos en el fondo de mares antiguos; comprimidos por movimientos geológicos y sometidos a acciones bacterianas, presiones y temperaturas elevadas.

Es necesario efectuar una serie de operaciones que reciben el nombre de refino de petróleo. Las dos operaciones básicas de este proceso son:

- El petróleo, tal y como mana del yacimiento, tiene pocas aplicaciones. Para obtener a la vez productos de características precisas y utilizar de la manera más rentable las diversas fracciones presentes en el petróleo,
- La destilación. A partir del petróleo bruto se obtiene toda una gama de productos comerciales que van desde los gases y gasolinas hasta los asfaltos y al coque.

El proceso comienza en unos hornos en los que se eleva la temperatura del petróleo hasta alcanzar los 400° C, a esta temperatura, la mayor parte del petróleo se transforma en vapor. Esta mezcla se hace pasar a través de una columna o torre de fraccionamiento. Los vapores de petróleo, introducidos por la parte baja de la torre, van ascendiendo por distintos niveles, al mismo tiempo que se van enfriando. Este enfriamiento da lugar a que cada uno de los pisos se vaya condensando distintos compuestos, cada uno de los cuales tiene una temperatura específica de licuefacción.

La destilación no puede proporcionar más que los productos que estén presentes en el crudo de forma natural, lo cual puede no satisfacer la demanda de un producto concreto. Por esta razón se emplean otras técnicas, una de las usuales es el craqueo o pirólisis, que consiste en la ruptura de una molécula pesada (por ejemplo, combustible líquido) en varias moléculas ligeras, no necesariamente idénticas entre ellas gasolina y gasóleo.

A continuación se presenta un cuadro 2.1 se describe didácticamente todos los derivados y usos del petróleo, de ahí la importancia y trascendencia que este tiene, no sólo por la generación de la energía sino por todos los productos que se obtienen a través de sus derivados.

	Producto	Proceso de destilación	Utilidad
Gases	Metano, etano, propano, butano	Hasta 40 ° C	Combustibles
Naftas (Gasolinas)	Pentano, hexano, heptano, octano, nonano	40° C – 180° C	Combustibles Disolventes
Queroseno	Decano- Hexadecano	200° C – 300° C	Combustibles reactores Craqueo
Gasóleo	Hidrocarburos de 16 a 25 átomos de carbono	300° C – 375° C	Combustible Craqueo
Fuel	Hidrocarburos de 20 a 40 átomos de carbono	$\geq 350^{\circ} \text{C}$	Combustibles Lubricación
Residuos ligeros	Vaselina	Semisólida	Lubricantes Pomadas
Residuos pesados	Parafinas, alquitranes	Sólida	Impermeabilización Asfaltos

Cuadro 2.1 Productos derivados del petróleo

Fuente: Agencia Valenciana de la Energía (Aven)

Disponible: [http://www.aven.es/energia/no\\_renovables.html](http://www.aven.es/energia/no_renovables.html). Consultado. Enero.22, 2007



En el inicio del siglo XX, se incrementó el consumo del petróleo, convirtiéndose, el petróleo y sus derivados, en el principal combustible en el sector de transporte y uno de los combustibles más importantes en la generación eléctrica.

Las estimaciones de duración de las reservas actuales de petróleo, están en torno a 35 años. La producción mundial de petróleo ha presentado muchas variaciones a lo largo de la historia, de la misma forma que su precio (dólar por barril), incidiendo de forma muy significativa en la economía mundial.

2.1.2.2 *Carbón*. Es un término muy general que engloba a gran variedad de minerales ricos en carbono. También contiene Hidrógeno, Oxígeno y una cantidad variable de Nitrógeno, Azufre y otros elementos.

Se forma en la naturaleza por descomposición de la materia vegetal residual acumulada en los pantanos o en desembocaduras de grandes ríos. Los tipos diferentes de carbón se clasifican en dos grandes grupos:

- Carbones duros: totalmente carbonizados, entre los que están la antracita y la hulla.
- Carbones blandos: pertenecen a épocas posteriores al carbonífero y que no han sufrido proceso completo de carbonizados. Entre ellos están los lignitos, pardos, negros y la turba.

Atendiendo a su grado de metamorfismo, cambio de la forma y estructura debido a las acciones del calor, la presión y del agua, los carbones se clasifican en:

- Antracita: son los de mayor calidad, contienen del 85% al 98% en peso de carbono.
- Hullas: dentro de esta clasificación aparece una amplia gama de carbones cuyo contenido en carbono abarca desde el 40% hasta el 85%.
- Lignitos: son los de peor calidad, con contenidos en carbono inferior al 40%.

- Turbas: No se consideran carbones según la American Society for Testing and Materials (ASTM), tienen un contenido en humedad del 90%.

Históricamente el carbón fue la fuente que impulsó la primera fase de la industrialización. A partir del principio del siglo XX ha sido paulatinamente sustituida por el petróleo. Las estimaciones de duración de las reservas actuales de carbón, están en torno a 300 años. Actualmente se utiliza para la producción eléctrica, la industria siderúrgica y la calefacción.

El carbón presenta un factor de emisiones de CO<sub>2</sub> muy elevado, así como de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas en suspensión. La combinación de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> produce la lluvia ácida.

2.1.2.3 *Gas Natural*. Aunque como gases naturales pueden clasificarse todos los que se encuentran de forma natural en la Tierra, desde los constituyentes del aire hasta las emanaciones gaseosas de los volcanes, el término *gas natural* se aplica hoy en sentido estricto a las mezclas de gases combustibles con hidrocarburos o no, que se encuentran en el subsuelo donde en ocasiones aunque no siempre, se hallan asociados con petróleo líquido.

El principal componente del gas natural es el metano, que representa generalmente entre el 75 y el 95% del volumen total de la mezcla. Los hidrocarburos gaseosos que suelen estar presentes, etano, butano y propano aparecen siempre en proporciones menores.

En un principio no era usado, al no ser fácil de transportar y almacenar como el petróleo. El gas natural que aparecía en casi todos los yacimientos petrolíferos, se quemaba a la salida del pozo, como un residuo más. La necesidad de nuevas fuentes energéticas hizo descubrir nuevos yacimientos que poseían enormes reservas de gas natural. Pero seguía existiendo el problema de su transporte y almacenamiento. Este problema quedó resuelto mediante la creación de la cadena del gas natural licuado (GNL). De forma esquemática consta de los siguientes pasos:

- Transporte del gas desde los yacimientos hasta la costa, por medio del gasoducto. Éste también puede unir los yacimientos con los puntos de consumo.
- Licuación del gas, para ello se enfría hasta 147 K.
- Transporte marítimo del GNL en buques metaneros.
- Recepción del GNL en las instalaciones portuarias del país importador y re-gasificación inmediata, seguida de distribución comercial por tuberías.
- Es el combustible natural más limpio en términos de contaminación
- Produce la menor cantidad de CO<sub>2</sub> por unidad energética de todos los combustibles.
- No contiene azufre, por tanto no aparece SO<sub>2</sub> en la combustión.
- No se producen partículas sólidas.
- La tecnología desarrollada para la combustión del gas natural disminuye la formación de óxidos de nitrógeno.
- En todas sus aplicaciones industriales el rendimiento es elevado con lo que disminuye el consumo de energía primaria.

2.1.2.4 *Nuclear*. El combustible utilizado en las centrales de fisión nuclear es el Uranio-235, que se encuentra en una cantidad del 0,7% de todo el Uranio disponible en la naturaleza, por lo que partiendo del Uranio-238, no fisible, este se enriquece para que el contenido de U-235 sea de un 2% a 3%. En la reacción de fisión, un núcleo pesado (U-235) se divide en dos núcleos más ligeros al absorber un neutrón, liberándose varios neutrones, generando una radiación y una cantidad considerable de energía que se manifiesta en forma de calor. Los neutrones son utilizados para generar otra reacción, consiguiendo reiterativamente de este modo una cadena sucesiva de reacciones de fisión.

El dispositivo encargado de regular las reacciones en un estado estacionario, que permita mantener un balance equilibrado de las mismas en la captura y escape de neutrones es llevado a cabo por el reactor nuclear.

Las centrales nucleares españolas son de tecnología americana, consumen uranio enriquecido y utilizan agua ordinaria como medio de refrigeración del reactor y moderador de los neutrones de fisión. (Agencia Valenciana de la Energía (Aven), Disponible: [http://www.aven.es/energia/no\\_renovables.html](http://www.aven.es/energia/no_renovables.html). Consultado. Enero.22, 2007).

## *2.2 Concentración de las reservas energéticas en el mundo*

La distribución de los recursos petroleros no es uniforme en todo el mundo. Los países miembros de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), un cartel de once países productores de petróleo (Argelia, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos y Venezuela), contienen la mayoría de las reservas de petróleo comprobadas. Las reservas de los países de la OPEP se encuentran en su mayor parte en los Estados del Golfo, Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos, que representan aproximadamente el 80 por ciento de las reservas de petróleo comprobadas de la OPEP. Las regiones de América Central y Sudamérica, África y Europa Oriental y la ex Unión Soviética contienen cada una entre 6 y 8 por ciento de las reservas petroleras a nivel mundial. América del Norte Estados Unidos, Canadá y México. Representa el 17 por ciento de las reservas.

Cerca de tres cuartas partes de las reservas de gas natural del mundo se encuentran en el Oriente Medio y en la ex Unión Soviética (Rusia, Irán y Qatar juntos representan aproximadamente 58 por ciento de estas reservas). Las reservas restantes están distribuidas muy uniformemente entre otras regiones del mundo.

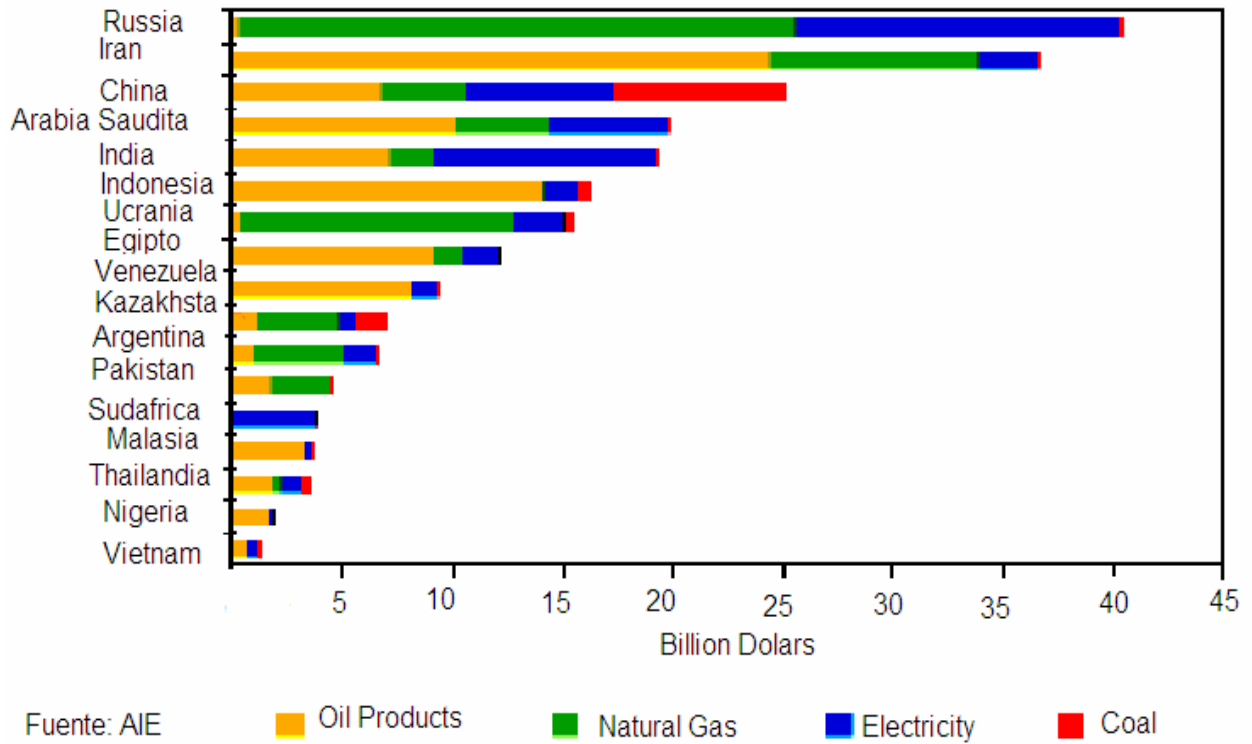
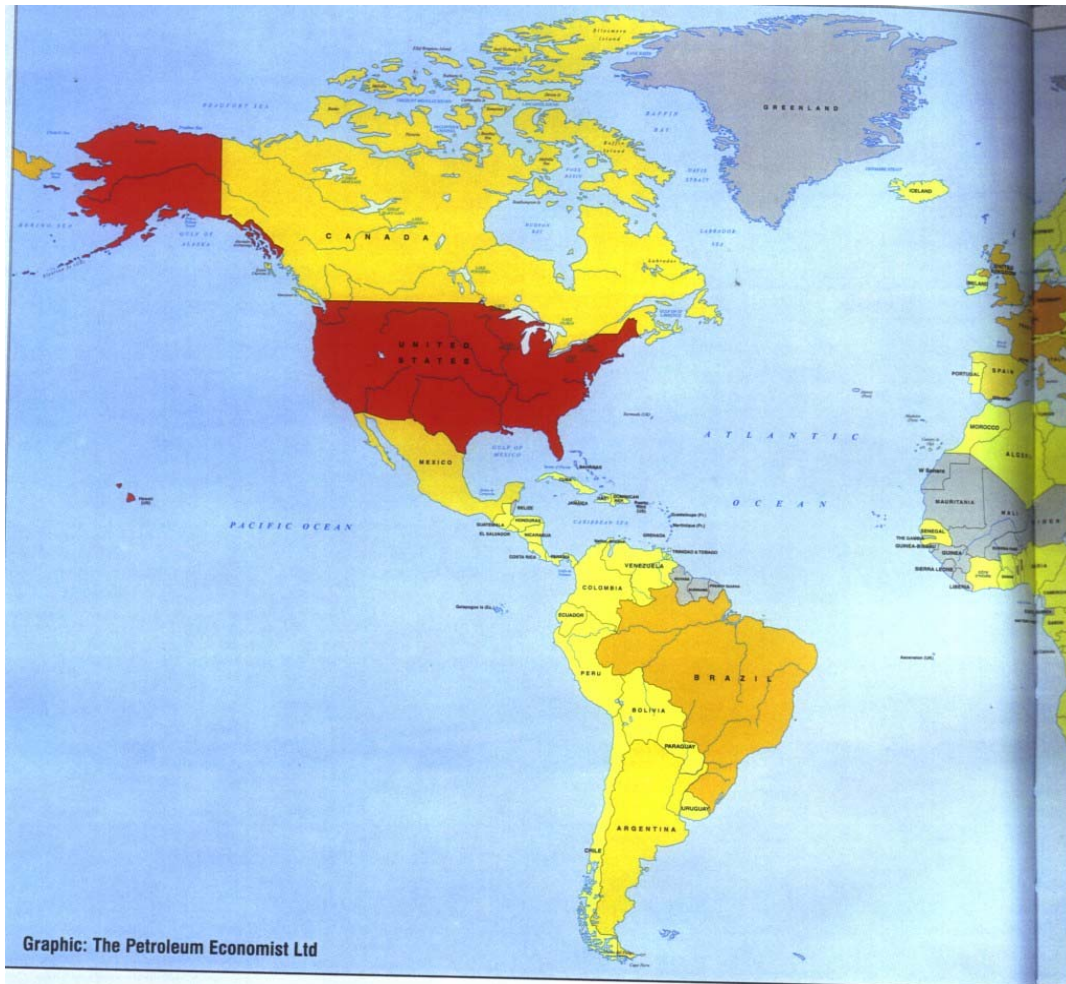


Figura 2.5 Cantidad de los subsidios energéticos fuera de la OCDE

Fuente: Escrivá Belmonte José Luis (2006, P.22)

Disponible: [http://www.ai.org.mx/IIcongreso\\_ai/memorias/4vulnerabilidad.PDF](http://www.ai.org.mx/IIcongreso_ai/memorias/4vulnerabilidad.PDF). Consultado. Febrero, 22 2007

Las figuras 2.6 y 2.7 muestran los países que cuentan con el mayor suministro de petróleo a nivel mundial, entre ellos destacan China, Estados Unidos.



Miles de toneladas equivalentes en petróleo

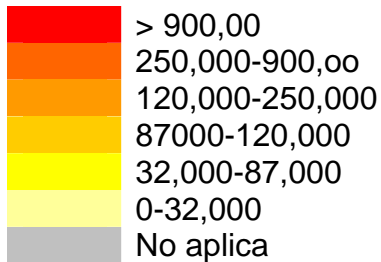
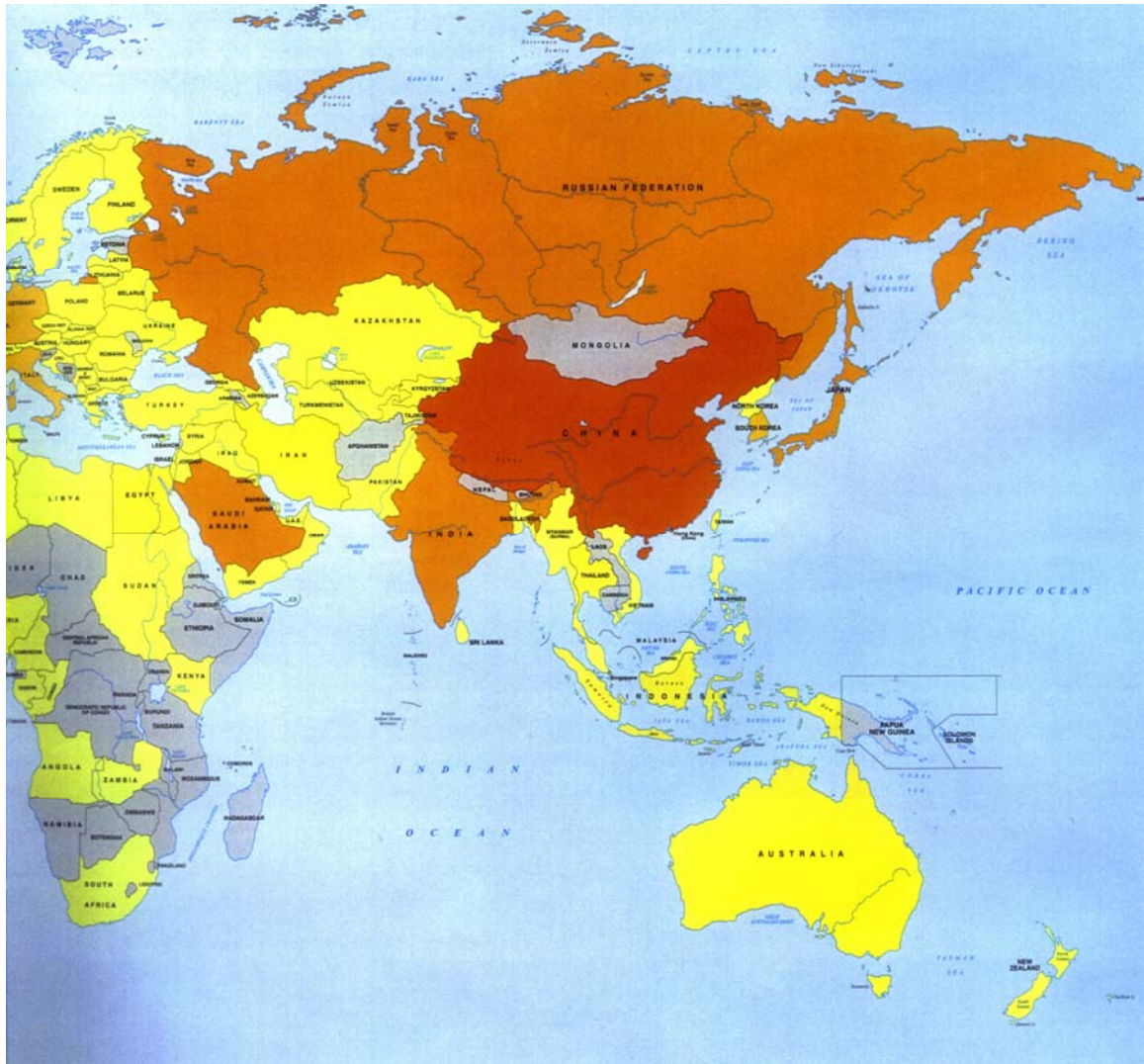


Figura 2.6 Principales fuentes de petróleo Mundial.

Fuente: Varios

Disponible: World Energy Atlas (2006,p.10). Consultado. Marzo.05, 2007



Miles de toneladas equivalentes en petróleo

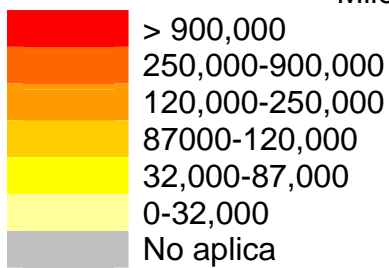


Figura 2.7 Principales fuentes de petróleo Mundial.

Fuente: Varios

Disponible: World Energy Atlas(2006,p.11).Consultado. Marzo.05, 2007

Las figuras 2.8 y 2.9 señalan los países que cuentan con el mayor suministro de petróleo por población a nivel mundial, entre ellos destacan Canadá y Estados Unidos, entre otros.

