

**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ACATLÁN**

**PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO
¿UN ENERGÉTICO ALTERNATIVO?**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

LICENCIADO EN ECONOMÍA

PRESENTA

EDUARDO CASTRO OSORIO

ASESOR: LIC. AUGUSTO C. OLGUIN ROMERO

ENERO 2006



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
1. GAS NATURAL	5
1.1 ORIGEN Y COMPOSICIÓN BÁSICA	5
1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS.	8
1.3 PRODUCCIÓN.	11
1.4 RESERVAS PROBADAS	22
2. ENERGÍA	23
2.1 REFORMAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MEXICANO.	24
2.2 SOBERANÍA.....	29
2.3 INSTRUMENTO DE JUSTICIA SOCIAL	30
2.4 ¿QUE PAPEL JUEGA EL GAS NATURAL?	31
2.5 SISTEMA DE SUMINISTRO.....	34
2.6 ¿COMO HA FUNCIONADO EL MERCADO DEL GAS NATURAL?.....	35
2.7 ¿CÓMO FUNCIONARÁ EL MERCADO DE GAS NATURAL?	37
2.8 NUEVAS CONDICIONES EN EL MERCADO DE GAS NATURAL	39
2.9. PROSPECTIVA.....	42
2.10 FOCOS ROJOS EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.....	43
3. EL GAS NATURAL EN MÉXICO Y SU FINANCIAMIENTO	44
3.1 ASPECTOS LEGALES ACTUALES.....	45
3.2 LA IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO	47
3.3 FINANCIAMIENTO	49
3.4 LA VISIÓN DE LA CEPAL.....	51
3.4.1 MODALIDADES ACTUALES	52
3.4.1 LOS ESQUEMAS FINANCIEROS	53
3.5 OTRAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO.....	59
4. CONCLUSIONES.	61
ANEXO ESTADÍSTICO.....	67
BIBLIOGRAFÍA.	71

INTRODUCCIÓN

Como es sabido, la economía mundial se encuentra petrolizada, caso del que no escapa México. La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo, la inestabilidad que caracteriza el mercado internacional y los precios de este producto, han llevado a que se investiguen energéticos alternativos sin que hasta el momento, se haya logrado una opción que realmente lo sustituya, (aunque se han dado importantes pasos en ese sentido); tal es el caso del gas natural, energético vinculado muy de cerca con el petróleo.

La presente investigación pretende analizar y dar a conocer desde una perspectiva histórica, cómo a través del tiempo, se ha incorporado a la economía este último energético. Se parte de una investigación documental, y también se analizan los recientes cambios entorno al gas natural y su repercusión en la economía.

El aumento en el consumo del petróleo y la dependencia mundial de este energético, indica que éste es la base energética de México y sobre todo, el principal ingreso al Producto Nacional Bruto. La creciente dependencia del petróleo, (producto que tiende a desaparecer), obliga a buscar nuevas fuentes de generación de energía, y hay quien asegura que se puede encontrar en el gas natural esa alternativa, ya que dentro de sus ventajas, se pueden destacar las siguientes: un menor precio real en comparación con el petróleo y con otros energéticos, menos costos de transporte y de comercialización; la utilización cada vez mayor de medios de transporte vinculados tecnológicamente al uso del gas natural, las amplias ventajas que éste tiene, en lo que se refiere a transporte, manipulación y combustión, hace pensar que el gas natural es una opción alterna y viable de energía, para el país.

La investigación se inicia con una revisión histórica del origen, la composición básica y la clasificación del gas natural, así como el desarrollo de la industria de este y su entorno económico, de tal manera que se incluye información sobre la producción y las reservas de éste energético.

En el segundo capítulo, se contempla el sistema energético. La soberanía del país, se expresa en materia de energía, y cómo la industria energética nacional, constituye un importante patrimonio nacional, se pretende explicar el papel que juega el gas natural en la economía: como ha funcionado y como funcionará el mercado mexicano, bajo las nuevas condiciones en el mercado del gas natural.

En el tercer capítulo, se describen leyes mexicanas relacionadas con la evolución de la explotación de los recursos naturales no renovables, y su trascendencia en las condiciones actuales y futuras para la exploración, producción, transportación y comercialización de hidrocarburos, específicamente del gas natural.

En México las principales actividades vinculadas a los hidrocarburos, las realiza el Estado a través de la empresa pública Petróleos Mexicanos, la cual opera con una estructura integrada por un corporativo y sus organismos: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Refinación, y PEMEX Petroquímica, así como sus respectivas empresas Filiales.

Dentro de la cadena del petróleo PEMEX Gas, ocupa una posición estratégica, al tener la responsabilidad del procesamiento del gas natural y sus líquidos, así como del transporte, comercialización y almacenamiento de sus productos.

CAPÍTULO 1.

GAS NATURAL.

1.1 ORIGEN Y COMPOSICIÓN BÁSICA

La formación del gas natural, se originó por la descomposición bacteriana durante millones de años, de residuos de materia animal y vegetal, depositados junto a sedimentos marinos. La conversión de estos residuos en gas y petróleo se debió a ciertas condiciones de presión y temperatura. Una vez que el gas y el petróleo se formaron, se presume que éstos emigraron a estratos superiores a través de capas porosas, bajo la influencia de fuerzas naturales. Este tipo de gas es una mezcla combustible de compuestos de hidrocarburos sencillos, que generalmente se encuentra en depósitos subterráneos profundos, formados por roca porosa. Dependiendo de de su origen, el gas natural se clasifica en:

- a) **Gas asociado:** Es el que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos que son susceptibles de licuarse, tales como etano, propano, butano y naftas¹.
- b) **Gas no asociado:** Es el que se encuentra en depósitos que contienen únicamente este combustible.

El gas natural, es una mezcla de hidrocarburos, compuesto principalmente por metano (CH₄), y porciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butano, pentano y gasolinas naturales²) que se encuentran en yacimientos en solución, o en fase gaseosa con el petróleo crudo (gas asociado), o bien, en yacimientos que no contienen aceite (gas no asociado). Es uno de los combustibles más limpios, que produce principalmente bióxido de carbono, vapor de agua y pequeñas cantidades de óxidos de nitrógeno cuando se quema. El gas natural es una mezcla gaseosa en condiciones normales de presión y temperatura. No tiene olor ni color, y por lo general se encuentra en forma natural mezclado con otros hidrocarburos fósiles.

Al momento de su extracción, el gas natural contiene impurezas como agua, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y nitrógeno que tienen que ser removidas antes de su transporte y comercialización. Se clasifica entre los llamados gases combustibles. Su explotación y

¹ Las naftas son una mezcla de hidrocarburos que se encuentran refinados, parcialmente obtenidos en la parte superior de la torre de destilación atmosférica. Diferentes tipos de empresas y refinerías producen generalmente dos tipos de naftas: liviana y pesada, en las cuales ambas se diferencian por el rango de destilación el cual después es utilizado para la producción de diferentes tipos de gasolinas. Las naftas o gasolinas son altamente inflamables por lo cual su manejo y su almacenamiento requieren de un proceso extremadamente cuidadoso y especial. Las naftas también son utilizadas en los espacios agrícolas como solventes, también tiene uso en la industria de pinturas y en la producción de solventes específicos.

² Combustible líquido liviano, con un rango de ebullición entre 30 y 200 grados centígrados, que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Dentro de este rango se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas.

transformación afecta a la economía de los recursos naturales energéticos en el sentido de que se puede en un momento dado, estarse haciendo un uso indebido de estos elementos, lo cual sucede a menudo. La siguiente figura ilustra la composición química del gas natural.