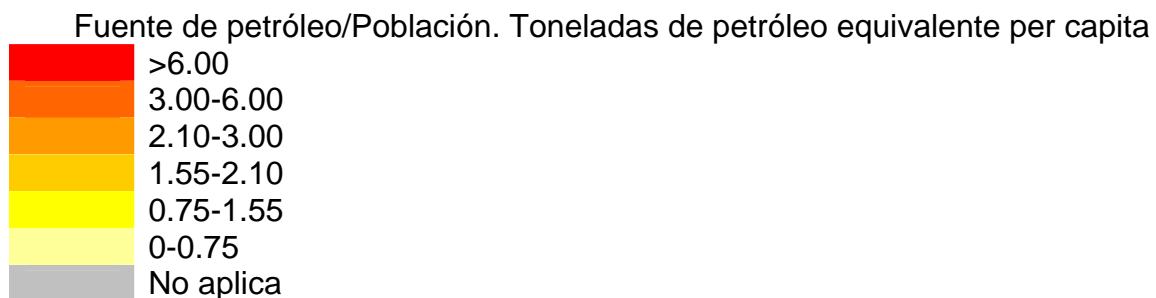
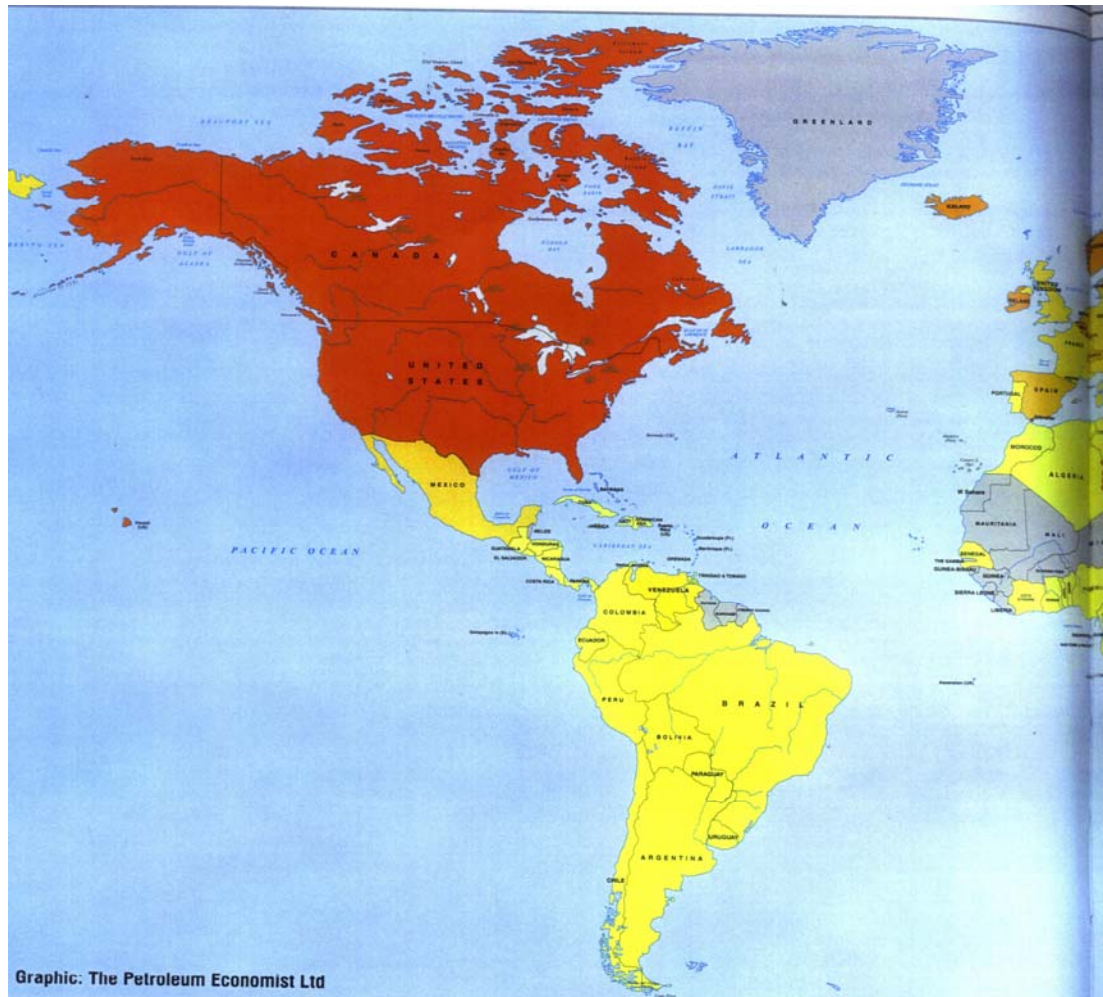


Figura 2.8 Suministro de Petróleo Mundial Poblacional.

Fuente: Varios

Disponible: World Energy Atlas (2006,p.12).Consultado. Marzo.05, 2007





Fuente de petróleo/Población. Toneladas de petróleo equivalente per capita

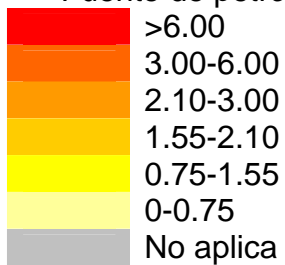


Figura 2.9 Suministro de Petróleo Mundial Poblacional.

Fuente: Varios

Disponible: World Energy Atlas (2006,p.13).Consultado. Marzo.05, 2007

Las figuras 2.10 y 2.11 indican los países que cuentan con los mayores ingenios de Gas natural a nivel mundial, entre ellos destacan Canadá y Estados Unidos, entre otros.

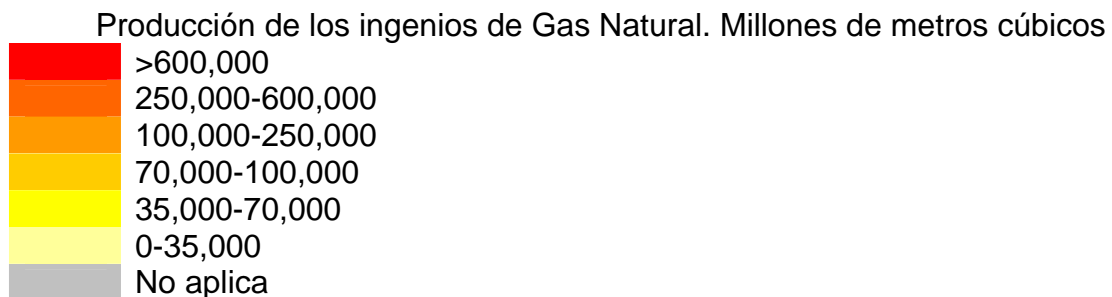
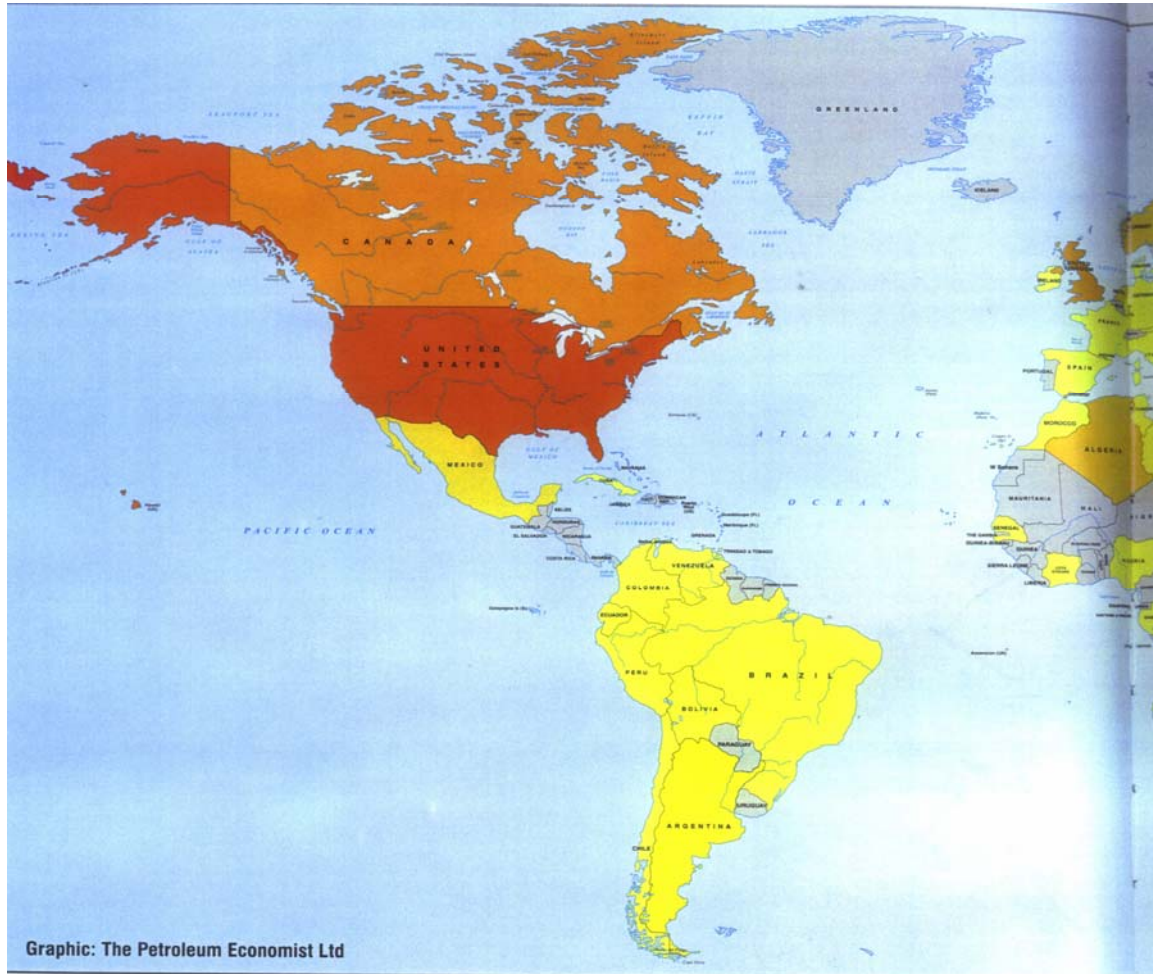


Figura 2.10 Producción de Gas natural Mundial.

Fuente: Varios

Disponible: World Energy Atlas (2006,p.16).Consultado. Marzo.05, 2007



Producción de los ingenios de Gas Natural. Millones de metros cúbicos

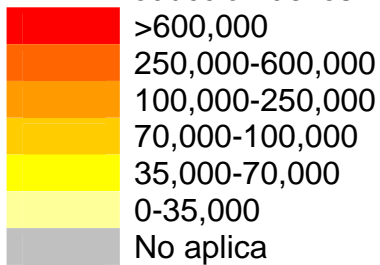


Figura 2.11 Producción de Gas natural Mundial.

Fuente: Varios

Disponible: World Energy Atlas (2006 p17). Consultado. Marzo.05, 2007

Las figuras 2.12 y 2.13 describen los países que consumen mayor cantidad de gas natural, per capita ingenios de Gas natural a nivel mundial, entre ellos destacan Canadá y Estados Unidos, entre otros.

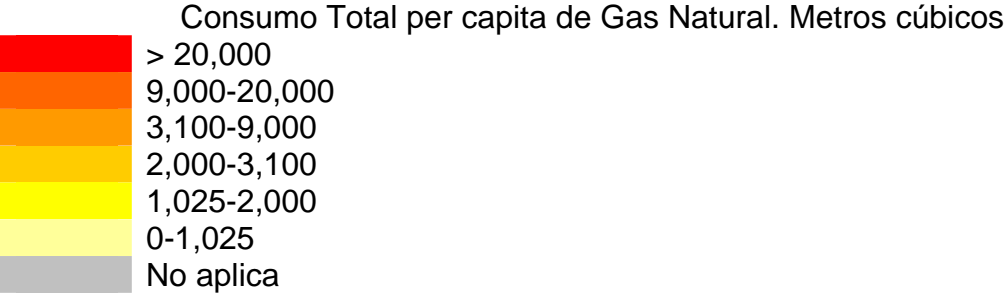
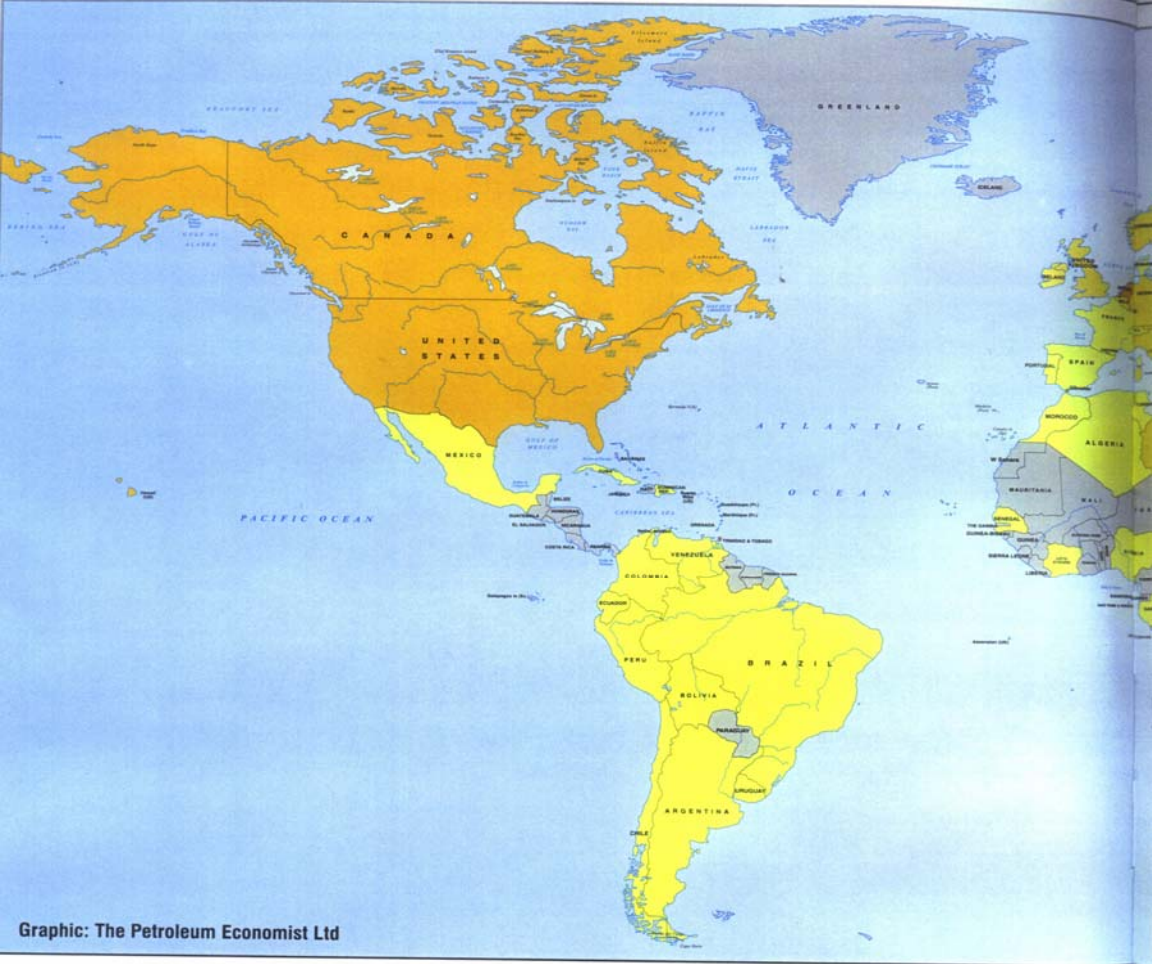


Figura 2.12 Consumo de Gas Natural total per capita Mundial.  
Fuente: Varios  
Disponible: World Energy Atlas (2006,p.18).Consultado. Marzo.05, 2007

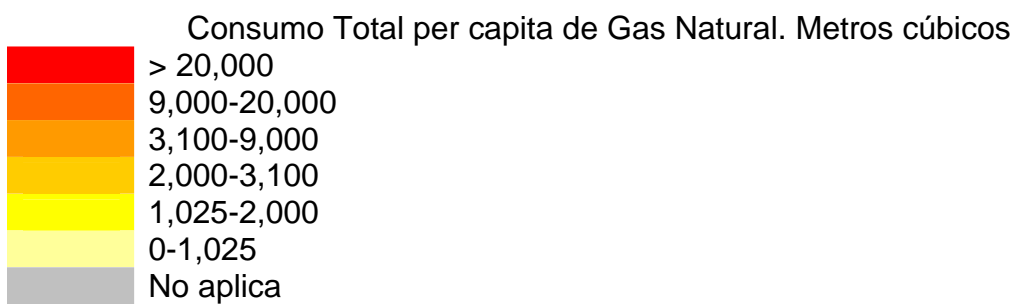
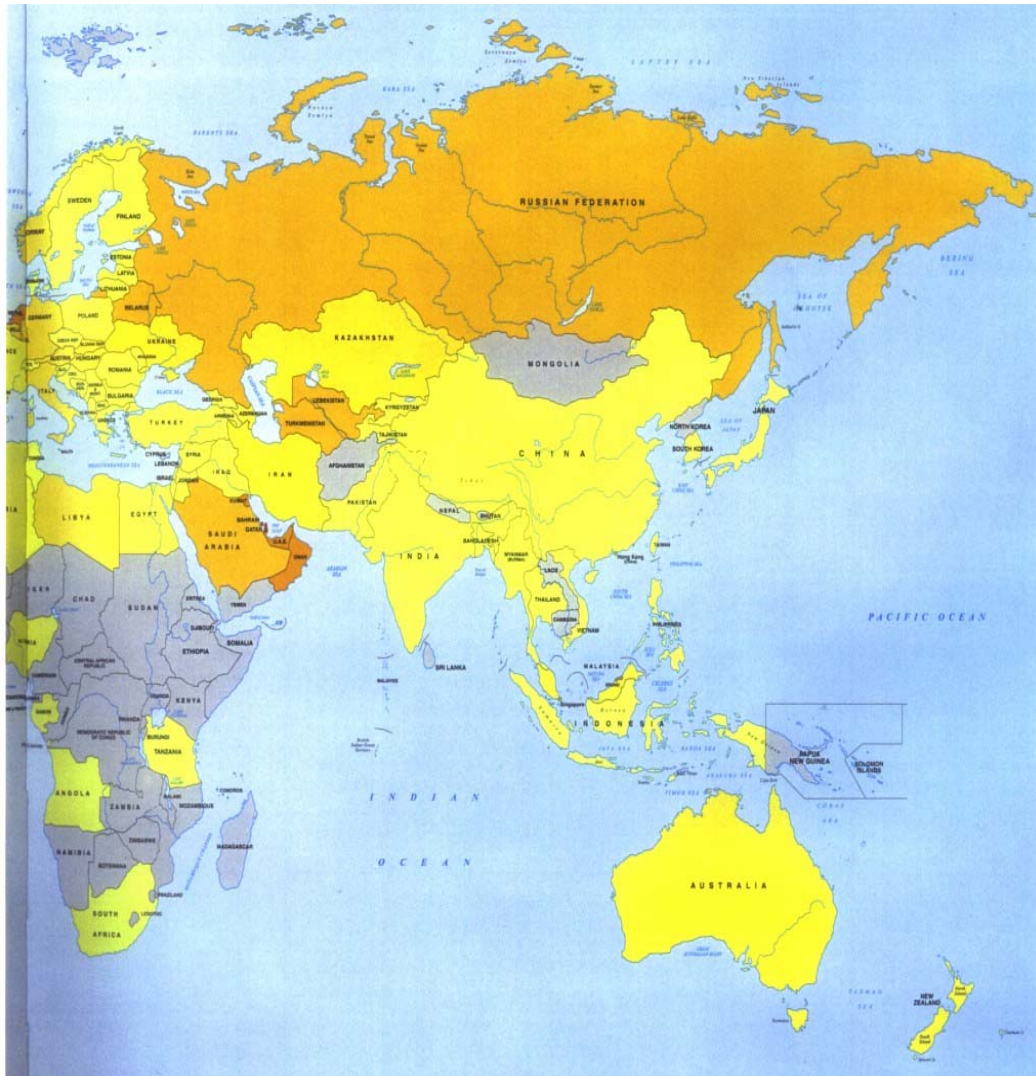


Figura 2.13 Consumo de Gas Natural Mundial.

Fuente: Varios

Disponible: World Energy Atlas (2006, p. 19). Consultado. Marzo.05, 2007

### *2.3 Concentración de las reservas energéticas en México*

En el año 2005 la producción nacional de energía primaria totalizó 9,819.7 petajoules<sup>2</sup> (PJ) (véase figura 2.14), 5.5% inferior respecto al 2004. El decremento se debió, en términos generales, a la menor producción de petróleo crudo; la cual disminuyó 9.8% de 2004 a 2005. Lo anterior como resultado del menor poder calorífico reportado por Petróleos Mexicanos para la mezcla de crudo, el cual observó una caída de 8.2% en el periodo de referencia y a la menor producción de petróleo crudo en términos de volumen. En cuanto al resto de los hidrocarburos, se observan incrementos en condensados (3.0%) y en gas natural (4.3%). Por su parte, la electricidad primaria aumentó 11.4% en 2005, explicado principalmente por el incremento en la producción de núcleo energía (17.1%), geoenergía (10.3%) e hidroenergía (9.5%). La biomasa creció 3.3% como resultado de la mayor producción de bagazo de caña, la cual aumentó en 12.7%. Lo anterior no obstante la menor producción de leña, que disminuyó 0.2% de 2004 a 2005.

Los hidrocarburos se mantuvieron como la principal fuente en la producción de energía primaria. En términos de estructura, disminuyeron su participación de 90.8% en 2004 a 89.4% en el 2005, debido fundamentalmente al decremento en términos energéticos, de la producción de petróleo crudo (véase figura 3.15).

La producción de electricidad primaria en 2005 aumentó su participación total en 0.7 puntos porcentuales respecto a lo observado en 2004, ubicándose en 4.8%, como resultado del incremento de la nucleoenergía en 17.1%, la geoenergía en 10.3% y la hidroenergía en 9.5%. Por el contrario, la energía eólica decreció 17.2%.

Cuadro 2.2 Producción de la Energía Primaria

Producción de energía primaria (peta joules)					
	2004	2005	Variación	Estructura porcentual	
			porcentual	2004	2005
			2005/2004	%	%
Total	10,390.18	9,819.71	-5.5	100	100
Carbón	198.847	215.998	8.6	1.9	2.2
Hidrocarburos	9,429.72	8,782.75	-6.9	90.8	89.4
Petróleo crudo	7,432.56	6,702.65	-9.8	71.5	68.3
Condensados	178.345	183.67	3	1.7	1.9
Gas natural	1,818.81	1,896.44	4.3	17.5	19.3
Electricidad primaria	421.809	469.969	11.4	4.1	4.8
Núcleo energía	100.634	117.88	17.1	1	1.2
Hidroenergía	254.391	278.434	9.5	2.4	2.8
Geoenergía	66.722	73.604	10.3	0.6	0.7
Energía eólica	0.061	0.05	-17.2	n.s.	n.s.
Biomasa	339.806	350.996	3.3	3.3	3.6
Bagazo de caña	92.063	103.78	12.7	0.9	1.1
Leña	247.743	247.216	-0.2	2.4	2.5

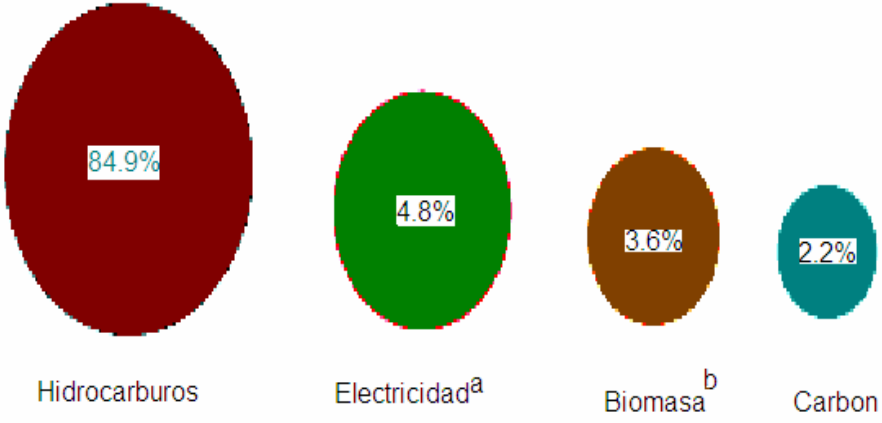
La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

Fuente: [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/pub/balance2005.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/balance2005.pdf).  
Consultado. Marzo.05, 2007

Durante 2005, la hidroenergía participó con 59.2% de la producción de electricidad primaria con 278.4 PJ, contra el 60.3% del 2004; la nucleenergía representó 25.1% con 117.9 PJ; la geoenergía 15.7% con 73.6 PJ y la energía eólica con 0.1 PJ, siendo ésta no significativa.