Figura N° 1
Composición del Gas Natural



Fuente: http://www.gas.pemex.com/seccion_frame.asp?seccion_id=157

En términos muy generales, se le denomina gas, a una sustancia cuyo volumen aumenta continuamente y sin límite, cuando la presión a que se haya sometido, se reduce también continuamente.

La industria del gas natural (y también es el caso de otros combustibles), ha dejado de ser únicamente fuente de calor y energía y se ha convertido en importante abastecedora de materias primas para la industria en general.

La composición del gas natural varía de una a otra región y aún dentro de un mismo campo petrolero, sin embargo, está formado (como lo indica la figura N° 1), fundamentalmente por: metano, etano, propano, butano e isobutano y sólo una pequeña proporción por pentano y otros hidrocarburos más pesados. Además contiene elementos "inertes" o incombustibles, tales como bióxido de carbono, el hidrógeno y el helio, este último elemento es un raro constituyente del gas natural, y solamente en muy pocos campos su contenido es lo bastante alto para que se justifique su extracción. Como su densidad es siete veces menor que la del aire, y químicamente inerte (no inflamable), el helio se usa en aeronaves más ligeras que el aire: zeppelines, globos, etc. Tiene

aplicaciones muy importantes en el tratamiento de trastornos respiratorios y ha revolucionado el buceo a grandes profundidades. Las llantas de los aviones reducen su peso si se les infla con este gas.

Alrededor del 85% del gas natural típico, es metano ("gas de los pantanos") CH₄. El resto es, en su mayor parte etano C₂H₆. Por ser muy bajo su punto de ebullición, los gases metano y etano, son difícilmente licuables, y por esa razón forman parte principal del gas que se denomina "seco". Otros tipos de gas natural entran en la categoría de "húmedos" por que de ellos se extraen porciones pequeñas de gasolina, además de propano y de butano. Todo el gas de petróleo es gas húmedo, en tanto que el gas extraído de los pozos de gas puede ser húmedo o seco. El siguiente cuadro explica la clasificación del gas natural en porcentajes de composición.

Cuadro N° 1

Clasificación del Gas Natural		
Clasificación	Composición	Porcentaje
Gas natural típico("gas seco") muy difícil de licuarlo; se obtiene de los pozos de gas	Metano Etano	85% 15%
Procedentes de pozos petroleros ("gas húmedos")	Propano Butano Fracciones ligeras de gasolina	
Procedentes de pozos de condensados y destilado (son muy volátiles a las temperaturas y presiones naturales.(gas amargo)	Contiene compuestos de azufre y monóxido de carbono	- 44 oF + 1 oF

Fuente: "Recursos e Industria del Mundo" de Erich W. Zimmermen. Fondo de Cultura Económica 1957

Al gas natural, que contiene compuestos de azufre y monóxido de carbono (CO), se le denomina "gas amargo" en contraposición al "gas dulce" que no posee tales compuestos. Cuando el gas natural contiene cantidades apreciables de hidrocarburos fácilmente condensables (tales como etano, propano y butano) se le llama húmedo, mientras que si estos están en cantidades pequeñas se les llama seco. Todos los gases naturales son químicamente similares; tanto el gas de petróleo³, como el gas natural típico pueden rendir los mismos productos.

El gas que se encuentra asociado con el petróleo, recibe también el nombre de "gas de empaque" porque ocupa la parte superior en el yacimiento de petróleo impidiendo la salida de éste hacia la superficie, pero actuando como fuerza impulsora a su debido tiempo. El gas que se obtiene de los yacimientos de petróleo, contiene normalmente cantidades apreciables de gases ácidos tales como: ácido sulfhídrico y bióxido de carbono (H₂S y CO₂), así como componentes de alto valor comercial tales como el metano, el etano, y el propano entre otros. Con tal de evitar la corrosión que estos gases ácidos ocasionan, es necesaria su eliminación para poder así procesar y comercializar tanto el gas, como los productos licuables del mismo.

Históricamente, este tipo de gas fue el primero que se aprovechó comercialmente, en forma circunstancial, por ser un producto en la industria del aceite mineral. En un estado incipiente de la exploración petrolera, se desperdiciaron grandes cantidades de gas de petróleo, al quemarlo en la atmósfera, por la falta de un mercado amplio y diversificado. Surge como resultado de la explotación del crudo, aunque en sus orígenes, el gas natural fue un subproducto no deseado de la explotación petrolera, y a medida que en los yacimientos se encontraba asociado al crudo extraído, a veces generaba peligrosas condiciones para las actividades de perforación y de producción⁴. A medida que se avanzó en el desarrollo de la industria petrolera, el desperdicio fue menor, mediante la reinyección a los mismos pozos de petróleo, para facilitar la extracción del aceite o en su defecto para almacenarlo.

1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS.

En América, el gas natural fue descubierto en 1626, cuando exploradores franceses descubrieron salidas naturales de gas, en el lago Erie⁵. El gas natural se usa por primera vez en Fredonia, Nueva York en el año de 1821, y muy pronto se convirtió en Estados Unidos, en un poderoso rival de las fuentes de energía de la época. Aunque la industria del gas natural tuvo sus inicios reales

³ A todos los hidrocarburos naturales, sólidos, líquidos y Gases, con excepción del carbón mineral, se les conoce con el nombre genérico de petróleo. El petróleo crudo no es otra cosa que átomos de hidrógeno y de carbono en proporciones variables.

⁴ Márquez, D., Miguel H. La industria del Gas Natural en México, 1970-1985, México, El Colegio de México, 1986, pp 16,17

⁵ Lago de Norteamérica de origen glacial, en la frontera entre EE.UU. y Canadá

en 1859, cuando el Coronel Edwin Drake cavó el primer pozo donde encontró aceite y gas natural a 69 pies, debajo de la superficie⁶. Posteriormente se construyó una tubería que corría por 5 y media millas del pozo, a la villa de Titusville, Pennsylvania. Esta tubería comprobó que se podía transportar gas natural de manera segura y sencilla para fines prácticos. El inicio de su industrialización, empleo y desenvolvimiento industrial se comprende entre los años 1947 y 1958 del pasado siglo XX.

En México, en términos generales, los hidrocarburos tienen sus antecedentes más remotos desde antes de la "Colonia". Los indígenas conocían el "chapopote" y lo utilizaban como "incienso" en sus ceremonias religiosas, junto con el copal y otras resinas. También lo utilizaban como pegamento, colorante, sustancia medicinal y para la masticación en una especie de "chicle asfáltico". Durante la época colonial se conservaron estos usos y se incluyeron otros como el de impermeabilizante y el de calefacción en hogares y navíos. Las Ordenanzas Reales sobre la minería en la nueva España de 1793, hacían mención específica de los "butúmenes y jugos de la Tierra" cuya explotación quedaba sujeta al mismo régimen jurídico aplicado a las minas.

La nacionalización de la industria petrolera, constituyó para propios y extraños un acto de independencia económica, por que se ha restituido para beneficio de México este inestimable recurso del subsuelo, hecho que ha dado impulso a nuestro crecimiento económico. Es de justicia entonces, considerar la industria del petróleo mexicano, en dos grandes etapas: antes y después de 1938. Además, esta división puede ser de gran ayuda para entender la mayor parte de los problemas económicos y sociales del país.

Por el año de 1908, se hicieron los primeros intentos para introducir el gas natural licuado en el mercado nacional; pero es hasta 1940, cuando el consumo de este producto, alcanzó niveles de cierta consideración.

Antes de 1938 no existía en nuestro país la industria del gas natural. Aunque desde los comienzos de la industria petrolera mexicana (pero sobre todo durante el auge de 1918 a 1924) se producían enormes volúmenes de gas, tal producción nunca se aprovechó comercialmente, excepción hecha de pequeñas cantidades que se empleaba como combustible en las instalaciones de la propia industria.