La biomasa se ubicó en 351.0 PJ, cifra 3.3% mayor a la de 2004. Esta fuente incrementó su participación de 3.3% en 2004 a 3.6% en 2005 respecto al total de la producción de energía primaria, lo que se explica principalmente por el crecimiento observado en el bagazo de caña (12.7%).

El incremento de 8.6% en la producción de carbón mineral permitió que en 2005 incrementara su participación a 2.2% del total de la producción de energía primaria (véase figura 3.16). Lo anterior se explica por el incremento en la producción de carbón térmico, que pasó de 8,147 miles de toneladas en 2004 a 8,962.9 en 2005, y de carbón siderúrgico, de 1,735.4 miles de toneladas en 2004 a 1,791.6 en 2005.



Fuente: Sistema de información Energeticos (SIE), Sener  
a) Incluye Hidroenergía 2.8%, Nucleoenergía 1.2%, Geoenergía 0.7% y Energía Eólica (n.s) Evaluados en su nivel equivalente primario.  
b) Incluye Leña 2.5% y bagazo de caña 1.1%  
La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras

Figura 2.14 Estructura de la producción de Energía Primaria.  
Fuente: [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/pub/balance2005.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/balance2005.pdf).  
Consultado. Marzo.05, 2007



## 2.4 Situación de los Energéticos, Tendencia

Los cambios tecnológicos que hicieron posible la revolución en el mercado de electricidad y su convergencia con el mercado de gas natural, así como las respuestas a las preocupaciones con el medio ambiente y el calentamiento global (efecto invernadero) permiten vislumbrar que ya no se tendrán mercados individuales de combustibles sino muchos tipos de mercados atendiendo diversas necesidades de los consumidores en ámbitos diferentes y con diversa escala. Desafortunadamente, los especialistas financieros prevén que la producción y la tendencia continua con la obtención de la energía por medio de energías no renovables, el uso del carbón, petróleo, nuclear, gas continúan siendo explotados, sin embargo afortunadamente especialistas financieros, y del medio ambiente trabajan en el desarrollo de la implementación de energías alternas basadas en recursos renovables como el sol y el aire.

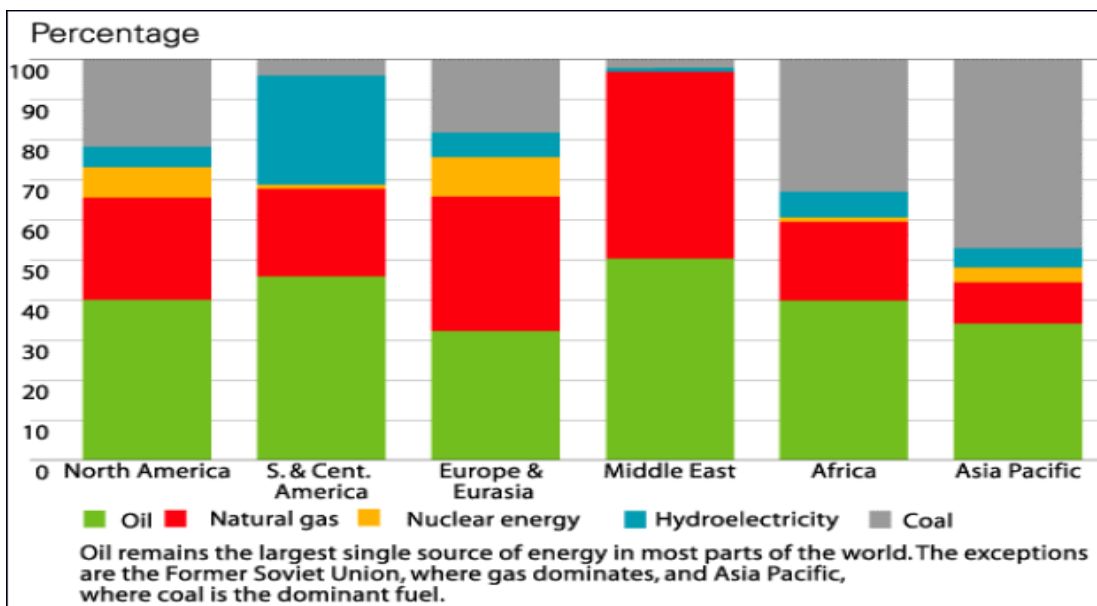


Figura 2.15 Porcentaje de energéticos en la actualidad

Fuente: Vulnerabilidad energética en México Padilla y Sánchez Dr. Ricardo José.

Disponibile: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/key2006.pdf> Consultado. Abril.05, 2007

Este capítulo muestra que el uso de los recursos renovables, es el camino y la tendencia a seguir, ya que cuentan con las ventajas de además de ser renovables, son limpios, es decir no contaminan el medio ambiente y evitan el sobrecalentamiento de la tierra. Permite obtener un conocimiento básico y general de los energéticos, así como su ubicación a nivel mundial, cuales son los más utilizados y el tipo de tecnología que emplean para la generación de la energía. Las tendencias, y que países están llevando acabo esta preservación del cuidado de los recursos como consecuencia el cuidado de el medio ambiente. Además se da un prelude de la situación de México, la cual, en el capítulo cinco se analizara más detalladamente.

### III. Metodología

#### *3.1 Definición del problema*

El actual modelo de consumo energético en el país es insostenible, toda vez que está basado en la quema de combustibles fósiles y estos yacimientos se están agotando; por otra parte ello está generando graves cambios ambientales, como la alteración de los patrones climáticos, el derretimiento de los glaciares, por citar algunos y que se extienden estos efectos negativos a todo el planeta.

México necesita implementar tecnologías las cuales consideren diferentes tipos de energéticos, ya que los que se utilizan actualmente para la generación de la energía, provienen de fuentes no renovables, tales como el petróleo y sus derivados, el carbón, por citar algunos. Por lo tanto es importante conocer y comparar lo que están haciendo otros países en la misma materia, identificar sus aportaciones a la humanidad en este rubro, analizar si tienen las mismas fuentes de energéticos que México, conocer su tecnología, con la finalidad de que permita a México desarrollar la propia pero que ésta sea competitiva y así estar a la par en el mundo de los energéticos.

Por lo tanto se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Qué tipo de tecnología es mejor implementar en el país para la optimización de los recursos energéticos?

#### *3.2 Hipótesis*

Hi: La tecnología que emplee los recursos energéticos renovables.

Ho: La tecnología que emplee los recursos energéticos no renovables.

#### *3.3 Objetivos de la investigación*

Objetivo General: Analizar los diferentes tipos de energéticos que existen a nivel mundial; los grupos a los que pertenecen; cómo se caracterizan; sus propiedades y cómo están éstos distribuidos globalmente.

Objetivos específicos:

- Conocer cómo repercute el uso de los energéticos en la generación de energía y su impacto en factores como: escasez de agua, la pobreza y el medio ambiente.
- Identificar las ventajas al utilizar energéticos renovables como es el aire, el sol, entre otros.

#### *3.4 Datos de la investigación*

- Tipo: Documental
- Enfoque: Cuantitativo
- Alcance: Descriptivo
- Diseño: No experimental, transaccional descriptivo

#### *3.5 Desarrollo de la investigación*

El estudio se basó en las diferentes aportaciones que hacen los productores, analistas, expertos y profesionales en el campo de la producción de la energía, así como lo expuesto en tratados, convenios y organizaciones como:

- Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP)
- Iniciativa Asia-Pacífico (AP6)
- Agencia Internacional de la Energía (AIE)
- Consejo Mundial de la Energía (CME)

## IV. Desarrollo e Innovación Tecnológica a Nivel Mundial

### 4.1 Nuevos desarrollos

A continuación se presenta la información de las tecnologías que se están implementando para la obtención de la energía en el 2025, a nivel mundial.

El uso de la energía es insostenible a largo plazo, tanto desde el punto de vista de los recursos naturales como del medio ambiente. En las zonas rurales de todo el mundo en desarrollo la situación es más grave. Las principales fuentes de energía para uso doméstico y la producción de alimentos son la leña, que disminuye cada vez más, así como los residuos de biomasa y la energía humana y animal. La dependencia de estas fuentes tradicionales de energía está asociada con la pobreza, los riesgos para la salud y la miseria humana. (Disponible: <http://www.fao.org/sd/SPdirect/EPre0036.htm>. Consultado: 04/17/2007)

El uso de la energía en la cadena de producción alimentaria - tanto desde el punto de vista cuantitativo como cualitativo - procedente de diversas fuentes y un mejor uso de la energía comercial es un elemento fundamental para alcanzar la seguridad alimentaria y mejorar las condiciones de vida de las poblaciones rurales. Sin embargo, la ruptura del actual atasco energético debe ser también sostenible: ambientalmente racional, socialmente aceptable y económicamente viable. Disponible: <http://www.fao.org/sd/SPdirect/EPre0036.htm>. Consultado: 04/17/2007

Mediante la utilización de las posibilidades ofrecidas por las fuentes de energía renovables, las agro-eco tecnologías y disposiciones institucionales y financieras innovadoras, las zonas rurales podrían acceder al uso de sistemas de energía más sostenibles y lograr la seguridad alimentaria. Estas zonas rurales podrían ser ejemplo para otros sectores de la sociedad, tanto en los países en desarrollo como en los industrializados.

Ahora bien, existe un peligro. El sector de la energía está sometido a un rápido proceso de cambio hacia una elevada eficiencia energética, fuentes renovables de energía, una industria de menor intensidad y al reciclado de la energía. Asimismo, la agricultura logrará una mayor sostenibilidad gracias a técnicas tales como cultivo orgánico, una mejor ordenación del agua y el suelo, manejo integrado de plagas, mecanización y biotecnología.

A plazo medio el problema consiste en utilizar estos cambios en beneficio de los pobres de las zonas rurales. De lo contrario, existe el riesgo de que la población rural quede excluida del cambio hacia la sostenibilidad, y tenga que enfrentarse con el caos en las zonas rurales o con una emigración masiva a centros urbanos. (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, SD dimencions: convenciones y acuerdos ambientales. Disponible: <http://www.fao.org/sd/SPdirect/EPre0036.htm>. Consultado: 04/17/2007)

#### 4.2 *Ola competitiva*

El Consejo Mundial de la Energía (CME), la única voz mundial del sector energético, analiza detenidamente estos asuntos en esta primera edición de *Energía Mundial en 2006*. La publicación está escrita *por* líderes del sector energético, formadores de políticas y académicos *para* líderes del sector energético, formadores de políticas y académicos. Basada en experiencias de la vida real de los encargados de tomar decisiones energéticas de todas las regiones del mundo y de todos los sectores energéticos, el objetivo de *Energía Mundial en 2006* es fomentar el debate y animar a los actores del sector a ponerse a actuar. El CME ha incluido intencionalmente pensamientos que no están completamente alineados con la posición oficial del CME para provocar y estimular al lector.

Cuando los mensajes del CME difieren, los Vicepresidentes Regionales ofrecen sus puntos de vista para asegurarse de que el lector reciba una visión equilibrada del asunto que se está tratando.

*Energía Mundial en 2006* en su evaluación de los principales asuntos energéticos mundiales ayuda a los actores del sector energético a tomar decisiones equilibradas para un futuro sustentable. Pero es muy importante conocer que opinan los grandes “gurus” de las diferentes áreas a nivel mundial y que perspectiva tienen acerca de un futuro para el combustible en específico. (Consejo Mundial de la Energía. Acuerdo 2006. Disponible: [http://www.cacme.org.ar/wec/World\\_Energy\\_in\\_2006.pdf](http://www.cacme.org.ar/wec/World_Energy_in_2006.pdf). Consultado 04/17/2007)

4.2.1 Energía Nuclear. Alrededor de hace diez años, la frase “renacimiento nuclear” transmitía únicamente una cautelosa esperanza dentro de una estrecha comunidad de profesionales dedicados. Actualmente, el renacimiento de la energía nuclear se ha convertido en una realidad inconfundible que está tomando velocidad e impulso en el escenario mundial. Trayendo consigo:

- Continuo avance evolutivo en la tecnología de los reactores;
- Esfuerzos de investigación multi-nacional para producir saltos cualitativos en tecnología;
- Niveles de eficiencia y uso de capacidad sin precedentes en países claves;
- Récord sólido y acumulado de seguridad de funcionamiento, respaldado por el surgimiento de una cultura de seguridad nuclear;
- Avance político en la implementación del concepto científicamente sólido de eliminación de desechos utilizando depósitos geológicos profundos; y
- Expansiva planificación del crecimiento de la energía nuclear en las principales naciones, tanto en el mundo desarrollado como en el mundo en desarrollo.

Los principales países están en el umbral de la introducción de la energía nuclear por primera vez. El valor de la energía ha sido analizado y reafirmado en países que representan la preponderancia de la actividad económica mundial y de la población desde América del Norte, pasando por la mayor parte de Europa hasta Rusia y hasta los países líderes del Sur y Este de Asia.

Los principales países sin energía nuclear (tales como Polonia, Turquía, Indonesia y Vietnam) están en el umbral de la introducción de la energía nuclear por primera vez. Italia, el principal importador mundial de electricidad y el único en la historia que ha suspendido la generación nuclear debe de reconsiderarla; y Australia, con las reservas de uranio más ricas del mundo, ha comenzado un debate nacional sobre su propia necesidad (y obligación medio ambiental) de utilizar la energía nuclear.

Aún se pueden hallar convicciones antinucleares: en las mitologías que motivan a muchos de los grupos ambientalistas; en los supuestos de los periodistas y burócratas ambientalistas; en la retórica que emana de los pequeños países, tales como Dinamarca y Austria, cuya credibilidad debe sopesarse con su dependencia de la importación de electricidad nuclear; y, en el caso de Alemania, en la política declaratoria de un país principal que permanece extrañamente cautivo de una ideología antinuclear anticuada, incluso después de la reciente victoria de un partido pro-nuclear en las elecciones.

Pero todas estas fuerzas reaccionarias tomadas en su conjunto, están disminuyendo bajo la avalancha de hechos que son demasiado fuertes para ser eternamente distorsionados o negados. En el mundo entero, el ecologismo antinuclear de la vieja escuela está siendo eclipsado por un nuevo realismo que reconoce la virtud esencial de la energía nuclear: su capacidad de proveer energía generada en forma limpia, segura, confiable, y en grandes cantidades.



Para la industria nuclear esta perspectiva expansiva ofrece un futuro promisorio. Pero para los ambientalistas serios, las proyecciones pueden proveer poco consuelo, no porque la energía nuclear está creciendo, sino porque aún no está creciendo lo suficientemente rápido como para jugar su rol en la revolución de la energía limpia que el mundo tanto necesita.

El imperativo urgente de una revolución mundial de energía limpia es evidente para cualquier persona culta que no está en un estado de negación psicológica o política. La combustión de los combustibles fósiles está vertiendo dióxido de carbono en la atmósfera a una tasa de 25.000 millones de toneladas por año (800 toneladas por segundo) y este ritmo aún no ha sido disminuido por la retórica o por la negociación.

La situación climática se dirige rápidamente hacia un punto de cambio catastrófico, irreversible, que podría tener las siguientes consecuencias:

- Crecientes niveles del mar en todo el mundo, comenzando con unas pocas pulgadas, pero llegando finalmente a los 250 pies;
- Fin de la Corriente del Golfo y su benigno efecto de calentamiento sobre América del Norte y Europa;
- Pérdida acelerada de biodiversidad en todo el mundo;
- Sequía generalizada y extrema turbulencia climática;
- Epidemia mundial de pestilencia y enfermedad; e
- Interrupción de la civilización humana.

No se puede lograr una revolución de energía limpia mundial sin una enorme expansión de la energía nuclear.

Se considera que la única esperanza de evitar esta calamidad es disminuir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI) en 50-60% en los

próximos 50 años. Y esto debe lograrse junto con un enorme aumento repentino de la población humana y del desarrollo económico que triplicará el consumo energético mundial.

El punto de partida para la acción debe ser un acuerdo sobre la premisa básica que surge de todos los análisis autorizados: no se puede lograr una revolución de energía limpia mundial sin una enorme expansión de la energía nuclear, para generar electricidad, para producir hidrógeno para los vehículos del mañana y para desalinizar el agua de mar en respuesta a la crisis mundial del agua dulce que surgirá rápidamente.

Una evaluación justa de las *preocupaciones públicas* a menudo citada en los medios, muestra que ninguna plantea un obstáculo razonable para la expansión mundial de la energía nuclear:

- Proliferación. Sigue siendo una preocupación mundial y se puede decir mucho acerca del mejor modo de tratar con las pocas naciones deshonestas que pueden construir instalaciones capaces de producir material utilizable para la fabricación de armas atómicas. La industria está preparada para trabajar con la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) y con los gobiernos nacionales, para explorar modos de reducir este riesgo. Pero las verdades esenciales son que el daño de la proliferación es inherente en el conocimiento nuclear, pero depende de la intención de los gobiernos; el sistema mundial de no-proliferación y de salvaguardas reduce efectivamente cualquier vínculo entre los programas civiles y militares, y ayuda a detectar e impedir la actividad nuclear ilícita; y cualquier riesgo de proliferación no estaría afectado incluso por un aumento de veinte veces en el uso mundial de reactores nucleares protegidos para producir energía limpia.

- Seguridad de funcionamiento. La industria ha satisfecho el desafío de la seguridad de funcionamiento mediante avances tecnológicos y una cultura mundial de seguridad nuclear que aprovecha la experiencia práctica de 12.000 años-reactor. Del mismo modo en que el Tratado de No proliferación nuclear es una gran hazaña en la diplomacia tradicional, la creación de la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO) – con su red de cooperación de seguridad que abarca a todos los reactores de energía en el mundo entero representa un logro histórico en la diplomacia del sector privado. La mayor responsabilidad de la industria nuclear es mantener su ya impresionante récord de seguridad.

Central de energía nuclear de Loviisa, Finlandia. La mayor responsabilidad del sector nuclear es mantener su ya impresionante récord de seguridad.

- Reducción de costo. Las ganancias generadas están teniendo lugar incluso sin considerar los efectos medio-ambientales. Una vez que los gobiernos comiencen a introducir serias multas a las emisiones –mediante el comercio de emisiones o los impuestos al carbono el equilibrio se inclinará aún más rápido. Actualmente, la energía nuclear puede dominar fácilmente cualquier mercado que impone un precio real al daño medioambiental.
- Gestión de desechos. La industria y los gobiernos tienen la tarea conjunta de crear reconocimiento público de que, contrariamente a lo que se percibe comúnmente, los desechos son el mayor activo comparativo de la energía nuclear precisamente porque el volumen es mínimo y puede manejarse en forma segura sin dañar a la gente o al medio ambiente. Por su parte, la industria ha acumulado un récord impresionante que incluye: eliminación segura de todos los residuos de bajo nivel; almacenamiento provisional seguro de todos los otros productos finales desde casi medio siglo de funcionamiento de las centrales nucleares; y transporte seguro de desechos radioactivos, con más de 20.000 contenedores de desechos de alto nivel y

combustible usado que han viajado en forma segura a lo largo de una distancia total de 20 millones de millas sin un escape radioactivo grave. La mayor responsabilidad recae ahora en los gobiernos. Un fuerte consenso científico favorece los depósitos geológicos profundos como un modo seguro y asequible de lograr el almacenamiento a largo plazo de los residuos nucleares y del combustible nuclear usado. Es obligación de los gobiernos, siguiendo el ejemplo de Finlandia, Suecia, Rusia y los EE.UU. Reunir la intención política para implementar este componente crucial del ciclo de combustible nuclear.

4.2.1.1 Aceleración del renacimiento nuclear. Es necesario ocuparse de las preocupaciones públicas acerca de la energía nuclear, pero no casi suficiente para impulsar un renacimiento nuclear que debe alcanzar el dinamismo mundial si es que se debe lograr la revolución de la energía limpia. En tres áreas diferentes, los gobiernos deben emprender una acción decisiva para desarrollar una industria que está, en cuanto a madurez operativa y tecnológica completamente preparada para el considerable crecimiento que requiere el desafío medioambiental:

- Construir un régimen mundial abarcador. La primera necesidad es avanzar más allá del Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático para construir un régimen climático a largo plazo realmente abarcador, que provea fuertes señales políticas junto con incentivos económicos para una transformación mundial hacia la tecnología de energía limpia. Para ser efectivo y políticamente factible, cualquier tratado de ese tipo debe incluir a todas las naciones principales, desarrolladas y en desarrollo, y debe plasmar alguna variación sobre el principio de contracción y convergencia.

El término de Contracción quiere decir que el acuerdo debe producir, a lo largo del espacio de unas décadas, una reducción mundial en las emisiones de GEI de alrededor del 60%. Convergencia significa que el acuerdo debe adoptar el

principio de igualdad de derechos de emisión *per capita*. Como parte de la realidad política, es el único principio factible para un acuerdo mundial e involucra una concesión del sur al norte por la aceptación del considerable daño medioambiental ya realizado por los países desarrollados. Además, la brecha entre las emisiones reales y los derechos de emisión proveen el potencial para un mecanismo de comercio internacional dinámico que promoverá eficiencia universal en inversión de energía limpia, a la vez que producirá un gran flujo neto de tal inversión del norte al sur.

Los gobiernos deben emprender una acción decisiva para desarrollar una industria que está completamente preparada para el considerable crecimiento que requiere el desafío medioambiental.

Desde el punto de vista del norte, esta asistencia económica será la más rentable en la historia si ayuda a impedir el crecimiento mundialmente destructivo de las emisiones de GEI que de otro modo podrían tener lugar en el mundo en desarrollo. Durante años, los economistas han desarrollado modelos de maximización del bienestar de ganar-ganar entre las partes con características muy diferentes. Ahora un régimen mundial de cambio climático debe aplicar este conjunto de enseñanzas para producir una acción colectiva que apunte al desafío de seguridad energética más peligroso jamás enfrentado por la humanidad.

- Elevar la inversión nuclear al grado de una prioridad de política nacional e internacional. La segunda necesidad es determinar las políticas nacionales y las instituciones internacionales para apoyar directamente la inversión nuclear. En el largo plazo, la energía nuclear es competitiva. Pero hay otros dos factores que se contraponen a la inversión nuclear: el sesgo de corto plazo de los mercados energéticos no regulados y el hecho de que no se han construido suficientes reactores nucleares en el siglo XXI como para lograr economías de escala.

Como un paso más hacia la independencia energética y como un imperativo medioambiental urgente, los gobiernos deben tomar medidas para incentivar las inversiones nucleares inmediatas. Esta reactivación de la economía puede lograrse mediante un subsidio temporal a la producción, absorbiendo algunos costos de ingeniería nuevos en su tipo, o simplemente redistribuyendo estos costos desde los pioneros hasta los que los siguen.

Entre las herramientas que pueden utilizarse se encuentran garantías de préstamos, depreciación acelerada y créditos fiscales a la producción y la inversión. Durante la última década, dichas herramientas han sido ampliamente utilizadas para subsidiar las energías renovables. Ahora es el momento de aplicar estas mismas herramientas a una tecnología que pueda proveer energía limpia a gran escala. El objetivo no es subsidiar las operaciones nucleares a largo plazo, sino acelerar el renacimiento nuclear por razones de interés nacional y de protección del medio ambiente.