La utilización formal del gas natural comenzó en el año de 1946, en lo que hoy se conoce como el complejo Petroquímico de Poza Rica, en el Estado de Veracruz, al instalarse dos plantas

⁶ Asociación Mexicana del Gas Natural

endulzadoras con capacidad de 125 MMPCD⁷, cada una con sus respectivas plantas de absorción con aceite refrigerado de la misma capacidad.

En un principio el gas natural licuado, se obtenía exclusivamente del gas natural "húmedo" y el proceso era incidental a la producción de gasolina natural. En la actualidad se obtienen cantidades apreciables por este procedimiento. Las refinerías de petróleo, producen grandes cantidades de gases licuados utilizando los hidrocarburos ligeros obtenidos en su proceso de refinación.

Por el año de 1934 nuestro país importaba mayor volumen de gas seco que de gas licuado efectivo. Se importaron en dicho año 189 millones de metros cúbicos de gas seco contra 30 mil kilogramos de gas licuado.

La producción y el uso de gas natural en México, surge básicamente como resultado de la explotación del crudo. En sus orígenes el gas natural, fue subproducto no deseado de la exploración petrolera, ya que en la mayoría de los yacimientos se encontraba asociado al crudo extraído, lo que a veces generaba peligrosas condiciones para las actividades de perforación y de producción⁸.

De hecho tuvieron que pasar varias décadas para que la industria petrolera, tomase conciencia de que la existencia del gas natural y la presión que este ejerce en los yacimientos, posibilita la recuperación del petróleo, lo que más tarde permitiría acelerar el desarrollo de la industria petrolera.

La situación cambió radicalmente cuando la técnica de recuperación secundaria y la construcción de ductos, permitieron utilizarlo y transportarlo a grandes distancias.

El descubrimiento en 1945 del yacimiento Misión, en el norte del país, da inicio de cierta manera a la historia del gas natural en México.

⁷ Miles de millones de pies cúbicos diarios

⁸ Márquez, D., Miguel H. La industria del Gas Natural en México, 1970 – 1985, México, El colegio de México, 1986, pp.16

1.3 PRODUCCIÓN.

¿Cómo se procesa?

El gas natural se enviaba a los complejos de procesadores de gas para producir gas natural de calidad así como líquidos de gas. Actualmente existen diez complejos procesadores de gas, tres ubicados en la región norte de México, uno en la parte central y cinco en la región sureste. El siguiente mapa, señala esa distribución:

Figura N° 2

Ubicación geográfica de los complejos procesadores de gas.



Fuente: www.gas.pemex.com, 2004

El cuadro que se presenta a continuación, muestra la clasificación y los procesos que se realizan en cada complejo procesador:

Cuadro N° 2

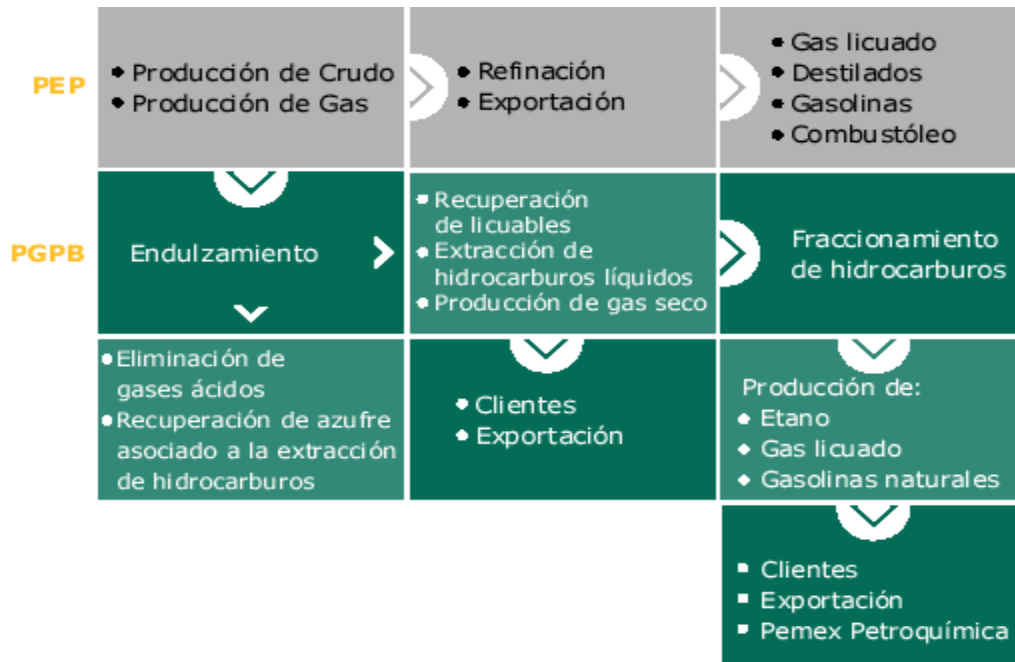
Clasificación y producción de los complejos procesadores de gas.

		PROCESO				
		ENDULZAMIENTO DE GAS	ENDULZAMIENTO DE LIQUIDOS	CRIOGÉNICO / ABSORCIÓN	FRACIONA MIENTO	RECUPERACIÓN DE AZUFRE
COMPLEJO	CACTUS	10	2	4	1	5
	NUEVO PEMEX	2	4	3	2	2
	CIUDAD PEMEX	4	-	2	-	2
	COATZACOALCOS	-	-	2	2	-
	POZA RICA	1	-	1	-	1
	REYNOSA	-	-	1	-	-
	BURGOS	-	-	1	-	-
	LA VENTA	-	-	2	-	-
	MATAPIONCHE	2	-	1	-	2
	ARENQUE	1	-	1	-	1
TOTAL		20	6	18	5	13

Fuente: http://www.gas.pemex.com/seccion_frame.asp?seccion_id=157

El siguiente cuadro ilustra las etapas productivas de PEMEX Exploración y Producción (PEP) y PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Cuadro N° 3



Fuente: www.gas.pemex.com, 2004

Cuadro N° 4

Etapas en la Cadena Productiva de PGPB⁹ que se lleva a cabo en cada complejo.	
ETAPA	PROCESO PRODUCTIVO
1	PEMEX ¹⁰ Exploración y Producción (PEP) provee del gas amargo húmedo y líquidos asociados con el gas a PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
2	El gas amargo pasa a través de las plantas endulzadoras de gas, las cuales lo separan en gas ácido y gas dulce
3	El gas ácido se envía a las plantas de azufre, y el gas dulce a las plantas criogénicas donde se separan los líquidos y se obtiene una corriente de gas seco
3	Los líquidos continúan hacia las plantas fraccionadoras donde se realiza la separación de los productos
5	Los productos que se obtienen mediante el proceso del gas natural son: <ul style="list-style-type: none"> • Gas natural seco • Etano • Gas licuado • Gasolinas naturales • Azufre

Fuente: www.gas.pemex.com

En el ámbito internacional en el año 2003, PEMEX Gas se situó como la 9a empresa procesadora de gas natural a nivel mundial (ver cuadro 5), con un volumen procesado cercano a los 4,000 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) y como la 2a empresa productora de líquidos, con una producción de 427 miles de barriles diarios (Mbd). Cuenta con una extensa red de gasoductos, a través de la cual se transportaron poco más de 3,600 MMpcd de gas natural, lo que la ubicó en el 10° lugar entre las principales empresas transportistas de este energético, en Norteamérica.