El mismo fundamento se aplica, internacionalmente, en las instituciones mundiales establecidas hace medio siglo para abordar las urgentes necesidades de desarrollo. Es una problemática del sistema de la ONU que, en esta coyuntura crucial, todas sus principales instituciones de desarrollo continúen incluyendo o sigan siendo intimidadas por una defensa del medio ambiente antinuclear de la vieja escuela. La IAEA está aislada y sola trabajando para promover los usos pacíficos de la energía nuclear. Mientras se intensifica una crisis mundial sin precedentes, otros se encierran en su seguro mundo de fantasía de la corrección política. Los gobiernos deben ordenarle al Banco Mundial y a los Programas de Desarrollo y Medio Ambiente de la ONU que actúen en busca de una visión de energía limpia en la cual la energía nuclear juegue un rol principal.

- Preparar a la profesión nuclear para un siglo nuclear. Un tercer imperativo sobre el cual deben actuar los gobiernos es aplicar el concepto de

inversión nuclear al ámbito humano: estimulando y apoyando la participación en el estudio de la ciencia y la tecnología nuclear. La profesión nuclear debe estar preparada para un siglo nuclear. Existe una enorme disparidad entre el renacimiento nuclear en desarrollo y el ritmo en el cual se está formando. Existe una enorme disparidad entre el renacimiento nuclear en desarrollo y el ritmo en el cual se está formando una nueva generación de científicos e ingenieros nucleares.

Finalmente, las fuerzas del mercado rectificarán esta disparidad entre la oferta y la demanda de personal nuclear calificado. Pero si no se es pro-activo en la estimulación de la educación nuclear, la corrección será ineficiente y se retrasará el renacimiento nuclear. Para ayudar a señalar el camino hacia una profesión nuclear globalizadora, la Asociación Nuclear Mundial ha trabajado con la IAEA o WANO y la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE para crear la Universidad Nuclear Mundial (WNU). Los objetivos de asociación de la WNU con las principales instituciones mundiales de enseñanza nuclear son:

- Aumentar el trabajo del curso académico sobre temas nucleares en las instituciones participantes en todo el mundo;
- Establecer estándares mundiales ampliamente aceptados en la capacidad académica y profesional; y
- Elevar el prestigio de la profesión nuclear.

La tecnología está estimulando un crecimiento en la población mundial y un consumo de energía que ponen en peligro el futuro del planeta. Pero la ingenuidad tecnológica que está propulsando una crisis mundial también puede ser nuestra salvación. La industria nuclear mundial es el repositorio de una tecnología que será indispensable para que la humanidad preserve el medio ambiente que permitió la evolución de la civilización. Los gobiernos deben salir de las posturas de timidez y ambigüedad para actuar decididamente en apoyo de esa industria.

El Consejo Mundial de la Energía (CME) ha recalcado que los responsables de las políticas mundiales deben mantener abiertas todas las opciones energéticas

- Referencia, en parte, a las naciones soberanas que eligen privarse de la opción nuclear. Nuestro sector debería ser cauto en relación a varios asuntos:
- Descartar nuestras críticas –lo hicimos en el pasado y nos causó mucho daño;
- Promover en forma exagerada una tecnología por encima de las otras;
- Basar nuestros argumentos en puntos de vista extremos exagerados;
- Oponer un combustible, o una tecnología, a otros; y
- Reconocer que algunos países no serán adecuados para adoptar ciertas tecnologías.

Estas consideraciones se aplican al tratarse de las instalaciones de gas natural licuado (GNL), tecnologías de hidrógeno y ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC), eólica y, sí, generación nuclear.

Se asume que al avanzar, se requiere todo volumen de recursos energéticos proveniente de cualquier fuente posible, incluso mayor eficiencia energética. Las acciones del gobierno, incluyendo los incentivos, deberían aplicarse a todas las tecnologías y a todas las fuentes de combustible y deberían dejar que el mercado, y no el gobierno, elija cuáles son las ganadoras y cuáles las perdedoras.

#### 4.2.2 América latina y el caribe

La Agencia Internacional de Energía (IEA) prevé un requisito mundial de inversión en energía de US \$17.000 billones hasta el año 2030, equivalente al 1%



del PBI anual. Esta inversión mantendría y ampliaría el suministro de energía para asegurar que no aumente la cantidad de personas actualmente sin acceso a la electricidad –alrededor de 2.000 millones de personas.

Con una elevada población urbana –más del 70% del total vive en grandes ciudades- la demanda en LAC es de alrededor del 7% de la producción mundial total de energía. Si suponemos que alrededor del 8% del requisito de inversión energética mundial provendrá de LAC, es el equivalente a 2,2% del PBI total de la región.

Financiar las inversiones requeridas en los países en desarrollo y en las economías en transición es un desafío apremiante. Sus necesidades financieras son mayores que en los países de la OCDE, tanto en términos absolutos como en relación con el tamaño de sus economías. Al mismo tiempo, los riesgos de inversión fuera de la OCDE son más elevados, particularmente para la electricidad doméstica y para los proyectos de gas *downstream*.

Los gobiernos juegan un rol vital en la creación de condiciones favorables para la inversión en energía. Cada vez más, tratarán de adoptar políticas y de establecer condiciones para atraer inversores, prestar más atención a las políticas generales, a los marcos legales y regulatorios, y a hallar modos de eliminar las barreras a la inversión.

La oferta de energía y la concomitante seguridad de suministro han vuelto a ocupar su lugar en la agenda política, estableciéndola como prioridad principal en los últimos años. Los mercados de petróleo y gas estables de la década de los noventa hicieron que los políticos creyeran que había desaparecido el problema de la seguridad energética. Pero, a partir de la crisis financiera asiática de 1998 y de la consecutiva depresión del petróleo de allí en adelante, los eventos mundiales se

han sucedido unos a otros de un modo frenético. Después de la depresión, el mercado vio:

- El renacimiento de la OPEP;
- Huelgas en Europa en 2000, sobre lo que se percibía eran elevados precios de la gasolina;
- Los ataques terroristas del 11 de septiembre de 2001 en los EE. UU. que crearon interrogantes acerca de los futuros desarrollos en Oriente Medio;
- La huelga de los trabajadores petroleros venezolanos en diciembre de 2002, que llevó la producción casi a cero;
- La invasión de Irak en 2003 y la continuada intervención militar en el país;
- Un gran e inesperado aumento en la demanda asiática,
- Daño causado por el huracán en la producción de petróleo y gas y en la infraestructura de refinerías en el Golfo de México en los EE. UU.;
- Una tensa situación de la refinería mundial; y
- Precios del petróleo fijados en alrededor de US\$65-70 por barril.

En los mercados de gas mundiales se han acumulado presiones similares, ya que los precios del gas mayormente son indexados con el petróleo. Las naciones consumidoras en Europa comenzaron a señalar el excesivo poder de mercado de algunos distribuidores y el gas perdió su inocencia en la disputa por el gas entre Rusia y Ucrania a comienzos de 2006.

Si bien algunos de estos eventos fueron síntomas de las circunstancias actuales, el incremento de los precios hasta niveles anteriormente desconocidos y la demanda asiática, particularmente de la China, han aumentado la conciencia de los políticos. La oferta y la demanda de energía se han convertido en la prioridad de la agenda política y los formadores de políticas pintan un panorama muy negro para los escenarios futuros.

### 4.2.3 Asia

La fuerte demanda asiática de petróleo ha sido el desarrollo más notable de los últimos años, en cuanto a puras medidas de mercado y en términos políticos. De 2002 a 2005, la demanda mundial de petróleo aumentó en 5,6m barriles por día (b/d) y se predice que continuará creciendo otro 1,8m b/d en 2006, según la Agencia Internacional de Energía (IEA). Alrededor del 27% de esta demanda mundial incremental se originó en la China, que superó a Japón como el segundo consumidor mundial de petróleo a fines de 2004.

Paralelamente al crecimiento anual del PBI de 8,5% entre 2000-2004, la demanda de petróleo de la China ha aumentado 8,4% por año. Considerando que hace sólo 12 años la China era un exportador de petróleo, el mercado fue tomado por sorpresa. Este veloz desarrollo plantea la cuestión de su sustentabilidad y de si continuarán las presiones del lado de la demanda sobre el mercado. Si la historia es una guía, puede suponerse que continúe el crecimiento de la demanda de petróleo de la China (y las importaciones, ya que la producción ha sido estable), al menos en el mediano plazo.

Dos predecesores siguieron un camino de desarrollo similar: Taiwán y Corea del Sur. Ambos tuvieron tasas de crecimiento del PBI en alza de 7,5% por año de 1980 a 1997. El crecimiento del consumo del petróleo fue de 4,3% en Taiwán y 8,7% en Corea del Sur, comparable con el desarrollo de la China entre 2000 y 2004. Para Taiwán y Corea del Sur, sin embargo, este desarrollo duró más de 15 años. Por consiguiente, no hay razón para creer que la demanda china continúe creciendo durante unos años más.

Las tasas de crecimiento en consumo energético en la China y también en la India son una consecuencia de los dramáticos cambios en la estructura industrial en aquellos países, producidos por una estricta combinación de desarrollo y

globalización. El desarrollo ha permitido que la industria primaria crezca, lo cual es en sí mismo un proceso tradicionalmente intensivo en energía, mientras que la globalización ha permitido a los países industrializados a tercerizar en Asia montos cada vez mayores de su industria pesada. En el proceso de avanzar de las industrias del sector primario al sector de servicios, los países de la OCDE han venido transfiriendo hacia Asia los procesos de producción con gran intensidad de energía, contribuyendo a los enormes aumentos de la demanda.

Además, gran parte de la demanda incremental de petróleo de la China y de la India en los próximos años será el resultado de la intensiva motorización de la población. Con un promedio de menos de 20 automóviles cada 1.000 habitantes en 2005, la China tiene mucho potencial de crecimiento (la propiedad de automóviles en los EE. UU. es de 800 cada 1.000) antes de que alcance la saturación. Adicionalmente, con un continuo desarrollo económico, nuevas secciones de la población recién ahora están alcanzando el nivel de ingresos en el cual generalmente se adquieren los bienes duraderos costosos (tales como los automóviles). Sin embargo, existe una advertencia: el desarrollo de la motorización y, en consecuencia, los aumentos de la demanda de petróleo, dependen en gran medida del precio del petróleo y de su volatilidad, mucho más que en las economías maduras. Esto se debe a que las economías de bajos ingresos (como lo siguen siendo la China y la India) tienen una elevada elasticidad de precios de la demanda y altas intensidades de petróleo.

Se proyecta que la demanda de energía primaria mundial total aumentará en gran medida en las próximas décadas. Los pronósticos de la IEA, la demanda de energía aumentará un 60% en el período hasta el año 2030. El petróleo seguirá liderando la matriz energética mundial en 2030 (34%), mientras que el gas se habrá apoderado del segundo puesto en las fuentes energéticas mundiales, aventajando al carbón. A lo largo de este período, la demanda de petróleo de la

China aumentará de 5,2m b/d a 13,3m b/d, mientras que la de la India aumentará 115% a 5,6m b/d. De esta proyección surgen dos desafíos principales:

- Dado que el petróleo seguirá siendo la principal fuente de energía en 2030, se deben hacer grandes esfuerzos para proveer a los mercados las cantidades necesarias y para proporcionar un entorno de suministro seguro. Esto requiere una considerable inversión en capacidades *upstream* y *downstream*, lo que abre una discusión acerca de si las fuerzas de mercado tendrán garantizado el acceso a la gran masa de reservas restantes, o si las decisiones de producción-capacidad las tomarán únicamente los estados productores.
- Como se proyecta que más del 75% del incremento provendrá de países fuera de la OCDE, los mercados verán una inversión fundamental en el lado de la demanda. Si bien en 1971 el 62% de la demanda energética mundial total provenía de la OCDE, esta participación se redujo al 51% en 2003, y caerá al 42% en 2030. En el mercado de petróleo, este cambio es aún más pronunciado, puesto que la participación de la OCDE caerá de 74% a 47% de la demanda mundial durante el mismo período. En consecuencia, las principales naciones consumidoras de la actualidad deben dejar lugar a la demanda y a las preocupaciones concomitantes de la oferta de las naciones en vías de industrialización, especialmente la India y la China. Las consecuencias fundamentales de este cambio pueden ser, más que pura medición del mercado y la adaptación de agentes económicos, una acentuación tangible de intereses geopolíticos divergentes y de tensiones políticas.

El enorme aumento esperado en la demanda mundial plantea la cuestión de cómo harán las naciones consumidoras para satisfacer sus necesidades energéticas. Después de la primera crisis del petróleo, en 1973, los consumidores buscaron petróleo en otras partes del mundo para reducir la dependencia de las

importaciones provenientes de Oriente Medio. Como colateral de los altos precios, la exploración y el desarrollo de nueva producción ha resultado ser altamente exitosa, llevando a los países de la OCDE a producir casi la mitad de su consumo de petróleo en forma doméstica. Sin embargo, a pesar de este rasgo tranquilizante, la creciente demanda se ha confrontado con una producción nacional estancada en los últimos años, haciendo que la autosuficiencia del petróleo caiga de un pico de 47,5% en 1997 a alrededor de 40% en 2005.

La capacidad de producción en las naciones consumidoras depende de los precios del petróleo, dado que los altos costos de la producción y los petróleos no convencionales entrarán en funcionamiento si los precios lo permiten. Entonces, cuanto más alto sea el precio, mayor será la producción que tenga lugar fuera de la OPEP y la antigua Unión Soviética (FSU). Sin embargo, el escenario de producción descrito expresa un precio del petróleo bastante elevado de US\$65/b en 2030 (nominal), e incluso los escenarios de alto precio de US\$86/b en 2030 no cambian mucho el panorama para los países de la OCDE. Para la OCDE, se proyecta que la participación de la producción doméstica disminuirá a menos del 25% del consumo en 2030. Y ganará velocidad a medida que aumente la dependencia de la importación, la competencia internacional por las reservas. Esto pone en evidencia la ubicación de las reservas de petróleo y gas restantes y su concentración en un puñado de países

En la mayoría de los países de Oriente Medio, las políticas *upstream* prohíben el acceso a las reservas a las compañías petroleras internacionales (IOC), excluyendo la asignación de fondos y tecnología del mercado a los niveles de capacidad e inversión. En consecuencia, se eligen caminos de extracción sub-óptimos, que finalmente conducen a precios más elevados. Cuando la decisión del camino de extracción yace únicamente en el estado, las discusiones acerca del camino de producción óptimo serán acaloradas –dado que es poco probable que los puntos de vista del productor sean congruentes con los de los consumidores.

Esto es especialmente cierto cuando las consideraciones de largo plazo acerca de los caminos de extracción de recursos colisionan con las necesidades de corto plazo de gastar los ingresos por petróleo para asuntos políticos/fiscales en los estados productores. Esto último se está haciendo especialmente pertinente, dado que los gobiernos vigentes en muchos países de la OPEP se encuentran bajo presiones sociales tales: como el crecimiento de la población, la estructura de edad, la educación, y el desempleo ante las cuales los gobernantes deben doblegarse, al menos parcialmente, para permanecer en el poder.

Esto se ve reforzado por la creencia de muchos observadores de que la producción mundial de petróleo fuera de la OPEP y de la antigua Unión Soviética ya ha alcanzado su punto máximo o está a punto de alcanzarlo. Entonces, los aumentos de la demanda de petróleo sólo pueden enfrentarse en cooperación con los propietarios de los recursos de Oriente Medio.

El aumento de los mercados de los países emergentes en el lado de la demanda de la ecuación energética aumenta la presión sobre la geopolítica de las reservas. La China y la India deben proveer suministros a economías ávidas de energía y enfrentar un mundo en el cual los recursos ya están en manos de las IOC occidentales, o no son accesibles. Ambos países muestran el síndrome del recién llegado: la búsqueda desesperada del acceso a las reservas y de su propiedad.

Las consecuencias de esta búsqueda han estado en las noticias en los últimos años, cuando las compañías chinas e indias realizaron ofertas más elevadas para obtener reservas. Las estrategias corporativas de sus empresas nacionales de petróleo y gas parecen estar menos ligadas al mercado de capital, adquiriendo reservas en todos los lugares posibles en Asia Central, África, América Latina e incluso desafiando el terreno local de las IOC con el intento de compra de arenas bituminosas de Unocal y Canadá.

Dejando de lado la decisión de los EE.UU. de bloquear el negocio de Unocal, más problemático desde una perspectiva política occidental es el enfoque de los recién llegados sobre estos países que no están dominados por las IOC. A menudo éstas son áreas intactas debido a las decisiones de sanciones de los gobiernos occidentales. La inversión china e india y la cooperación bilateral socavan el empuje político de las sanciones a los países tales como Sudán e Irán. Sudán, abandonado hace tiempo por las IOC, ha visto la adquisición de la participación de la China en el petróleo, lo cual ha arruinado las posibles sanciones de la ONU durante la crisis de Darfur. Del mismo modo, en Irán, donde la notable ausencia de empresas norteamericanas ofrece una posibilidad única de adquirir acceso a las reservas, los intereses asiáticos pueden colisionar con una solución del enigma nuclear. En 2004, la China e Irán firmaron un acuerdo de exportación de gas por US \$100.000 millones.

La capacidad de producción sobrante que va desapareciendo ha trastornado el colchón de seguridad del mercado. Entre los eventos responsables de la capacidad perdida se encuentran: la huelga general venezolana en diciembre de 2002, que trastornó 3m b/d de suministros mundiales (la producción del país aún debe volver a los niveles anteriores a la huelga); y la invasión militar de los EE. UU. a Irak en marzo de 2003, que alteró otros 2,5 m b/d de suministro. En ambas ocasiones, se utilizó la capacidad sobrante existente para remplazar los barriles faltantes. Pero, además de estas pérdidas de producción, vino el inesperado auge de la demanda china.

Desde una perspectiva de negocios, no tiene sentido invertir en capacidad de producción que se va a dejar ociosa. En consecuencia, la realidad de la capacidad sobrante es inexistente para las petroleras multinacionales centradas en el mercado, como lo es para la mayoría de las otras *commodities*, tales como el carbón, el estaño y el cobre. Dominada exclusivamente por la OPEP, la capacidad



sobrante permitió la influencia del cartel sobre el mercado y el manejo de un tramo de precios.

No obstante, los tiempos de la capacidad sobrante han terminado y su regreso no es para nada cierto, dado el comportamiento de exploración e inversión de las naciones de la OPEP. Esto preocupa a los países consumidores, la falta de capacidad sobrante aumenta tanto los niveles de precios como la volatilidad de los precios. Y esto último ha resultado ser una verdadera amenaza al mercado petrolero, ya que las decisiones de inversión están fuertemente influidas por las expectativas de precio. Sin una amortiguación suficiente, los ciclos de producción y de precio posiblemente se hagan más intensos.

Un aspecto clave de las discusiones entre los expertos energéticos y los formadores de políticas ha sido el surgimiento del gas, que se ha convertido en un recurso clave en la matriz energética de la OCDE en las últimas décadas. Su importancia probablemente aumente, debido a un crecimiento proyectado de la demanda tanto en la OCDE como en Asia, importantes reducciones en los costos de transporte del gas natural licuado (GNL) y preocupaciones acerca de la concentración de las reservas, Rusia, Irán y Qatar poseen 60% del total de las reservas mundiales.

Desde una perspectiva europea, el mercado de gas presenta desafíos únicos: aumentos proyectados de la demanda, producción nacional en disminución/estancada, y una relativa proximidad a los poseedores de las reservas. Europa es el mayor mercado mundial de importación de gas y el continente mantendrá esta posición en 2030. Según los pronósticos de la IEA, América del Norte importará 140.000 millones  $m^3$ /año en 2030, China/India alrededor de 80.000 millones  $m^3$ /año y Europa alrededor de 0,5 billones  $m^3$ /año (desde los 200 millones  $m^3$ /año actuales). Las importaciones europeas ascenderán a más del doble de las

otras dos regiones sumadas –situación que tendrá profundas implicancias para los mercados de gas mundiales, la infraestructura y la seguridad de suministro y, sobre todo, para los intereses europeos.

Rusia no tiene planes de brindar suministros a la demanda de gas suplementaria de Europa. Según el “escenario optimista” en la Estrategia Energética hasta 2020 del gobierno ruso, las exportaciones de gas a Europa occidental aumentarán alrededor de 30.000 millones m<sup>3</sup>/año hasta 2020. En consecuencia, Europa tendrá que satisfacer sus necesidades de importación de gas de otras fuentes. El norte de África jugará un rol cada vez más importante al igual que otras fuentes más remotas (tales como Trinidad). También se destacan los recursos de Oriente Medio, dado su potencial de reservas y su proximidad. Irán y la región del Caspio, con 20% de reservas de gas probadas, están más cerca de Europa que los yacimientos de gas rusos en Siberia occidental, y pronto compartirán una frontera común con la UE (Turquía).

Este cambio no ha pasado inadvertido y la competencia por las reservas ha tenido un comienzo sin vacilación con el negocio de gas China-Irán. Lo mismo es cierto para la reciente actividad en el más alto nivel político, con luchas sobre las rutas de los gasoductos y el acceso *upstream* en el lejano este de Rusia y en el este de Siberia. Las economías del este asiático ven su oportunidad de recibir suministro de gas de su vecino, Rusia –que tendrá que tomar una decisión en cuanto a la dirección de sus futuras exportaciones energéticas.

No queda claro si en el futuro se resolverá los divergentes intereses energéticos y políticos en Oriente Medio. Lo que es seguro es que el Oriente Medio se convertirá en el centro de intereses y tensiones internacionales, aún más que en el pasado. Y que la creciente demanda de energía juega un rol principal.

En 2003, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) pronosticó que para los próximos 30 años es necesario invertir US\$17 billones (o US\$0,55 billones por año) en el sector energético en todo el mundo para seguir el ritmo del crecimiento económico y de la población. Dicha inversión debe ser administrada correctamente para que se garantice la mejora de la seguridad energética, que se conduzca hacia la erradicación de la pobreza y que se preserve el clima mundial. La cooperación multilateral es fundamental para asegurar: que los fondos estén disponibles para ser invertidos y que sean dirigidos sabiamente; que se recompense adecuadamente a quienes corren riesgos; que se proteja la propiedad intelectual; que se fomente el desarrollo mediante la disponibilidad de fuentes de energía baratas y sustentables; y que se limite el calentamiento global.

Toda acción sobre el cambio climático que no tome en cuenta los asuntos de desarrollo nacional, competencia transnacional, tecnología e inversión, no funcionará.

A menos que los gobiernos y el sector puedan crear confianza, trabajar en cooperación más estrecha, y asegurar la inviolabilidad de los mercados, se desalentará la inversión y el suministro de formas de energía baratas, limpias y sustentables quedará rezagado en comparación con la demanda. El Protocolo de Kyoto sobre Cambio Climático ha demostrado al menos dos verdades claves en relación con lo anterior: cualquier paradigma que le otorgue a los gobiernos el fiat para que decidan sobre las políticas y luego las impongan sin considerar las consecuencias comerciales, ha llegado al fin de su vida útil; y los acuerdos multilaterales que afectan los mercados energéticos y toman en cuenta sólo asuntos individuales, aislados, no son factibles.

4.2.3.1 Iniciativa Asia –Pacífico (AP6). La iniciativa AP6 ha hecho que seis países de Asia-Pacífico ingresen en un marco cooperativo para el desarrollo de soluciones tecnológicas para “objetivos de desarrollo, energía, medio ambiente y cambio

climático”. El objetivo de la AP6 es integrar los cuatro objetivos. La AP6 es un complemento del Protocolo de Kyoto pero, a diferencia del protocolo, toma un enfoque ascendente no preceptivo y se centra en las soluciones a largo plazo para el cambio climático, sin excluir la posibilidad de introducir mecanismos de mercado complementarios, de corto plazo, tales como las compensaciones y el comercio de emisiones.

La segunda iniciativa regional es específica para el gas. El lanzamiento del APGAS reunió a 21 miembros de APEC en una búsqueda común de mejores prácticas para acelerar el comercio de gas regional transnacional. El APGAS se ocupa de la contribución del gas a la seguridad energética y de las políticas y reglas que influyen sobre los gasoductos, el gas natural licuado (GNL) y otras tecnologías para entregar gas a los mercados. El objetivo del APGAS es asegurar que las políticas nacionales estén diseñadas como para fomentar el funcionamiento de los mercados y para estimular el comercio transnacional, mediante un compromiso constructivo entre los legisladores, los reguladores y la industria.

4.2.3.1.1 La visión de la AP6. En enero de 2006, los EE. UU. , la China, la India, Japón, Corea del Sur y Australia se reunieron en Sydney para crear la AP6 (los socios fundadores colectivamente representan casi la mitad de la población mundial, la mitad del PBI mundial y más de la mitad de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI)). La AP6 está luchando conjuntamente por “objetivos de desarrollo, energía, medio ambiente y cambio climático”. La meta es la integración de los cuatro objetivos mediante la cooperación en desarrollo de tecnología –sin embargo, la AP6 no se preocupa por el cambio climático en forma aislada de los otros tres objetivos.

La AP6 complementará al Protocolo de Kyoto proveyendo una visión a largo plazo para una gestión sustentable del cambio climático para contrapesar los mecanismos de mercado de Kyoto que son a corto plazo. No excluye el uso de los

mecanismos de Kyoto, tales como el Mecanismo de Desarrollo Limpio, la Implementación Conjunta y el comercio de emisiones. Por el contrario, provee un entorno y una visión de más largo plazo en el cual puede actuar el experimento de Kyoto. (Esta es la razón por la cual Japón, por ejemplo, considera valioso ser un participante fundacional de ambos enfoques).

Los Estatutos de la AP6 no sugieren que ninguna tecnología única sea más adecuada o más eficiente que cualquier otra.

A diferencia del Protocolo de Kyoto, sin embargo, la AP6 reconoce la supremacía de las políticas y de las circunstancias nacionales de los seis socios: Tanto para la China como para la India, el desarrollo es comprensiblemente la primordial preocupación nacional. Para los países desarrollados que son miembros, las prioridades son diferentes. Según la Secretaria de Estado de los EE. UU. , Condoleeza Rice, la AP6 aborda los objetivos climáticos en el contexto más amplio del desarrollo sustentable y la seguridad energética.

4.2.3.1.2 Tecnologías AP6. Las tecnologías de interés específico para todos los socios de la AP6 se relacionan con:

- Eficiencia energética (el Consejo Mundial de la Energía sostiene que mejorar la eficiencia energética a lo largo de toda la cadena energética, desde la exploración hasta el uso final, probablemente genere la reducción más inmediata en las emisiones de GEI);
- Carbón limpio;
- Gasificación integrada de ciclo combinado;
- GNL;
- Captura y almacenamiento de carbono (CCS) –(según la Oficina Australiana de Economía Agrícola y de Recursos, el costo de la limitación de dióxido de carbono sobre el PBI mundial real si la industria eléctrica tuviera acceso a

tecnologías CCS sería de sólo un cuarto del costo en que se incurriría si siguiera no estando disponible);

- Producción combinada de calor y electricidad;
- Captura y uso de metano;
- Energía nuclear para usos civiles;
- Energía geotérmica,
- Sistemas energéticos rurales/de aldeas;
- Transporte avanzado;
- Construcción y funcionamiento de edificios y viviendas;
- Bioenergía;
- Agricultura y silvicultura;
- Energía hidroeléctrica;
- Energía eólica;
- Energía solar; y
- Otras energías renovables.

La Declaración de Visión de la AP6 también limita una serie de tecnologías “de transformación” de largo plazo:

- Hidrógeno;
- Nanotecnologías;
- Biotecnologías avanzadas;
- Fusión nuclear de nueva generación; y
- Energía de fusión.

Los Estatutos de la AP6 no sugieren que ninguna tecnología única sea más adecuada o más eficiente que cualquier otra, dependiendo su idoneidad de los países y de las variables específicas del sitio, tales como la disponibilidad de

energía primaria, los costos del transporte, los precios del combustible, la disponibilidad de la red y el acceso económico a ella.

La AP6 no se trata sólo sobre investigación, desarrollo y comercialización de nuevas tecnologías. Se ocupa de “desarrollo, difusión, utilización y transferencia” no sólo de tecnologías sino también de prácticas relacionadas con la tecnología y, en el caso del gas y del GNL, de políticas y prácticas relacionadas con la reducción de las barreras al comercio. Las tecnologías y prácticas se dividen en tres categorías generales: existentes, emergentes; y de largo plazo o “de transformación”.

A continuación el Cuadro 4.1 muestra los 8 equipos de trabajos que la AP6 considera:

Equipo de trabajo	País que preside	País que ocupa la vicepresidencia	Objetivos principales
Energía fósil más limpia	Australia	China	Promoción de las tecnologías de carbón limpio; mejoras en procesamiento de gas de nueva generación; geo-secuestro de dióxido de carbono; desarrollo de oportunidades y mercados de carbón limpio y GNL/gas natural.
Energía renovable y generación distribuida	Corea del Sur	Australia	Promoción de las tecnologías de energía renovable y de las medidas de apoyo, tales como identificación de recursos renovables, pronóstico del viento, conexión a la red y tecnologías de almacenamiento de energía.
Generación y transmisión de energía	EE. UU.	China	Desarrollo y uso de tecnologías de generación de energía, gestión de la transmisión y de la demanda que pueden contribuir a las preocupaciones por el desarrollo y el clima.
Acero	Japón	India	Desarrollo de indicadores de evaluación comparativa y de rendimiento; utilización más fácil de las tecnologías de acero de mejores prácticas.
Aluminio	Australia	EE. UU.	Mejora de los procesos actuales de producción de aluminio mediante la adopción de uso de mejores prácticas de equipos existentes; desarrollo de procesos y tecnologías de mejores prácticas
Cemento	Japón	-	Demostración y utilización más sencilla de las tecnologías de formulación de producto más limpias y eficientes desde el punto de vista energético. Desarrollo de indicadores de evaluación comparativa y de rendimiento.
Extracción de carbón	EE: UU.	India	Mejor economía y eficiencia de la extracción, el procesamiento, la seguridad y los efectos medioambientales.
Edificios y artefactos eléctricos	Corea del Sur	EE. UU.	Promoción de mejores prácticas y demostración de tecnologías y principios de diseño para aumentar la eficiencia energética en los materiales de construcción y en los edificios nuevos y existentes.

Cuadro 4.1 Equipos de trabajo de la AP6 Consejo Mundial de la Energía (CME). Acuerdo 2006. Disponible: [http://www.cacme.org.ar/wec/World\\_Energy\\_in\\_2006.pdf](http://www.cacme.org.ar/wec/World_Energy_in_2006.pdf). Consultado. Abril.17, 2007



El foro inaugural del APGAS, en Perth, provee la primera oportunidad para que casi 200 participantes, formadores de políticas, reguladores, inversores, financistas y productores, de toda la región debatieran asuntos que enfrenta la industria regional del gas. El APGAS fue organizado por una comisión directiva de ejecutivos de la industria del gas. En octubre de 2005, los ministros de energía de APEC recibieron el informe sobre el primer foro del APGAS y unánimemente aprobaron su continuación.

La energía es una *commodity* mundial, y una acción exitosa sobre asuntos energéticos claves requiere soluciones basadas en la cooperación y la colaboración internacional. Probablemente APGAS sea crucial para crear la seguridad energética en la región, trabajando hacia las mejores prácticas dentro y entre los mercados de gas de la región. El gas, a diferencia del petróleo, no es una *commodity* que pueda ser comerciada fácilmente cruzando las fronteras –requiere que se instalen en gran escala gasoductos, instalaciones portuarias e infraestructura de GNL, y complejos acuerdos comerciales entre los compradores y los vendedores.

Es imposible para cualquier economía participar completamente en el negocio internacional del gas sin un costoso desarrollo de la infraestructura energética, que requiere enormes montos de capital. Los financistas necesitan asegurarse de que haya políticas prudentes y duraderas en funcionamiento dentro de las economías exportadoras e importadoras que faciliten un comercio sustentable. Cada economía importadora requiere el desarrollo de un mercado específico desde el punto de vista económico y debe poner en funcionamiento un apoyo regulatorio transparente para alinearse con los requisitos del mercado mundial. Los proyectos de gas requieren prolongados plazos de producción –el desarrollo de un proyecto de gas a gran escala a menudo lleva una década desde su concepción hasta su puesta en servicio. El desafío es reducir los plazos de producción implementando políticas que apoyen la inversión y reduzcan el riesgo.

El APGAS busca lograr un entendimiento común entre las economías de APEC sobre las acciones necesarias para asegurar un comercio de gas libre y sin estorbos. Su objetivo clave es aumentar la seguridad energética fomentando la inversión en gas y el comercio transnacional comercialmente sustentable. El APGAS contribuirá reuniendo a los representantes del gobierno y de los negocios en un foro donde todos puedan expresar sus opiniones y discutir sus planes y aspiraciones.

El segundo foro del APGAS realizado el 31 de agosto y el 1° de septiembre de 2006 en Perth. Fue una reunión de los cerebros de APEC sobre el comercio de gas y GNL, su rol en la seguridad energética regional, y las medidas de políticas para acelerar el comercio. Un asunto clave en el orden del día es cómo el APGAS puede jugar un rol constructivo y complementario para ayudar a que la iniciativa AP6 cobre velocidad y logre resultados prácticos.

Además, en el caso de la AP6 y del APGAS, los participantes reconocen que el éxito depende de la reducción de la burocracia y del papeleo al mínimo posible.

El CME está comprometido en la promoción del “suministro y uso sustentable de la energía para el mayor beneficio de todos”. Esta meta es alcanzable, pero enfrenta enormes desafíos. Casi 2 mil millones de personas carecen de acceso al suministro de energía moderna y la demanda está creciendo rápidamente. Se necesita una mayor cooperación internacional y regional para: atraer la inversión; garantizar la seguridad energética; optimizar los recursos; promover la eficiencia; transferencia de tecnología; y protección del medio ambiente. Mediante su programa regional, planes de acción y enfoque ascendente, el CME promueve abordar los asuntos energéticos de modo integrado.

El principal desafío para una cooperación e integración internacional significativa, sin embargo, es la falta percibida de convergencia entre la seguridad energética nacional de los países individualmente y las prioridades energéticas regionales. La AP6 y el APGAS son dos iniciativas que están abordando estos asuntos desde amplias perspectivas de tecnología y mercados, con una agenda regional que incluye la seguridad energética, la inversión y la opinión de cada nación en cuanto a una matriz energética que permitirá satisfacer su crecimiento económico particular y los objetivos del cambio climático.

En el contexto de las iniciativas de políticas y de opciones tecnológicas, la AP6 y el APGAS tendrán que manejar un delicado equilibrio entre la capacidad de tener acceso económico a ellas y la necesidad de recompensar a quienes asumen los riesgos para asegurar un flujo constante de la inversión. La fraternidad energética mundial está observando estas iniciativas y su nivel de éxito será un excelente ejemplo para todos los que enfrenten el desafío del desarrollo energético sustentable.

El gas natural se está convirtiendo rápidamente en el combustible económico y medioambiental elegido. Los últimos 30 años han visto que la industria mundial casi se ha triplicado en tamaño y se puede esperar un crecimiento similar en los próximos 30 años, ya que los gobiernos nacionales y la industria mundial recurren al gas para asegurar la estabilidad y la diversidad de sus suministros energéticos. Además, a medida que el mundo busca formas de energía más ecológicas que tengan un menor impacto sobre el medio ambiente, se espera que siga aumentando la demanda de gas, el hidrocarburo de combustión más limpia.

Con una tasa de crecimiento proyectada de alrededor del 10% hasta 2015, el mercado de GNL está creciendo rápidamente y está transformando el modo en que se comercia el gas. Se espera que para el año 2030 el consumo mundial sea

de alrededor de 4,9 billones de metros cúbicos ( $m^3$ ), en comparación con los 2,7 billones  $m^3$  en 2004, la mayor parte de este crecimiento impulsada por el sector de generación de energía. Esto significa que para fines de la tercera década de este siglo, el gas estará satisfaciendo alrededor del 25% de las necesidades energéticas mundiales totales.

Si bien puede esperarse una tasa de crecimiento anual de la demanda de alrededor del 3% hasta 2015, es el gas natural licuado (GNL) cuyas características de este son: es un líquido transparente, incoloro y no tóxico que se forma cuando el gas se ha enfriado hasta  $-162^{\circ}C$  y es el que está creciendo mucho más rápidamente. Con una tasa de crecimiento proyectada de alrededor del 10% hasta 2015, el mercado de GNL está creciendo rápidamente y está transformando el modo en que se comercia el gas.

Este crecimiento está impulsando la globalización del sector del GNL. En 1990, había solamente nueve sitios de producción de GNL con 13 trenes de licuefacción. En esa época, el GNL representaba sólo 4% del total del negocio del gas. Actualmente, la situación es muy diferente. Hay 17 sitios de GNL, con 87 trenes de licuefacción, que proveen más de 140 millones de toneladas por año (t/a) a 14 países importadores. Y se estima que esto seguirá creciendo: para 2020 el GNL representará alrededor del 17% del comercio total mundial de gas.

En el pasado, el GNL era importado principalmente por los países de Asia-Pacífico que tienen poco o ningún recurso de gas propio y ningún acceso al suministro por gasoducto. Históricamente, Japón ha sido el mayor importador de GNL y se espera que siga siéndolo por algún tiempo. Sin embargo, su participación en el mercado ha disminuido significativamente a menos de la mitad del total mundial. Esto ha sido impulsado por la demanda de países que tradicionalmente dependían de la producción nacional, o de importaciones por gasoducto tales

como: los EE. UU., México, Francia, España y Turquía a medida que recurrieron al GNL para aumentar su seguridad energética.

Satisfacer estos niveles pronosticados de crecimiento de la demanda requerirá una importante inversión

La confianza del mercado en el continuo crecimiento del GNL es tal que muchos de estos proyectos ya están en construcción, mientras que muchos otros están en etapa de diseño. A fines de 2005 había en construcción nueva capacidad de licuefacción para proveer más de 100m t/año, con alrededor de 40 nuevos buques cisterna de GNL encargados ese año únicamente.

Uno de los factores motores para un mayor comercio de GNL es la necesidad de diversificar el suministro y de fortalecer la seguridad energética. Para el año 2020, se prevé que la molécula de gas promedio viajará un 40% más lejos hasta el mercado que en 1970 y cruzará muchas más fronteras políticas y geográficas. En este sentido, el GNL a menudo es una opción más atractiva para los importadores que dependen de gasoductos de larga distancia que atraviesan múltiples fronteras internacionales.

Sumado a este atractivo, el costo del GNL está cayendo. El desarrollo de trenes de licuefacción más grandes y más eficientes ha sido un factor clave. Hay en construcción trenes de licuefacción con una capacidad de 7,8m t/año más del doble del tamaño de los diseñados hace sólo cinco años. Si bien este desarrollo y otras mejoras tecnológicas han reducido significativa-mente los costos desde la década de los ochenta, los recientes aumentos en los costos de los materiales y una escasez de capacidad en el sector de la construcción están dando como resultado una presión ascendente.

El desarrollo más notable se localiza en Qatar. Se están construyendo seis trenes de GNL, cada uno de los cuales con una capacidad de 7,8m t/año en Ras Laffan Industrial City. Una vez que entren en funcionamiento, llevarán la producción de GNL de Qatar a 77m t/año, o cerca de un cuarto de la oferta mundial, consolidando a Qatar como líder en la industria mundial de GNL. (Consejo Mundial de la Energía. Acuerdo 2006. Disponible: [http://www.cacme.org.ar/wec/World\\_Energy\\_in\\_2006.pdf](http://www.cacme.org.ar/wec/World_Energy_in_2006.pdf). Consultado 04/17/2007)

En el otro extremo del mundo, el proyecto Sakhalin II es el pionero de la industria rusa *offshore* y de GNL. Con más del 70% finalizado en la actualidad, el proyecto incluye dos nuevas plataformas *offshore*, más de 800 Km. de gasoductos *onshore* y una planta de GNL de dos trenes de 9,6m t/año, en Prigorodnoye, en Aniva Bay, en el extremo sur de la Isla Sakhalin.

El proyecto Sakhalin II, es no sólo uno de los nuevos desarrollos de GNL más grandes del mundo, sino que también es importante desde el punto de vista estratégico. Sakhalin II es el primer proyecto de GNL para Rusia, el país con los mayores recursos de gas en el mundo. Está muy cerca de Japón y Corea del Sur, los dos mayores importadores mundiales de GNL. Y, por primera vez, Sakhalin II permitirá al mayor poseedor de gas en el mundo proveer al mayor mercado de gas del mundo América del Norte con entregas planificadas a Baja California, sobre la costa oeste de México.

Este proyecto es un ejemplo de los muchos e importantes desafíos sociales y medioambientales que enfrenta la industria del petróleo y del gas a medida que se aventura en nuevas regiones del mundo. El desarrollo del proyecto Sakhalin II en esta remota zona ártica requirió importantes acuerdos de acceso a la tierra con las comunidades indígenas locales, permisos para los más de 1.000 cruces de los gasoductos a través de los ríos, recorrido del gasoducto *offshore* fuera de las zonas de alimentación de las ballenas en peligro de extinción,

protección de las áreas de desove del salmón y muchas otras medidas para asegurar que el proyecto se implemente de acuerdo con los estándares internacionales. La planta de exportación de GNL Sakhalin II, en construcción.

La gran demanda también está dando un nuevo impulso a los viejos proyectos de GNL.

El aumento de la demanda de GNL tanto en Europa como en América del Norte sigue impulsando el suministro de nuevo GNL desde África. Esto incluye nuevos proyectos en Nigeria, Guinea Ecuatorial y Angola y la rápida ampliación de la planta de GNL de Nigeria (NLNG) existente, hasta un total de cinco trenes, y la avanzada construcción de un sexto tren. El GNL sigue estando en las etapas relativamente tempranas de su desarrollo, de modo que seguirán surgiendo nuevas y apasionantes oportunidades de negocios.

Si bien los tres primeros trenes de NLNG arrancaron con ventas destinadas a los mercados europeos, al darse cuenta de que la oferta nacional de gas en América del Norte ya no era suficiente para satisfacer la creciente demanda, se decidió agregar otros tres trenes. Una vez que el Tren 6 entre en funcionamiento, NLNG proveerá casi 22m t/año a los mercados claves, convirtiéndose en uno de los mayores proveedores de GNL en el mundo menos de diez años después de su inicio. NLNG también han recaudado \$1.000 millones en lo que fue uno de los negocios de financiación por terceros más grande de cualquier industria africana.

El rápido crecimiento de la demanda de los mercados de Europa y América del Norte está haciendo que el GNL deje de ser únicamente de un combustible para la región de Asia Pacífico para convertirse en una *commodity* más mundial. La industria del GNL pronto se caracterizará por una amplia gama de productores que satisfacen las necesidades de gas de una gama más diversa de

clientes. El resultado es una industria más dinámica, con oportunidades para la optimización mundial y una mayor flexibilidad para los clientes.

Un resultado de una mayor proporción de GNL que apunta a los mercados más maduros y de gas líquido es una mayor flexibilidad mundial del comercio. El mercado *spot* de GNL representaba sólo 1% de las ventas totales en 1992, pero para 2005 esta cifra aumentó a más del 10%. Esto significó que había disponible para entregar alrededor de 14m t/año de GNL para ayudar a satisfacer los requisitos de corto plazo de los clientes.

A pesar del impulso hacia un mayor comercio *spot*, los contratos de venta de GNL a largo plazo seguirán jugando un papel importante en el sector. Primero, porque las inversiones en GNL típicamente utilizan financiación de terceros, que requiere que existan contratos a largo plazo para la mayoría de las ventas planificadas. Y segundo, los clientes tradicionales de GNL siguen valorando los contratos a largo plazo por la seguridad de suministro que ellos ofrecen.

La demanda cada vez más mundial de suministros de GNL está creando un grado de conexión de los precios entre diferentes regiones. Esto es evidente en la competencia por cargas *spot*. Sin embargo, también está influyendo en las discusiones sobre suministro a más largo plazo. Los clientes asiáticos y europeos ahora se dan cuenta de que deben competir con los mercados norteamericanos. Todo esto hace que la dinámica del mercado de GNL sea mucho más interesante que hace 10 años.

Si bien los costos totales del sector han mejorado en los últimos 20 años, sigue habiendo potencial para la optimización. Por ejemplo, el uso de la mayor capacidad mundial de regasificación de GNL en 2005 era probablemente menor al 50%. Esto significa que había sin utilizar miles de millones de dólares en activos. Si bien la utilización de la capacidad de licuefacción y de transporte de GNL era más



elevada, en la totalidad del sector muy probablemente no alcanzaba los estándares industriales mundiales. A medida que el sector continúe expandiéndose, la cantidad de clientes y de proveedores aumente y crezca el acceso a los mercados líquidos, la capacidad de impulsar la optimización y una mejor eficiencia de capital será considerable.

El GNL sigue estando en una etapa relativamente temprana de su desarrollo, de modo que en los próximos años seguirán surgiendo nuevas y apasionantes oportunidades de negocios. Para aquellos involucrados en la industria del GNL, el desafío es aprovechar esas oportunidades y responder en forma eficiente al cambiante mercado mundial. (Consejo Mundial de la Energía. Acuerdo 2006. Disponible: [http://www.cacme.org.ar/wec/World\\_Energy\\_in\\_2006.pdf](http://www.cacme.org.ar/wec/World_Energy_in_2006.pdf). Consultado 04/17/2007)

#### 4.2.4 Canadá

Las arenas bituminosas de Alberta, en Canadá, consideradas durante mucho tiempo una fuente costosa y problemática de petróleo, son el centro de un interés sin precedentes por parte de compañías de todo el mundo. Si bien se deben superar algunos obstáculos antes de que el potencial total de este recurso pueda hacer una significativa contribución al suministro mundial de energía, éstos no están reduciendo el entusiasmo del sector.

Después de años de excedentes en la capacidad de producción de prácticamente todas las *commodities* energéticas, el aumento repentino en la demanda en Asia y América del Norte, y un conjunto de acontecimientos políticos y técnicos que redujeron el margen de utilización de la capacidad productiva, el mercado del petróleo se ha tornado más ajustado. En la década de los noventa, se reestructuró el sector petrolero, a medida que sus gerentes luchaban por satisfacer las expectativas de crecimiento y rendimiento del capital de los inversores. Una ola

de fusiones y adquisiciones con el cambio de siglo produjo un nivel superior de compañías petroleras internacionales (IOC) de enorme tamaño que, a fin de crecer, continúan necesitando acceso a perspectivas enormes.

Los pocos países con grandes recursos convencionales de petróleo que podrían satisfacer los objetivos materiales de estas firmas en cuanto a tamaño de las perspectivas, no están abiertos al sector privado, los términos no son lo suficientemente atractivos, o los riesgos políticos o de otro tipo son demasiado grandes. En estas circunstancias, muchas IOC están buscando proyectos de gas natural licuado (GNL), gas a líquidos (GTL), petróleo ultra pesado y arenas bituminosas, inversiones que proveen un perfil de producción grande y creciente de aprovechamiento de las grandes reservas de hidrocarburos.

Los visitantes de los proyectos del norte de Alberta se enfrentan con un mundo liliputiense donde todo se describe en superlativos: el mayor volumen de tierra movido por día; el mayor coquizador de fluidos; los mayores camiones y palas hidráulicas; la menor tasa de desempleo; la menor tasa de puestos vacantes; los costos más elevados de vivienda; y otros indicadores de un sector industrial sobrecalentado, al igual que la fuente de crecimiento más rápido de emisiones de gases de efecto invernadero en Canadá. Esta dicotomía define a las arenas bituminosas: enorme potencial, importantes desafíos.

Las arenas bituminosas, o arenas asfálticas, de Athabasca ingresaron en la historia cuando un nativo de Cree envió una muestra a un puesto de comercio de pieles en la Bahía de Hudson en 1719. Los depósitos forman orillas acantiladas elevadas y no consolidadas a lo largo del río Athabasca y sus afluentes en los alrededores de Fort McMurray en el norte de Alberta. En 1778, Peter Pond, un explorador nacido en Connecticut que trabajaba en el comercio de pieles en *North West Company*, fue el primer no aborigen que cruzó la zona de Athabasca e

informó que los nativos locales utilizaban el alquitrán para calafatear sus canoas hechas con cortezas de árboles.

Los intentos esporádicos de desarrollar las arenas bituminosas desde comienzos del siglo XX no tuvieron éxito. La planta más significativa, diseñada para producir 3.000 barriles por día (b/d), funcionó durante un corto período y luego fue incendiada en 1941. La industria fue lanzada finalmente por los proyectos pioneros de Esso (actualmente Imperial Oil), con inyección cíclica de vapor, en Cold Lake en 1964, y Sun Oil, con la construcción de una planta integrada de extracción y mejoras (Great Canadian Oil Sands – actualmente Suncor) en 1967, al norte de Fort McMurray.

El desarrollo de las arenas bituminosas incluye proyectos de ingeniería complejos, a gran escala, realizados en un clima hostil, relativamente remoto, donde las temperaturas pueden alcanzar los 40°C en verano y caer a –40°C en invierno. La organización del equipo, los grandes recipientes, la mano de obra y los materiales han llevado a importantes excesos de costos en la mayor parte de los proyectos y expansiones recientes. El desafío de la mano de obra está por intensificarse. La próxima ola de proyectos requerirá 25.000 trabajadores calificados y semi calificados. El ambiente de ciudad con rápido desarrollo plantea serios desafíos sociales y económicos para la ciudad cercana de Fort McMurray.

El funcionamiento de las plantas de arenas bituminosas puede ser desafiante. Una avería o un incendio en invierno pueden hacer que la producción quede parada durante semanas. Por ejemplo, una serie de incendios y contratiempos en las tres plantas de arenas bituminosas disminuyó el suministro de crudo sintético a fines de 2004 en más de 200.000 b/d. Algunos de los proyectos *in situ* utilizan crudo sintético para diluir su betún. Los precios de los diluyentes aumentaron, dando como resultado una renta neta negativa para el betún. El daño no terminó ahí. Según el requisito arbitrario y perverso de la Comisión de Calores y

Bolsa de los EE. UU. (SEC) de informar sobre las reservas basado en precios a fin de año, tuvieron que sacarse del registro casi 1.000 millones de barriles de betún. .

Los hidrocarburos no convencionales serán una característica cada vez más importante de la historia del petróleo.

El gas natural es el combustible elegido para la producción de vapor y de electricidad. Dado la decreciente oferta de gas en América del Norte, utilizar este recurso para hervir agua para fundir el betún no es sustentable. Se están desarrollando y utilizando tecnologías alternativas, incluyendo:

- Oxidación parcial (POX) de coque de refinería y asfaltenos: tecnología utilizada en docenas de refinerías en todo el mundo, la POX aplicada a asfaltenos extraídos del betún proveerá tanto combustible para vapor SAGD como hidrógeno para el hidrocraqueado en el proyecto de Long Lake de Opti y Nexen;
- Residuo Atomizado Superfino Multifase (MSAR™): incluye la quema de un vaho de emulsión hidrocarburos-agua, donde el componente de petróleo deriva del betún;
- Vapex™: se inyecta el solvente propano/butano en pares de pozos configurados SAGD. En teoría, este proceso da como resultado algunos de los asfaltenos que se dejan bajo tierra y un betún levemente más liviano;
- Inyección de aire *toe-to-heel* (Thai™): combina la inyección de aire de un pozo vertical con la de un pozo de producción horizontal. El aire mantiene un frente de combustión vertical donde el betún se quema, derritiéndose y fluyendo por gravedad al pozo de producción horizontal. En teoría, este proceso deja una capa de coque en la formación y
- Se ha evaluado la energía nuclear como fuente de vapor, electricidad e hidrógeno.

Si bien el cambio desde el gas hacia las fuentes de combustible derivado del betún, o quizás del carbón, aumentará las emisiones por barril, los sistemas de combustible basados en POX (de coque o asfaltenos) abren el camino al secuestro del carbono. Se están considerando propuestas para el desarrollo de un sistema de recolección de dióxido de carbono para secuestrar las emisiones de la industria en depósitos agotados de petróleo y gas en lo más profundos de la cuenca.

El sector también necesita mejorar la calidad del crudo sintético y encontrar mejores modos de diluir el betún no refinado a fin de transportarlo al mercado mediante cañerías. El santo grial de las arenas bituminosas es un gran avance en la tecnología de mejoramiento. La tecnología ideal sería de rápida construcción, modular, reutilizable, y reduciría significativamente las emisiones, especialmente de dióxido de carbono, y usaría mucho menos energía que las tecnologías actuales. Mientras tanto, las tecnologías de mejoramiento utilizadas son la coquización retardada, la coquización fluida y la adición de hidrógeno (LC-Fining).

La marcada transformación en el interés y la inversión en las arenas bituminosas pueden interpretarse como una señal de que el mundo se está acercando a un pico en la producción de petróleo. Sin embargo, el mundo sólo se está quedando sin el petróleo fácil y ahora está teniendo que explotar la base ancha de petróleo difícil en la pirámide de recursos de hidrocarburos. Éstos incluyen arenas bituminosas, crudo ultra pesado, tal como el petróleo de la faja del río Orinoco en Venezuela, y el petróleo de los esquistos y del carbón. Si bien no se encuentran en la pirámide en el sentido tradicional, estos líquidos también incluyen GTL (gas-a-líquidos) y biocombustibles. Durante mucho tiempo considerado como el petróleo del futuro, se están convirtiendo rápidamente en las oportunidades del presente.

Dichos hidrocarburos no convencionales serán una característica cada vez más importante en la historia del petróleo. Están proveyendo alrededor de 2,5m b/d en la actualidad y podrían superar los 6m b/d para el año 2015, pero este es un pequeño reflejo de su potencial total, ya que se están desarrollando métodos para producirlos nuevos, limpios y eficientes desde el punto de vista energético. Liderando el camino entre estas nuevas fuentes de combustibles líquidos se encuentran las arenas bituminosas de Alberta.

#### 4.2.5 África

África es un continente de diversidad y contrastes. Su tierra, su clima, su gente y la vida silvestre única y espectacular dan testimonio de esto. Con una masa continental que abarca alrededor de 30 millones de kilómetros cuadrados, el continente africano es una tierra de gigantes. En el norte y partes de las áreas costeras al oeste y al este hay gran abundancia de petróleo y gas, mientras que en Sudáfrica hay una próspera economía con una matriz energética diversificada, que incluye el carbón y la energía nuclear. Los enormes y poderosos ríos africanos esculpen el paisaje, formando impresionantes valles y vías navegables que albergan toda clase de habitantes impresionantes y potentes. El Nilo y el Congo son los dos principales ríos africanos.

La electricidad es un puente hacia el desarrollo sustentable. En sí misma, la electricidad no es suficiente para crear las condiciones para un desarrollo sustentable, pero es un requisito previo. Es la piedra angular para el progreso económico, el desarrollo social, el aprovechamiento del avance tecnológico y la sustentabilidad medioambiental. El Consejo Mundial de la Energía, en su Declaración del Milenio en 2000, y la Agencia Internacional de la Energía, en su *World Energy Outlook, 2004*, informaron que alrededor de 500 millones de personas en África subsahariana no tienen acceso a la electricidad, lo que ha contribuido a la pobreza continuada y al subdesarrollo que devasta el continente.

La energía hidroeléctrica es, de lejos, la mayor fuente única de electricidad en una serie de países africanos, pero sigue siendo un recurso en gran parte sin explotar. África subsahariana posee algunos de los recursos hídricos más grandes del mundo, pero si bien el acceso a la electricidad ha mejorado en algunas regiones de África, este no ha sido el caso en la región subsahariana. El río Congo se encuentra mayormente en la República Democrática del Congo (DRC). Contiene lagos, cataratas, confluencias, y rápidos que pasan a través de la parte occidental central del continente. Conocido como el río que se traga a todos los ríos, el Congo tiene el segundo caudal y divisoria de aguas de cualquier río en el mundo. Sólo lo supera el Amazonas. Dado que atraviesa el Ecuador, al menos una sección del río siempre está en estación lluviosa, lo que hace que su caudal sea muy estable.

El río Congo es una fuente potencialmente rica de generación de energía hidroeléctrica. En Inga, una serie de rápidos se unen a lo largo de una distancia de 15 Km. entre Sikila Island y la boca del afluente Bundi. El sitio tiene una diferencia de altitud de 102 metros, lo que lo convierte en la fuente de energía hidroeléctrica potencial más prolífica del mundo concentrado en un solo punto. De los grandes ríos del mundo, sólo el Congo tiene una pendiente significativa en su curso inferior.

El sitio del Inga tiene el potencial de generar 370 terawatt horas por año (TWh/a) de electricidad, mientras que Eskom, la empresa de servicios energéticos más grande de África, produce 200 TWh/a. El proyecto hidroeléctrico de Inga ofrece una oportunidad única para que el continente africano se acerque más a conseguir sus objetivos de desarrollo sustentable. Ese enorme potencial podría haber sido un gran obstáculo para la construcción de un proyecto hídrico si la topografía no fuera tan adecuada para el desarrollo en etapas progresivas. Es posible que la topografía permita una implementación parcial y progresiva del proyecto, permitiendo a la DRC comenzar a aprovechar este potencial.

La falta de acceso a la electricidad ha contribuido a la pobreza y al subdesarrollo continuado que devastan el continente africano. El sitio de Inga tiene dos centrales energéticas, con una capacidad combinada de 1.775 gigawatts (GW). Inga I, que entró en servicio en 1972, tiene una capacidad de 351 megawatts (MW) e Inga II, en servicio desde 1982, 1.424 GW. Société Nationale d'Electricité (SNEL) es la propietaria y administradora de las centrales, que proveen electricidad a la DRC y a su vecino del norte, Congo Brazzaville. La energía restante se transmite por una línea de alto voltaje en corriente directa (HVDC) a Kolwezi, al sur de la DRC, luego hacia el sur hasta la red de energía zambiana y continuando hasta Botswana, Zimbabwe y Sudáfrica. Tanto Inga I e Inga II est n funcionando por debajo de la capacidad. Pero hay planes para refaccionar las centrales, permitiendo a SNEL que aumente las exportaciones de electricidad hacia el *Southern Africa Power Pool (SAPP)* – se han aprobado \$180m de financiación del Banco Mundial para la rehabilitación.

La intención del proyecto Inga es aprovechar la energía hidroeléctrica renovable y amigable con el medio ambiente del río Congo en el sitio de los rápidos de Inga, 225 Km. aguas abajo de Kinshasa. El Corredor Occidental de Energía (Westcor) es una iniciativa de SADC, con cinco empresas miembros: Empresa Nacional de Electricidade, de Angola; Botswana Power; SNEL; Nampower, de Namibia; y Eskom de Sudáfrica. Westcor construir , dirigirá y será propietaria de la infraestructura prevista. Se firmaron memorandos de entendimiento entre los gobiernos y entre las empresas de servicios públicos en octubre de 2004, allanando el camino para la formación de la empresa conjunta. Cada una de las cinco empresas participantes tiene un 20% de participación en las acciones después de contribuir con US \$100.000 para el capital inicial para financiar la primera fase del proyecto. El saldo del capital para financiar el proyecto será obtenido de instituciones de financiación locales e internacionales.



Los planes de Westcor han sido identificados como un proyecto principal para la Nueva Alianza para el Desarrollo de África (NEPAD). Tiene el apoyo de la Unión Africana, la Asociación de Sindicatos de Distribuidores de Energía de África, el Banco Africano de Desarrollo y otras instituciones financieras, que entienden que el proyecto destrabará las limitaciones energéticas existentes y contribuirá en forma significativa al desarrollo sustentable de la región. El proyecto apunta a:

- Construir la central de energía hidroeléctrica de 3,5 GW Inga III en la DRC y construir un híbrido de interconexiones de líneas de transmisión de 500 kilovolt (kV), HVDC/400 kV, de alto voltaje en corriente alterna (HVAC) para brindar suministro a los cinco países de Westcor;
- Desarrollar centrales hidroeléctricas con una capacidad potencial de 6,7 GW sobre el río Kwanza en Angola y otras centrales en Namibia;
- Construir interconexiones unidas por cables de fibra óptica para enlaces de telecomunicaciones de banda ancha a ser arrendadas a los operadores; y
- Aumentar el comercio de electricidad invirtiendo en empresas conjuntas que permitan compartir los costos de capital.

Inga III tendrá un impacto medioambiental mínimo, porque la central se construirá sobre el agua fluyente y no requiere embalses, inicialmente, la electricidad producida irá a los cinco países participantes, siendo el objetivo final proveer suministro a toda la sub-región de SADC. Se calcula que se proveerán 3,0 GW a Sudáfrica, 500 MW a Namibia, y 500 MW a Botswana.

La electricidad de las centrales Inga III y Kwanza será transportada utilizando tecnologías de transmisión punto a punto de 500 kV. Se construirán convertidores en puntos predeterminados para reducir al mínimo las pérdidas de energía durante la transmisión a lo largo de grandes distancias. Los circuitos HVDC terminarán en Sudáfrica. En Inga, un circuito único HVAC conectará el proyecto con Kinshasa, proveyendo la electricidad requerida para consumo doméstico.

Además, los cables de comunicación de fibra óptica de las líneas de transmisión facilitarán una red de telecomunicaciones de banda ancha, proveyendo capacidad a los operadores de telecomunicaciones comerciales de la DRC y ayudando al funcionamiento y al control de la red eléctrica. El costo estimado del proyecto Inga III es de US\$4.000 millones, con estudios de prefactibilidad y factibilidad que incluyen una evaluación del impacto ambiental a un costo estimado de US\$7m. Se calcula que el proyecto entrará en servicio en 2011.

La evaluación preliminar sobre el impacto ambiental demuestra que habría un efecto mínimo sobre los ecosistemas en los sitios del proyecto, a lo largo de las rutas del interconector, o en la población humana. Se reducen las intervenciones para asegurar efectos inevitables y serán dirigidas a áreas vulnerables identificadas durante los estudios. Las medidas de protección se basarán en estudios sólidos, realizados por autoridades reconocidas. Tomarán en cuenta los inventarios de especies de plantas y animales, condiciones ecológicas específicas, composición química del agua y riesgos de contaminación.

Una vez finalizado, el proyecto de la Gran Inga tendrá una capacidad de generación mayor que la de cualquier país africano, a excepción de Sudáfrica. Con una capacidad de 39 GW, la Gran Inga producirá más del doble de la electricidad generada por el proyecto de las Tres Gargantas en la China. La capacidad total de generación en Inga sería de más de 43 GW. Eskom tiene una capacidad instalada de 42 GW provenientes de 19 centrales energéticas.

El exitoso aprovechamiento de la totalidad del potencial hidroeléctrico del río Congo elevará a Inga a la categoría de proyecto hidroeléctrico más grande del mundo, satisfaciendo las necesidades energéticas de la totalidad del continente africano. Con su enorme potencial hidroeléctrico, la DRC está bien preparada para satisfacer las futuras necesidades energéticas del continente africano. Sin duda esto dará ímpetu a los ideales de la NEPAD de erradicar la pobreza en África y

colocar a los países africanos, tanto individual como colectivamente, en el camino hacia un crecimiento y un desarrollo sustentables. Las posibilidades de proveer luz e iluminación a los pueblos de nuestro querido continente siguen inspirando al sector energético africano para seguir adelante.

#### 4.2.6 Brasil

El sector energético del Brasil está siguiendo la tendencia mundial hacia una mayor diversificación de las fuentes de energía primaria y hacia un mayor uso del gas natural y los biocombustibles. Hay varias razones para este cambio. La más importante es que las restricciones medioambientales que están siendo adoptadas gradualmente en los principales mercados mundiales consumidores de energía y la necesidad de reducir la dependencia del petróleo, se combinan con un escenario de un agotamiento acelerado de las reservas del petróleo y precios en rápido aumento. La participación del gas en el consumo de energía primaria del Brasil se ha más que duplicado en un corto período, aumentando de 4,1% en 1999 a 8,9% en 2004 (ver Figura 1), y se pronostica que esta participación aumentará al 12% para el año 2010. La caña de azúcar tiene una mayor participación (13,5%) que el gas, debido a políticas de gobierno que han permitido su consolidación en el consumo primario de energía de la nación. El desarrollo del biocombustible aumentará aún más la importancia relativa de los biocombustibles, que se espera constituyan el 14,0% del consumo de energía primaria para el año 2010.

En las dos últimas décadas, la industria mundial del gas ha experimentado una transformación estructural y regulatoria. Estos cambios han alterado el comportamiento estratégico de las firmas de gas, con una intensificación de la competencia, la búsqueda de diversificación (especialmente en el caso de generación de electricidad) y la internacionalización de las actividades del sector. Juntos, estos cambios han modificado radicalmente el entorno económico y el nivel de competencia en la industria.

La industria brasilera del gas se caracteriza por su tardío desarrollo, aunque en los últimos años, el suministro interno, las importaciones y la demanda han crecido significativamente –la trayectoria de crecimiento de los últimos años supera a la de los países con mercados más maduros, tales como España, Argentina, el Reino Unido y los EE. UU. Y las perspectivas son positivas para un continuado crecimiento durante los próximos años, particularmente con relación a los planes de inversión ya anunciados en Brasil.

El país tiene una pequeña red de transporte concentrada cerca de la costa. La red de distribución se concentra en los principales centros de consumo. Las fuentes de gas nacionales se encuentran en gran parte *offshore* en la cuenca Campos, y Bolivia provee importaciones. Dado el grado de penetración del gas en el consumo primario de energía del país, la industria está poco desarrollada en comparación con lo que sucede en otros países. La industria requiere una gran inversión en expansión de las redes de transporte y distribución (T+D), al igual que en la diversificación y el aumento de sus suministros. Dichas inversiones son necesarias para lograr el enorme potencial de la industria.

La mayor competencia entre los actores del mercado no necesariamente promoverá la madurez esperada del sector. Ciertamente, en lugar de fomentar el desarrollo del sector, podría poner un freno a su crecimiento. En resumen, la industria brasilera del gas está en proceso de expandir la infraestructura de T+D y deberían tomarse en cuenta las enseñanzas aprendidas de las experiencias internacionales para ayudar a la industria a aprovechar su potencial.

Otro aspecto destacado clave de la industria es el cambio de perfil de la oferta de gas. Gran parte del gas producido nacionalmente hasta la fecha ha estado asociado a la producción de petróleo, y este último diluye o incluso absorbe totalmente los costos de explotación de gas. En la mayoría de los casos, la producción de gas era posible sólo conjuntamente con las actividades de

producción de petróleo. Sin embargo, los mayores hallazgos de gas del país son no asociados. Se debe desarrollar una estructura dedicada exclusivamente a producir este gas, lo que se traduce en un marcado aumento en los costos de producción. Esto es más significativo al analizarlo en comparación con los altos costos asociados con el mercado para el equipo del sector de exploración y producción (E+P). En los últimos años, los costos de arrendamiento de una torre de perforación y de los equipos de E+P han venido subiendo paralelamente con la escalada de los precios del petróleo. Esto afecta directamente a los precios al consumidor final.

El biodiesel es un biocombustible producido a partir de biomasa renovable para ser utilizado en motores de combustión interna de encendido por compresión, o para la generación de otros tipos de energía, sustituyendo en forma parcial o total a los combustibles fósiles. En general, el biodiesel se produce por la reacción química de la transesterificación de los triglicéridos obtenidos de los aceites vegetales o de la grasa animal, con alcohol, metanol o etanol de cadena corta.

#### 4.2.6 Europa

Es la gran fuente de producción de biodiesel, habiendo informado un crecimiento anual continuo que alcanzó los 2.500 millones de litros en 2005. Se pronostica que la demanda europea de biodiesel aumentará a 10.000 millones de litros por año (l/a) para el año 2010.

Según la Ley 11.097 (enero 2005), a partir de 2008, el diesel vendido en Brasil debe contener un 2% de biodiesel, ascendiendo a 5% en 2013 –se pronostica que la demanda en esos años será de 800 millones l/a y 2.600 millones l/a, respectivamente. El uso de biodiesel tiene ventajas sociales, estratégicas, económicas y medioambientales:

- Mayor diversificación del consumo de energía primaria de Brasil;

- Reducción de la dependencia de combustibles fósiles no renovables;
- Reducción de las emisiones de contaminantes a la atmósfera; y
- Generación de empleo y de ingresos, reduciendo las disparidades de desarrollo regional.

Brasil podría convertirse en uno de los principales productores mundiales de biodiesel. Tiene un suelo y un clima favorables para los cultivos oleaginosos, inclusive en las regiones semiáridas del país donde las condiciones no favorecen a los cultivos alimenticios. Se puede utilizar una variedad de plantas oleaginosas para la producción de biodiesel, entre ellas semillas de ricino, babasú, palma aceitera, algodón, soja, colinabo, girasol, maní y canola. Dado que el país es uno de los mayores productores de ganado vacuno, el sebo también es una fuente abundante de materia prima en Brasil.

La soja es la fuente de semillas oleaginosas más ampliamente disponible en Brasil. Su uso tiene ventajas logísticas, además de reducir los costos de producción. Sin embargo, aunque la planta de semilla de ricino se adapta bien a la región semiárida del nordeste brasileño, dada su resistencia a la sequía y con un contenido de aceite de alrededor del 50%, el elevado precio de venta del aceite de ricino en el mercado internacional es un factor que limita su uso en la producción de biodiesel.

La superficie agrícola necesaria para satisfacer el requisito nacional de una mezcla del 2% de biodiesel es de 1,5 millones de hectáreas –1% de los 150 millones hectáreas disponibles para la agricultura en Brasil. Los principales proveedores poseen la tecnología para la producción de biodiesel a escala comercial a una calidad aceptable para el mercado internacional. Los fabricantes de automóviles europeos recomiendan el uso de una mezcla de 5% de biodiesel

con diesel basado en petróleo mineral en los automóviles, mientras que los fabricantes de automóviles brasileños tienden a mantener garantías del equipo sin la necesidad de realizar adaptaciones en el motor.

El uso del biodiesel es amigable con el medio ambiente. El azufre y los compuestos aromáticos están casi totalmente ausentes.

Los productores de soja han mostrado interés en utilizar el biodiesel en tractores y equipo agrícola. Además de reducir los costos de combustible, el biodiesel aumenta la producción de soja triturada, que tiene un alto valor comercial. (El sector agrícola brasileño representa el 21% del consumo de diesel del país – muestra de la importancia del uso del biodiesel en la agricultura).

Otro uso importante del biodiesel es en generación de electricidad para pequeñas comunidades en las regiones norte y noreste, donde el costo del diesel oil es elevado a causa de su distancia desde las refinerías. Las centrales de biodiesel de Brasil tienen una capacidad de 176 millones l/a. Hay inversiones planificadas para la instalación de tres nuevas centrales en Montes Claros, Candeias y Quixadá, cada una con una capacidad de 40.000 toneladas por año (t/a) de biodiesel proveniente de semillas oleaginosas y más de 4.000 t/a de biodiesel proveniente de semillas de ricino.

Aunque la demanda de biodiesel en Brasil sigue siendo pequeña, en los próximos años el país tiene el potencial de desarrollar un mercado similar al que existe para el alcohol de caña de azúcar. Además de satisfacer sus propias necesidades, Brasil es un potencial exportador de este combustible, que está ampliamente comercializado en los EE.UU. y la Unión Europea (UE).

El uso del biodiesel es amigable con el medio ambiente. El azufre y los compuestos aromáticos –contaminantes y cancerígenos– están casi totalmente ausentes. La combustión de biodiesel también reduce las emisiones de dióxido de

carbono. Además, la producción de biodiesel proveniente de plantas oleaginosas, cultivadas en una base de agricultura familiar y en asentamientos de reforma agraria es una forma sustentable de creación de empleo, proveyendo ingresos a los pequeños agricultores.

La demanda mundial de etanol combustible ha ido expandiéndose rápidamente y probablemente crezca aún con mayor velocidad en el futuro cercano, principalmente en los países más desarrollados. Esto refleja una combinación de los siguientes aspectos:

- El deseo de reducir la dependencia de los productos del petróleo en el consumo de energía primaria;
- La sustitución de metil-ter-butil como aditivo para la gasolina, dado su efecto medioambiental negativo;
- El deseo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero; y
- El deseo de estimular la agricultura y la industria locales.

Los países desarrollados, tales como los EE. UU., ya utilizan la mezcla de alcohol-gasolina en la que Brasil fue pionero en la década de los setenta. Japón y algunos países de la UE también están considerando agregar etanol a la reserva de gasolina. Estos desarrollos están fomentando la creación de un mercado internacional para el alcohol combustible.

Brasil es el mayor productor mundial de etanol y a menor costo, puesto que desarrolló su propia tecnología. El mercado japonés es particularmente promisorio por las siguientes razones:

- El objetivo declarado por el gobierno de hacer que el agregado de etanol a la gasolina sea obligatorio;



- La ausencia de capacidad de producción autóctona, lo que da como resultado la necesidad de importar;
- El fuerte compromiso del país con el Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático;
- El interés del gobierno del país en diversificar las fuentes de energía; y
- El deseo del país de reducir su exposición a los riesgos de Oriente Medio.

El atractivo mercado extranjero de alcohol y la competitividad de los productores nacionales puede llevar a que ingresen nuevos productores nacionales en el mercado brasilero bajo la forma de sociedades. Y los subproductos del proceso industrial, tales como la vinaza, la lignina, la cera, la paja y el bagazo de la caña de azúcar, también pueden utilizarse, mejorando la economía de los proyectos de azúcar /alcohol. Las mejoras genéticas en la caña de azúcar han dado como resultado el lanzamiento de 24 nuevas variedades con un contenido de sacarosa más elevado. Esto ha mejorado la productividad y ha optimizado el proceso de fermentación y la destilación, contribuyendo a la reducción de los costos del producto final.

En un mundo con diversificación del consumo de energía primaria, de mayores restricciones medioambientales y de menor dependencia del petróleo, Brasil ha venido buscando desarrollar fuentes de energía alternativa – principalmente gas natural y biocombustibles.

La industria del gas tiene un enorme potencial para Brasil, aunque sigue teniendo un largo camino por recorrer antes de alcanzar la madurez, y se necesita más inversión. El creciente uso de los biocombustibles (biodiesel y alcohol de caña de azúcar) provee beneficios medioambientales, estratégicos, económicos y sociales, centrados en identificar nuevos mercados, y en aprovechar la competitividad de la industria brasilera de la caña de azúcar.

#### 4.2.7 India

India debe mantener una tasa de crecimiento económico de al menos 8% por año para erradicar la pobreza y alcanzar sus objetivos de desarrollo económico y humano. Para alcanzar ese crecimiento hasta 2031, el país debe aumentar la oferta de energía primaria entre tres y cuatro veces y el la oferta de electricidad entre cinco y siete veces. El consumo de energía primaria aumentaría de 327 millones de toneladas de petróleo equivalente (tpe) en 2003-04, a 1.630 millones tpe en 2031-32. Para 2031-32, los requisitos de capacidad de generación de electricidad serían de 778,1 gigawatts (GW), la demanda de carbón alcanzaría los 2.040 millones de toneladas por año (t/a), la demanda de petróleo 435 millones t/a y el gas 155 millones tpe/a, si no se toman otras medidas para reducir los requisitos. Junto con la cantidad, también debe mejorar la calidad del suministro.

El desafío energético es fundamental para el crecimiento económico de la India. Si bien los desafíos de mediano a largo plazo de asegurar suministros energéticos competitivos son formidables, los problemas inmediatos de escasez de energía y carbón también requieren acciones de políticas. Las proyecciones mencionadas han sido incluidas en el Borrador de la Política Energética Integrada para la India. El informe borrador aborda la seguridad energética; la accesibilidad, la disponibilidad y la posibilidad de acceder económicamente a ella; la fijación de precios; la eficiencia; la investigación y el desarrollo (I+D); y los asuntos relacionados con el cambio climático. En agosto de 2004 se formó un Comité de Expertos para desarrollar la política energética integrada.

El sueño detrás de esta política es la confiabilidad para satisfacer la demanda de servicios energéticos, incluyendo las necesidades de ayuda de los hogares vulnerables, en todas partes del país, con un suministro energético seguro y conveniente, al menor costo, de un modo técnicamente eficiente, económicamente viable y medioambientalmente sustentable. Para proveer

seguridad energética a todos, es esencial contar en todo momento con un suministro asegurado de dicha energía y tecnología, considerando las crisis y las interrupciones que pueden esperarse. Esto requerirá la búsqueda de todas las opciones de combustible y formas de energía disponibles, convencionales y no convencionales, al igual que tecnologías y fuentes nuevas y emergentes.

El comité ha desarrollado un enfoque para conseguir sistemas energéticos rentables, y se han identificado seis elementos básicos:

- Mercados que promueven la competencia;
- Fijación de precios y asignación de recursos para que funcionen según las fuerzas del mercado y según una supervisión regulatoria efectiva y creíble, siempre que sea posible;
- Subsidios transparentes y bien orientados;
- Mejores eficiencias a lo largo de la cadena energética;
- Políticas que reflejan externalidades sobre consumo energético; y

También sugieren la probable dependencia de la India de importaciones de energía. Utilizando supuestos confiables para la producción nacional futura de carbón, petróleo y gas, se ha desarrollado una gama de requisitos energéticos comerciales, incluyendo producción nacional e importaciones para un crecimiento del 8% para el año 2031-32.

Asuntos de seguridad energética y dependencia de las importaciones: La seguridad energética es una creciente preocupación para la India. Desde un nivel de 17,85% de TPCES en 1991, las importaciones representaban 30% in 2003. Las importaciones de petróleo constituyen el 72% del total del consumo de petróleo y el 26% de las TPCES. Las proyecciones de requisitos energéticos sugieren que aumentará la dependencia del petróleo y el carbón importados.

Mejora en las intensidades energéticas: La intensidad energética de la India ha venido cayendo y está en aproximadamente la mitad de su nivel de comienzos de la década de los setenta, pero, hay muchas posibilidades de mejora. La India consume 0,19 kilogramos de petróleo equivalente. (kgpe) por dólar de PBI, expresado en términos de paridad de poder compra. Esto se compara con 0,21 kgpe en la China; 0,22 kgpe en los EE, UU. y un promedio mundial de 0,21 kgpe. Varios países europeos están en 0.12 kgpe o por debajo de esta cantidad, Brasil en 0,14 kgpe y Japón en 0,15 kgpe. La mejora en la intensidad energética crea una fuente virtual de energía al reducir el requisito total para un nivel dado de crecimiento. Y si bien las diferencias en las estructuras de las economías pueden dar como resultado diferentes intensidades energéticas.

El carbón seguirá siendo la fuente de energía dominante: El carbón aparece como la fuente de energía más importante de la India, representando al menos el 40% de la matriz energética en cualquier escenario, y alcanzando potencialmente el 61% de la matriz energética. Incluso al nivel del 41%, la India necesitaría 1.400-2.600 millones t/a de carbón (más de 6,5 veces la producción) proveniente de fuentes nacionales. El país también podría importar 250-500.000 millones t/a de carbón superior para reducir los requisitos locales en 375-750.000 millones t/a. Actualmente, se comercian internacionalmente alrededor de 700.000 - 800.000 millones t/a de carbón.

La India debe tomar la delantera en la búsqueda de tecnología de carbón limpia y, dado su creciente demanda, de nuevas tecnologías de extracción de carbón – tales como gasificación *in-situ*- para explotar las reservas nacionales que son difíciles de extraer económicamente utilizando tecnologías convencionales. Y centrarse en las tecnologías no convencionales para una máxima extracción de las reservas convencionales con una buena relación entre costo y beneficio, y mejorar las tecnologías convencionales para explotar las fuentes no convencionales.

La generación de electricidad sigue siendo principalmente térmica, pero con un creciente rol para la energía hidroeléctrica y nuclear: Éste supone que la generación de electricidad se basará en el desarrollo del potencial hidroeléctrico y nuclear del país y en el uso del gas hasta un 20%. Los recursos hidroeléctricos de la India se calculan en 84 GW a un factor de carga del 60%. La capacidad hidroeléctrica instalada es de 30,96 GW y la generación promedio a lo largo del período 2002-05 fue de 71 terawatt horas (TWh) por año dando un factor de carga del 29%. Con tal factor de carga, se podría justificar una capacidad instalada de 150 GW, incluyendo 15 GW de mini centrales hidroeléctricas (menos de 25 megawatts). Dicha estrategia aseguraría que la energía hidroeléctrica se utilice en su máximo potencial para satisfacer las cargas pico, y todos los proyectos nuevos deben diseñarse teniendo en mente este objetivo.

Se dará prioridad al desarrollo de energía hidroeléctrica limpia. Pero el desarrollo total del potencial hidroeléctrico de la India, si bien es técnicamente posible, enfrenta asuntos relacionados con los derechos del agua, reubicación de las personas afectadas por los proyectos y preocupaciones medioambientales, asuntos que pueden, y deben, resolverse.

Las renovables jugarán un rol importante: Las fuentes de energía renovable representan alrededor del 33% del consumo de energía primaria de la India. El principal contribuyente es la biomasa tradicional, seguida por la generación de electricidad a partir de centrales hidroeléctricas. Se ha incorporado una mayor contribución de las renovables en el marco de políticas para asegurar la independencia energética. Se han identificado iniciativas de políticas especiales para promover las renovables. Las aplicaciones específicas identificadas son: mini energía hidroeléctrica; energía eólica; biodiesel; etanol; plantación para leña; electricidad proveniente de la gasificación de la madera; centrales de biogás; calentadores de agua solar-térmicos; centrales termoeléctricas solares; y solar

fotovoltaica. Una ventaja de dichas aplicaciones es que ayudan a mejorar la calidad de vida de los pobres y aseguran la erradicación de la pobreza. (Consejo Mundial de la Energía. Acuerdo 2006. Disponible: [http://www.cacme.org.ar/wec/World\\_Energy\\_in\\_2006.pdf](http://www.cacme.org.ar/wec/World_Energy_in_2006.pdf). Consultado 04/17/2007)

#### 4.3 Principales Recomendaciones:

- El carbón seguirá siendo la fuente de energía primaria de algunos países muestra de ellos lo es la India hasta 2031-32;
- La reforma del sector energético debe centrarse en el control de las pérdidas técnicas y comerciales en conjunto
- El costo de la energía debe reducirse, dado que las tarifas eléctricas (en cuanto a paridad de poder de compra) para la industria, el comercio y los grandes clientes residenciales están entre las más altas del mundo;
- Los precios del combustible deberían racionalizarse. Los precios de los diferentes combustibles no deben fijarse independientemente unos de otros;
- Es necesario centrarse en la eficiencia energética y en la gestión de la demanda para asegurar que se reduzca la intensidad energética del crecimiento del PBI;
- Se pueden aumentar los recursos energéticos mediante la exploración o la recuperación de un porcentaje más elevado de reservas activas;
- La contribución de la energía hidroeléctrica es de importante aportación para el mundo entero
- La energía nuclear promete contribuir con una energía limpia.
- Las renovables son más promisorias a largo plazo y tienen un importante rol que jugar para maximizar el desarrollo de las opciones de suministro doméstico, al igual que la necesidad de diversificar los recursos energéticos.

- La energética requiere un gran estímulo para asegurar suministros energéticos sustentables en el corto y largo plazo.
- Deberían montarse una serie de misiones tecnológicas para desarrollar tecnologías que ya son casi comerciales e introducir nuevas tecnologías;
- Debería asegurarse la seguridad energética en los hogares mediante la provisión de electricidad y combustibles limpios a todos, particularmente, a las poblaciones rurales;
- Se debe asegurar un régimen regulatorio independiente e informado para lograr la eficiencia competitiva, al menos hasta que maduren los mercados y
- Las emisiones de gases de efecto invernadero podrían contenerse mediante varias iniciativas.

Se pretende enfatizar que el entorno actual internacional se caracteriza por:

- Precios crecientes de las materias primas energéticas
- Demanda energética creciente por parte de los países emergentes
- Incertidumbre sobre el abastecimiento energético futuro:
  - Inestabilidad política en zonas productoras importantes
  - Escasez de nuevos descubrimientos y falta de inversiones
  - Existencia de cuellos de botella en transporte y refino
- Mayor concienciación por el medio ambiente (Naciones Unidas, Gleneagles, informe Stern, etc)
- Tendencia creciente a internalizar los costes de la contaminación (Kioto, Directiva Europea ETS, programas voluntarios en EEUU y Japón)
- Producción de petróleo en la OCDE decreciente
- Tensiones geopolíticas crecientes en las principales áreas productoras
- Concentración creciente de las reservas en la OPEP y Rusia
- Falta de inversión en las principales áreas productoras
- Costes de producción crecientes: Capex, Opex, licencias, CO2

Este tema permite conocer el futuro de los energéticos para el año 2030, una introspectiva a nivel mundial, América Latina, El Caribe, África, Asia, Europa, India, entre otros, enfatizando que continúan siendo considerados los energéticos del tipo no renovables, desafortunadamente para el medio ambiente. También se le da mucho apoyo a la energía nuclear, ya que es considerada como “limpia” porque no daña al medio ambiente como la quema de petróleo, carbón o de gas, aunque la perjudica con radiación. Así que habría que tener cuidado en este aspecto y tomar medidas precautorias drásticas al respecto.



## V. ¿Qué Es Lo Más Conveniente Para México?

### 5.1 *Análisis de la Situación de los Energéticos en México*

En el presente capítulo se da a conocer con que recursos cuenta México para producir electricidad, y por que medio la produce, es decir, que recursos energéticos y tecnología se están tomando en cuenta, y cuales se están dejando de lado

#### 5.1.1 Centrales eólicas en México.

La eoelectrica *la Venta*. Ubicada en el ejido de La Venta, Municipio de Juchitán de Zaragoza Oaxaca, al norte de este ejido, en el Istmo de Tehuantepec, a 30 kilómetros al noroeste de la ciudad de Juchitán de Zaragoza, Oaxaca. Fue la primera Central eólica integrada a la red eléctrica en México y también fue la primera en su tipo en América Latina. Con una capacidad instalada de 1.575 MW.

La tecnología denominada eoloeléctrica, para generar energía eléctrica, se basa en el principio de transformar la energía del viento en energía eléctrica, para lo cual se usan los aerogeneradores que consisten en una torre tubular cónica de 31.5 m. de altura, sobre la cual están montadas en su extremo superior tres aspas o álabes con un diámetro de giro de 27 m. y cuyo diseño permite aprovechar la energía del viento, en los rangos de 5 a 25 metros por segundo. Estas aspas o álabes, están conectadas a un rotor que lleva acoplado el generador eléctrico, obteniéndose así la transformación a energía eléctrica.

Con velocidades de viento inferiores a 5 metros por segundo el aerogenerador no genera energía eléctrica, por encima de 25 metros por segundo las aspas del rotor se alinean (girando sobre su eje) con el viento automáticamente, deteniendo de esta manera su giro para evitar daños a los equipos, además los

aerogeneradores cuentan con un sistema de control automático que permite variar la orientación del aerogenerador, con la finalidad de aprovechar en forma óptima los vientos en la velocidad y dirección en que se presenten.

En las instalaciones de esta Central se cuenta con siete unidades (aerogeneradores) de 225 KW. Cada una, con una capacidad total de 1,575 kW., y la separación entre una y otra unidad es de 60 metros. Esta Central entró en operación comercial el 10 de noviembre de 1994.

La energía generada por la Central se envía a través de la subestación eléctrica que consta de tres transformadores elevadores de potencial de 480 V a 13,800 V, con capacidades de 500 KVA. Dos de ellos y el otro de 750 KVA.; cuenta también con un restaurador para protección de la Central y cuchillas seccionadas después de cada transformador y antes de la conexión a la línea de 13.8 KV. (Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/eoloelectrica/>. Consultado. Marzo.22, 2007).

5.1.2 Energía Hidráulica. Las primeras estaciones hidroeléctricas para la producción de electricidad fueron construidas en Inglaterra, ya en el año 1880. Actualmente existen centrales eléctricas de río, centrales eléctricas de almacenaje, centrales eléctricas de almacenaje y bombeo, centrales eléctricas de marea y de oleaje. Pero a pesar de lo diferentes que son estos tipos de centrales hidroeléctricas –todas funcionan de manera similar: una central de energía generalmente consiste en una represa o dique que almacena el agua frente a una central eléctrica o a una reserva ubicada en un terreno más alto. Desde allí, el agua ingresa por el tubo de suministro a través de una válvula. Dependiendo del tipo de turbina, la energía potencial o la energía cinética, impulsan la turbina que está conectada a un generador. Éste finalmente transforma la energía mecánica en

electricidad. Si el agua ya ha pasado por la turbina, es devuelta al curso natural del río o a la reserva reguladora.

5.1.2.1 Generación Hidroeléctrica. Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

Una característica importante es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión. (Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/hidroelectrica/> . Consultado. Marzo.22, 2007).

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales:

- Por su tipo de embalse y
- Por la altura de la caída del agua.
- Generación Termoeléctrica

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- Vapor

Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.

- Turbogás

Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.

- Combustión Interna

Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.

- Ciclo Combinado

Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Constan de una o más turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Otra clasificación de las centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- Vapor (combustóleo, gas natural y diesel)
- Carboeléctrica (carbón)
- Dual (combustóleo y carbón)
- Geotermoeléctrica ( vapor extraído del subsuelo)
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido)

A continuación se enumeran las tecnologías con las que México cuenta:

### Hidroeléctricas

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	3	12-Nov-1964	135	Soyopa, Sonora
Oviáchic	2	28-Ago-1957	19	Cajeme, Sonora
Mocúzari	1	03-Mar-1959	10	Álamos, Sonora
27 de Septiembre(El Fuerte)	3	27-Ago-1960	59	El Fuerte, Sinaloa
Salvador Alvarado (Sanalona)	2	08-May-1963	14	Culiacán, Sinaloa
Humaya	2	27-Nov-1976	90	Badiraguato, Sinaloa
Bacurato	2	16-Jul-1987	92	Sinaloa de Leyva, Sinaloa
Raúl J. Marsal (Comedero)	2	13-Ago-1991	100	Cosalá, Sinaloa
Luis Donaldo Colosio (Huites)	2	15-Sep-1996	422	Choix, Sinaloa
Boquilla	4	01-Ene-1915	25	San Francisco Conchos, Chihuahua
Colina	1	01-Sep-1996	3	San Francisco Conchos, Chihuahua
La Amistad	2	01-May-1987	66	Acuña, Coahuila
Falcón	3	15-Nov-1954	32	Nueva Cd. Guerrero, Tamaulipas
Infiernillo	6	28-Ene-1965	1,000	La Unión, Guerrero
Villita	4	01-Sep-1973	280	Lázaro Cárdenas, Michoacán
Cupatitzio	2	14-Ago-1962	72	Uruapan, Michoacán
Cubano	2	25-Abr-1955	52	Gabriel Zamora, Michoacán
Platanal	2	21-Oct-1954	9	Jacona, Michoacán
Botello	2	01-Ene-1910	13	Panindícuaro, Michoacán
Tirio	3	01-Ene-1905	1	Morelia, Michoacán
Bartolinas	2	20-Nov-1940	1	Tacámbaro, Michoacán

Cuadro 5.1a Lista de Hidroeléctricas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/hidroelectricas.htm?Combo=hidroelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Itzicuario	2	01-Ene-1929	1	Peribán los Reyes, Michoacán
Zumpimito	4	01-Oct-1944	6	Uruapan, Michoacán
San Pedro Porúas	2	01-Oct-1958	3	Villa Madero, Michoacán
Puente Grande	2	01-Ene-1912	12	Tonalá, Jalisco
Colimilla	4	01-Ene-1950	51	Tonalá, Jalisco
Luis M. Rojas (Intermedia)	1	01-Ene-1963	5	Tonalá, Jalisco
Manuel M. Diéguez (Santa Rosa)	2	02-Sep-1964	61	Amatitlán, Jalisco
Jumatán	4	17-Jul-1941	2	Tepic, Nayarit
Valentín Gómez Farías (Aguila Prieta)	2	15-Sep-1993	240	Zapopan, Jalisco
Aguamilpa	3	15-Sep-1994	960	Tepic, Nayarit
Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)	3	16-Dic-1986	600	Apaxtla, Guerrero
Ambrosio Figueroa (La Venta)	5	31-May-1965	30	La Venta, Guerrero
Colotlipa	4	01-Ene-1910	8	Quechultenango, Guerrero
Portezuelos I	4	01-Ene-1901	2	Atlixco, Puebla
Portezuelos II	2	01-Ene-1908	1	Atlixco, Puebla
Fernando Hiriart Balderrama (Zimapán)	2	27-Sep-1996	292	Zimapán, Hidalgo
Mazatepec	4	06-Jul-1962	220	Tlatlauquitepec, Puebla
Temascal	6	18-Jun-1959	354	San Miguel Soyaltepec, Oaxaca
Tuxpango	4	01-Ene-1914	36	Ixtaczoquitlán, Veracruz
Chilapan	4	01-Sep-1960	26	Catemaco, Veracruz
Camilo Arriaga (El Salto)	2	26-Jul-1966	18	Cd. Maíz, San Luis Potosí

Cuadro 5.1b Lista de Hidroeléctricas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/hidroelectricas.htm?Combo=hidroelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Encanto	2	19-Oct-1951	10	Tlapacoyan, Veracruz
Electroquímica	1	01-Oct-1952	1	Cd. Valles, San Luis Potosí
Ixtaczoquitlán	1	10-Sep-2005	2	Ixtaczoquitlán, Veracruz
Micos	2	01-May-1945	1	Cd. Valles, San Luis Potosí
Minas	3	10-Mar-1951	15	Las Minas, Veracruz
Texolo	2	01-Nov-1951	2	Teocelo, Veracruz
Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	8	29-May-1981	2,400	Chicoasén, Chiapas
Malpaso	6	29-Ene-1969	1,080	Tecpatán, Chiapas
Belisario Domínguez (Ancoostura)	5	14-Jul-1976	900	Venustiano Carranza, Chiapas
Ángel Albino Corzo (Peñitas)	4	15-Sep-1987	420	Ostuacán, Chiapas
José Cecilio del Valle (El Retiro)	3	26-Abr-1967	21	Tapachula, Chiapas
Bombaná	4	20-Mar-1961	5	Soyaló, Chiapas
Tamazulapan	2	12-Dic-1962	2	Tamazulapan, Oaxaca
Schpoiná	3	07-May-1953	2	Venustiano Carranza, Chiapas
El Durazno (S.H. Miguel Alemán)	2	01-Oct-1955	0	Valle de Bravo, México
Ixtapantongo (S.H. Miguel Alemán)	3	29-Ago-1944	0	Valle de Bravo, México
Santa Bárbara (S.H. Miguel Alemán)	3	19-Oct-1950	0	Santo Tomás de los Plátanos, México
Tingambato (S.H. Miguel Alemán)	3	24-Sep-1957	0	Otzoloapan, México
Tepazolco	2	16-Abr-1953	0	Xochitlán, Puebla
Las Rosas	1	01-Ene-1949	0	Cadereyta, Querétaro
Huazuntlán	1	01-Ago-1968	0	Zotepan, Veracruz

Cuadro 5.1c Lista de Hidroeléctricas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/hidroelectricas.htm?Combo=hidroelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Termoeléctricas

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Puerto Libertad	4	01-Ago-1985	632	Pitiquito, Sonora
Guaymas I	2	10-Ago-1962	0	Guaymas, Sonora
Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)	4	06-Dic-1973	484	Guaymas, Sonora
Juan de Dios Bátiz P. (Topolobampo)	3	12-Jun-1995	320	Ahome, Sinaloa
José Aceves Pozos (Mazatlán II)	3	13-Nov-1976	616	Mazatlán, Sinaloa
Presidente Juárez (Rosarito)	6	06-Mar-1964	320	Rosarito, Baja California
Punta Prieta II	3	01-Ago-1979	113	La Paz, Baja California Sur
Francisco Villa	5	22-Nov-1964	300	Delicias, Chihuahua
Benito Juárez (Samalayuca)	2	02-Abr-1985	316	Cd. Juárez, Chihuahua
La Laguna	1	01-Dic-1967	0	Gómez Palacio, Durango
Guadalupe Victoria (Lerdo)	2	18-Jun-1991	320	Lerdo, Durango
Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	3	11-Jul-1964	375	Río Bravo, Tamaulipas
Monterrey	6	15-Jul-1965	0	San Nicolás de los Garza, N.L.
San Jerónimo	2	30-Sep-1960	0	Monterrey, Nuevo León
Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	4	01-Sep-1982	1,200	Manzanillo, Colima
Manzanillo II	2	24-Jul-1989	700	Manzanillo, Colima

Cuadro 5.2a Lista de Termoeléctricas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/termoelectricas.htm?Combo=termoelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007



Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Villa de Reyes	2	01-Nov-1986	700	Villa de Reyes, San Luis Potosí
Francisco Pérez Ríos (Tula)	5	30-Jun-1991	1,500	Tula, Hidalgo
Salamanca	4	19-Jun-1971	866	Salamanca, Guanajuato
Valle de México	3	01-Abr-1963	450	Acolman, México
Altamira	4	19-May-1976	800	Altamira, Tamaulipas
Poza Rica	3	04-Feb-1963	117	Tihuatlán, Veracruz
Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)	6	30-Jun-1991	2,100	Tuxpan, Veracruz
Mérida II	2	13-Dic-1981	168	Mérida, Yucatán
Lerma (Campeche)	4	09-Sep-1976	150	Campeche, Campeche
Nachi-Cocom	2	06-Jun-1962	49	Mérida, Yucatán
Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)	2	05-Abr-1992	75	Valladolid, Yucatán

Cuadro 5.2b Lista de Termoeléctricas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/termoelectricas.htm?Combo=termoelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Geotérmicas

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Cerro Prieto I	5	12-Oct-1973	180	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto II	2	01-Feb-1984	220	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto III	2	24-Jul-1985	220	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto IV	4	26-Jul-2000	100	Mexicali, Baja California
Tres Vírgenes	2	02-Jul-2001	10	Mulege, Baja California Sur
Los Azufres	15	04-Ago-1982	195	Cd. Hidalgo, Michoacán
Humeros	7	30-May-1991	35	Humeros, Puebla

Cuadro 5.3 Lista de Geotérmicas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible:<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/geotermoelectricas.htm?Combo=geotermoelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Carbo eléctricas

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
José López Portillo (Río Escondido)	4	21-Sep-1982	1,200	Nava, Coahuila
Carbón II	4	02-Nov-1993	1,400	Nava, Coahuila

Cuadro 5.4 Lista de Carbo eléctricas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible:<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/carboelectricas.htm?Combo=carboelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Nucleoeléctricas

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Laguna Verde	2	29-Jun-1990	1,365	Alto Lucero, Veracruz

Cuadro 5.5 Lista de Núcleo eléctricas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/nucleoelectricas.htm?Combo=nucleoelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Eoelectrica

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Guerrero Negro	1	02-Abr-1982	1	Mulegé, Baja California Sur
La Venta	105	10-Nov-1994	85	Juchitán, Oaxaca

Cuadro 5.6 Lista de Eoelectricas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/eoloelectricas.htm?Combo=eoloelectricas>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Dual

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	6	18-Nov-1993	2,100	La Unión, Guerrero

Cuadro 5.7 Lista de Núcleo eléctricas Dual Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/dual.htm?Combo=dual>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Combinado

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Hermosillo	2	31-Dic-2005	227	Hermosillo, Sonora
Presidente Juárez (Rosarito)	2	06-Jul-2001	496	Rosarito, Baja California
Gómez Palacio	3	05-Ene-1976	200	Gómez Palacio, Durango
Samalayuca II	6	12-May-1998	522	Cd. Juárez, Chihuahua
Chihuahua II (El Encino)	5	09-May-2001	619	Chihuahua, Chihuahua
Huinalá	5	10-Jul-1998	378	Pesquería, Nuevo León
Huinalá II (Monterrey II)	2	17-Sep-2000	450	Pesquería, Nuevo León
El Sauz	7	29-Jul-1981	601	Pedro Escobedo, Querétaro
Tula	6	08-May-1981	489	Tula, Hidalgo
Dos Bocas	6	14-Ags-1974	452	Medellín, Veracruz
Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)	3	30-Jun-1994	220	Valladolid, Yucatán
Valle de México	4	01-Jul-2004	549	Acolman, México

Cuadro 5.8 Lista de Centrales de ciclo combinado Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible:<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/ciclocombinado.htm?Combo=ciclocombinado>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Productores Independientes

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada(MW)	Ubicación
Mérida III	3	09-Jun-2000	484	Mérida, Yucatán
Hermosillo	2	01-Oct-2001	250	Hermosillo, Sonora
Saltillo	2	19-Nov-2001	248	Ramos Arizpe, Coahuila
Tuxpan II	3	15-Dic-2001	495	Tuxpan, Veracruz
Río Bravo II (Anáhuac)	3	18-Ene-2002	495	Valle Hermoso, Tamaulipas
Bajío	4	09-Mar-2002	495	San Luis de la Paz, Querétaro
Monterrey III	2	27-Mar-2002	449	Pesquería, Nuevo León
Altamira II	3	01-May-2002	495	Altamira, Tamaulipas
Tuxpan III y IV	6	23-May-2003	983	Tuxpan, Veracruz
Campeche	2	28-May-2003	252	Palizada, Campeche
Mexicali	3	20-Jul-2003	489	Mexicali, Baja California
Chihuahua III	3	09-Sep-2003	259	Cd. Juárez, Chihuahua
Naco Nogales	2	04-Oct-2003	258	Agua Prieta, Sonora
Altamira III y IV	6	24-Dic-2003	1,036	Altamira, Tamaulipas
Río Bravo III	3	01-Abr-2004	495	Valle Hermoso, Tamaulipas
La Laguna II	3	15-Mar-2005	498	Gómez Palacio, Durango
Río Bravo IV	3	01-Abr-2005	500	Valle Hermoso, Tamaulipas
Valladolid III	3	27-Jun-2006	525	Valladolid, Yucatán
Tuxpan V	3	01-Sep-2006	495	Tuxpan, Veracruz
Altamira V	6	22-Oct-2006	1,121	Altamira, Tamaulipas

Cuadro 5.9 Lista de Productores Independientes Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible:<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/prodeexternos.htm?Combo=prodexternos>. Consultado. Marzo.10, 2007

## Diesel

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Yécora	4	03-Jun-1977	2	Yécora, Sonora
Guerrero Negro	4	02-Abr-1982	4	Mulegé, Baja California Sur
Santa Rosalía	8	10-Jun-1975	11	Santa Rosalía, Baja California Sur
Gral. Agustín Olachea A. (Pto. San Carlos)	3	16-Ago-1991	104	Comondú, Baja California Sur
Baja California Sur I	1	28-Jul-2005	43	La Paz, Baja California Sur
Guerrero Negro II (Vizcaíno)	3	17-Jun-2004	11	Mulegé, Baja California Sur
Huicot	16	01-Ene-1973	1	Nayarit y Jalisco
Hol-Box	6	01-Ene-1985	2	Lázaro Cárdenas, Quintana Roo
Esmeralda	5	15-Abr-1971	0	Sierra Mojada, Coahuila
T-500-3	1	15-Jul-1958	0	Penal Islas Marias
T-500-4	1	23-Mar-1960	0	Penal Islas Marias
T-500-5	1	15-Ago-1958	0	Penal Islas Marias
XX-6200-1	1	01-Sep-1983	0	Republica de Ecuador
XX-6200-2	1	01-Sep-1983	0	Republica de Ecuador
XX-6200-4	1	20-Dic-1983	0	Republica de Ecuador
T-1000-1	1	01-Ene-1901	0	Nicaragua, C.A.
T-1000-6	1	01-Ene-1901	0	Nicaragua, C.A.
S-800-1	1	01-Ene-1901	0	Taller Plantas Moviles
S-300-1	1	01-Ene-1901	0	Edif. C.F.E. Rodano 14
T-300-2	1	01-Ene-1901	0	Taller Plantas Moviles
S-150-1	1	01-Ene-1901	0	Taller Plantas Moviles
S-150-4	1	01-Ene-1901	0	Gomez Palacio, DGO. Almacen Nac.
S-150-5	1	01-Ene-1901	0	Tenayuca
S-150-6	1	01-Ene-1901	0	P.H. El Cajon, Nayarit.
S-150-7	1	01-Ene-1901	0	Nogales, Sonora
S-150-9	1	01-Ene-1901	0	P.R. Amata
S-150-10	1	01-Ene-1901	0	Taller Plantas Moviles
S-150-3	1	01-Ene-1901	0	Taller Plantas Moviles
S-55-1	1	01-Ene-1901	0	Gomez Palacio, DGO. Chetumal, Quintana Roo
S-150-6	1	01-Ene-1901	0	Roo
S-150-7	1	01-Ene-1901	0	Cabo San Lucas B.C.S.

Cuadro 5.10 Lista Diesel Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible:<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralsgeneradoras/diesel.htm?Combo=diesel>. Consultado. Marzo.15, 2007

## Gas

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Caborca	2	03-Nov-1970	42	Caborca, Sonora
Ciudad Obregón	2	01-Jun-1972	28	Cajeme, Sonora
Culiacán	1	01-Ene-1990	30	Culiacán, Sinaloa
Ciudad Constitución	1	26-Oct-1984	33	Cd. Constitución, Baja California Sur
Tijuana	3	01-Jul-1982	210	Rosarito, Baja California
Mexicali	3	01-Oct-1974	62	Mexicali, Baja California
Ciprés	1	12-Dic-1981	27	Ensenada, Baja California
La Paz	2	01-Jun-1977	43	La Paz, Baja California Sur
Los Cabos	3	30-Nov-1983	85	La Paz, Baja California Sur
Chihuahua	4	01-Abr-1972	0	Chihuahua, Chihuahua
Parque (TG. Juárez)	4	01-Oct-1974	59	Cd. Juárez, Chihuahua
Industrial (TG. Juárez)	1	01-Mar-1977	18	Cd. Juárez, Chihuahua
La Laguna (TG. Laguna - Chávez)	4	05-May-1970	56	Gómez Palacio, Durango
Chávez (TG. Laguna - Chávez)	2	07-Jul-1971	28	Francisco I. Madero, Coahuila
Universidad (TG. Monterrey)	2	31-Oct-1970	24	Monterrey, Nuevo León

Cuadro 5.11a Lista Gas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/turbogas.htm?Cobmo=turbogas>. Consultado. Marzo.20, 2007

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Leona (TG. Monterrey)	2	01-Mar-1972	24	Monterrey, Nuevo León
Fundidora (TG. Monterrey)	1	05-Abr-1971	12	Monterrey, Nuevo León
Tecnológico (TG. Monterrey)	1	01-Feb-1974	26	Monterrey, Nuevo León
Monclova	3	01-Dic-1975	48	Monclova, Coahuila
Nuevo Laredo (Arroyo del Coyote)	2	10-Dic-1980	0	Nuevo Laredo, Tamaulipas
Esperanzas	1	16-Nov-1971	12	Múzquiz, Coahuila
El Verde	1	01-Feb-1973	24	Guadalajara, Jalisco
Las Cruces	3	01-Ene-1969	43	Acapulco, Guerrero
San Lorenzo Potencia	2	01-Ene-2004	266	Cuatlancingo, Puebla
Cancún	4	01-Ene-1974	102	Cancún, Quintana Roo
Nachi-Cocom	1	16-Mar-1987	30	Mérida, Yucatán
Mérida II	1	01-Abr-1981	30	Mérida, Yucatán
Xul-Ha	2	05-Nov-1980	14	Xul-Ha, Quintana Roo
Ciudad del Carmen	1	28-Jul-1986	14	Ciudad del Carmen, Campeche
Nizuc	2	01-Abr-1980	88	Cancún, Quintana Roo
Chankanaab	3	01-Mar-1968	52	Cozumel, Quintana Roo

Cuadro 5.11b Lista Gas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/turbogas.htm?Combo=turbogas>. Consultado. Marzo.20, 2007



Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Chaveta	1	01-Jun-1970	0	Cd. Juárez, Chihuahua
Huinalá	1	02-Mar-1999	150	Pesquería, Nuevo León
Emilio Portes Gil (Río Bravo)	1	01-Jul-1999	145	Río Bravo, Tamaulipas
Pdte. Adolfo López M. (Tuxpan)	1	02-Ene-2004	163	Tuxpan, Veracruz
P. Móvil T-25000-1	1	01-Jun-1987	19	Gomez Palacio, DGO.
P. Móvil T-25000-2	1	28-Ene-1988	19	Cabo San Lucas, B.C.S
P. Móvil T-25000-3	1	26-Ene-1977	20	Gomez Palacio, DGO.
P. Móvil T-25000-4	1	01-Jun-1987	17	Nogales, Sonora
P. Móvil T-18000-1	1	01-Jul-1987	13	Chetumal, Quintana Roo
P. Móvil T-14000-1	1	07-Ene-1970	13	Santa Rosalía, B.C.S.
P. Móvil T-14000-2	1	13-Feb-1972	13	Gomez Palacio, DGO.
P. Móvil OT-5000-1	1	02-Oct-1984	3	Guerrero Negro, B.C.S

Cuadro 5.11c Lista Gas Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/turbogas.htm?Combo=turbogas>. Consultado. Marzo.20, 2007

En conclusión, para el cierre de diciembre de 2006, la capacidad efectiva instalada y la generación de cada una de estos tipos de generación termoeléctrica, fue la siguiente:

Tipo	Capacidad en MW	Generación GWh
Vapor	12,670.50	51,455
Dual	2,100.00	13,875
Carboeléctrica	2,600.00	17,931
Ciclo Combinado (CFE)	5,203.34	30,120
Ciclo Combinado (productores independientes de energía)	10,386.90	59,428
Geotermoeléctrica	959.5	6,685
Turbogás	2,103.33	1,313
Combustión interna	181.69	854
Nucleoeléctrica	1,364.88	10,866
Total	37,570.14	192,528

Figura 5.12 Generación de electricidad en el año 2006 en base a Centrales de ciclo combinado  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/lisctralesgeneradoras/ciclocombinado.htm?Combo=ciclocombinado>. Consultado. Marzo.15, 2007

## 5.2 Acciones

Para el entorno nacional, se tiene que hacer las siguientes consideraciones, para si tomar y decidir que acciones debe de tomar México.

- El sector energético nacional no está suficientemente diversificado y es dependiente de la industria petrolera, para que esta situación permanezca se requiere que apliquen algunas reformas entre ellas caben destacar:
- Reforma a la Ley Reglamentaria del artículo 27 de la Constitución para permitir la inversión privada en el sector energético (Petróleo y Electricidad)
- Cambiar el régimen fiscal de PEMEX a condiciones similares a cualquier empresa

- Otorgar a PEMEX y a CFE autonomía de gestión
- Concesionar ductos de PEMEX a empresas privadas
- Concesionar campos abandonados de petróleo o gas natural a empresas privadas
- Concesionar explotación del gas del carbón a empresas privadas
- Permitir generar electricidad por cualquier medio a cualquier particular
- Preservar a la CFE como organismo distribuidor de electricidad
- Abrir nuevas plazas a ingenieros mexicanos tanto en PEMEX como en CFE
- Ampliar las fuentes de energía renovable.

Es en este último punto donde hay que enfocarse ya que de alguna u otra manera los recursos no renovables, algún día se extinguirán y habrá que echar mano de los no renovables. Para el aspecto nacional, hace énfasis en lo que se genera actualmente y en la capacidad que se tiene en cuanto a los energéticos con los que México cuenta. Y concienciar que va a llegar el momento en un futuro no muy lejano en donde se tenga que implementar otro tipo de energía debido a que se están acabando las fuentes no renovables.

## VI. Conclusiones

No es nada más la carencia de agua o el padecimiento del cambio climático, o en un momento determinado el impacto económico. Es más allá de estas situaciones.

Es realmente considerar que existen otras opciones, otros tipos de energéticos, de energías *renovables* las cuales no se han aprovechado como se debiera, se están agotando los recursos no renovables y después de esto, se va a tener desempleo y tecnología obsoleta. Es necesario retomar y considerar la implementación de tecnologías que permitan considerar los recursos renovables, tales como: La solar, el viento (eólica), principalmente.

En el ámbito mundial, se observa que las grandes potencias en el rubro están invirtiendo en la generación de energía eólica, tal es el caso de algunos países de Europa.

Los países subdesarrollados por el contrario siguen cifrando sus esperanzas en la misma tecnología y en lo mismos tipo de energéticos, desafortunadamente.

México, debe hacer conciencia, desprenderse en mucho el paternalismo, permitir la inversión extranjera si es que no tiene la infraestructura para invertir, o bien exhortar a los inversionistas a invertir, pero en tecnología diferente, y aprovechar más y mejor los recursos renovables, cuidar más los que no lo son: la madera, los lagos, los bosques. Si bien es cierto la economía de México depende principalmente del petróleo, pero no es lo único que se tiene.

Se cuenta con lugares excelentes en cuestión de aire, y hay inversionistas extranjeros que lo están aprovechando, ejemplos como la venta II.

El planeta esta pidiendo ayuda, es hora de que se madure, y se de un giro positivo, tanto al medio ambiente como a la economía.

## VII. Bibliografía

- Baptista L. P., Fernández C. C., Hernández S. R.. 2006. Metodología de la Investigación. 4ta. Edición. McGraw-Hill Interamericana. México.
- Carruso F. Guy 2007. Abastecimiento Mundial de Energía y el Mercado de Estados Unidos. Disponible: <http://usinfo.state.gov/journals/ites/0504/ijes/caruso.htm#top>. Consultado Marzo. 15, 2007.
- Consejo Mundial de la Energía (CME) Acuerdo 2006.  
Disponible: [http://www.cacme.org.ar/wec/World\\_Energy\\_in\\_2006.pdf](http://www.cacme.org.ar/wec/World_Energy_in_2006.pdf).  
Consultado 04/17/2007
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). Generación de Electricidad.  
Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/>.  
Consultado Marzo.22, 2007.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). Generación de Electricidad Laguna verde.  
Disponible: [http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionel\\_electricidad/nucleoelectlagverde](http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionel_electricidad/nucleoelectlagverde). Consultado Marzo.22, 2007.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). Generación de Electricidad Laguna verde.  
Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/nucleoelectlagverde>. Consultado Marzo.22, 2007.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). Generación de Electricidad termoeléctrica  
Disponible:<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/termoelectrica/>. Consultado Marzo.22, 2007.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). Generación de Electricidad Hidroeléctrica  
Disponible:<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/hidroelectrica/>. Consultado Marzo.22, 2007.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). Generación de Electricidad Eoeléctrica  
Disponible:<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/eoelctrica/>. Consultado Marzo.22, 2007.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). Generación de Electricidad Eoelectrica La Venta.  
Disponible: [http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacion\\_electricidad/visitas\\_virtuales/laventaeeoelectrica/](http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacion_electricidad/visitas_virtuales/laventaeeoelectrica/). Consultado Marzo.22, 2007.

Dirección General de Planeación Energética. 2007. Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015. Disponible: [http://portal.energia.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/pub/prospsectelec2006.pdf](http://portal.energia.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/prospsectelec2006.pdf). Consultado. Marzo. 06, 2007.

Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, SD : Convenciones y Acuerdos Ambientales. Disponible: <http://www.fao.org/sd/SPdirect/EPre0036.htm>. Consultado Abril. 17, 2007

Padilla y S. R. J. 2005. Vulnerabilidad Energética de México. Disponible: [http://www.ai.org.mx/IIcongreso\\_ai/memorias/4vulnerabilidad.PDF](http://www.ai.org.mx/IIcongreso_ai/memorias/4vulnerabilidad.PDF). Consultado. Marzo. 21, 2007.

Varios, Disponible: World Energy Atlas 2007. Petroleum Economist 2006. Consultado. Marzo.05, 2007