La cadena industrial de PEMEX gas, consiste en tres procesos básicos:

⁹ PEMEX Gas y Petroquímica Básica

¹⁰ PEMEX es en México la única empresa paraestatal que por ley puede aprovechar los hidrocarburos en naturales

- **Endulzamiento:** se eliminan gases ácidos y se recupera azufre, que posteriormente se coloca en el mercado nacional e internacional.
- **Recuperación de licuables vía plantas criogénicas:** se producen gas seco e hidrocarburos líquidos.
- **Fraccionamiento de hidrocarburos:** de la corriente de hidrocarburos líquidos proveniente de las plantas criogénicas se separan el etano, el gas licuado y las gasolinas naturales.

La siguiente ilustración muestra el posicionamiento a nivel mundial de PEMEX Gas como la 9ª empresa procesadora a nivel mundial.

Figura N° 3

Posicionamiento mundial, 2003



Fuente: Oil & Gas journal, 2003 y Estimaciones PGPB enero, 2004

En México, la mayor producción (o recuperación) del gas natural, se encuentra en el sureste del territorio nacional a cargo de las instalaciones de PEMEX Gas, las cuales se dice, han contribuido a estimular y apoyar la actividad económica de la región, al generar fuentes de empleo y contratar bienes y servicios en los ámbitos nacional y local.

La comercialización del gas en México, se inició a mediados del siglo pasado como, una estrategia para sustituir en las casas habitación de las zonas urbanas, el uso de combustibles como el carbón, la leña y el petróleo diáfano.

En México, actualmente el consumo del sector urbano representa el 62% de la demanda total de este energético el 38% restante es requerido por los sectores comercial, industrial, de transporte y agropecuario.

¿CÓMO SE TRANSPORTA?

El gas natural se transporta hasta los usuarios finales, por medio de ductos de acero, de diámetros variables. Las estaciones de compresión, proveen la energía necesaria para hacer llegar el gas natural a través del territorio nacional.

La distribución urbana de gas natural al principio, se desarrolló en el norte del país y parcialmente en las ciudades de México y Querétaro. Las primeras distribuidoras se establecieron en Cd. Juárez y Monterrey en 1903 y 1909, seguidas de Nuevo Laredo en 1922, Cananea en 1931, Piedras Negras en 1935, y más tarde Saltillo en 1960, Querétaro en 1966 y, por último, en la Cd. de México en 1974. En estas dos últimas ciudades, PEMEX operó las redes de distribución a través de filiales, las cuales fueron privatizadas en 1998. En Monterrey la red fue operada por CFE hasta 1998, año en que se privatizó.

Para que un consumidor tenga acceso al gas natural, es necesario que interconecte sus instalaciones al sistema de transporte existente, o a una red de distribución cercana.

El Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) pasa por 18 Estados de la República. Inicia en Chiapas y pasa por Veracruz y Tabasco hasta Tamaulipas, con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; posteriormente se prolonga por los Estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro.

Existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país que pasan por los Estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco.

En Naco, Sonora, se inicia un ducto de 327 kilómetros de longitud, para la importación de gas natural de los Estados Unidos de América, hacia Hermosillo, capital del Estado.

La extensión total del SNG es de 9,031 km y cuenta con 8 estaciones de compresión; 3 en el sur del sistema en el área de Cárdenas y Minatitlán, una en Valtierra, Guanajuato, y 4 en la parte norte en los Estados de Tamaulipas y Nuevo León. En el mapa que aparece en seguida, muestra como se ubican los ductos de gas natural, en el país.

Figura N° 4

Red de Gasoductos en el territorio mexicano.



Fuente: www.gas.pemex.com ,2004

El SNG, cuenta con puntos de inyección de gas natural de origen nacional y puntos de conexión internacional. A través de estos últimos, se pueden realizar operaciones de importación o exportación con los Estados Unidos.

La conveniencia del transporte por medio de ductos, es su economía y seguridad. Para poder transportarlo por medio de cilindros, éstos tendrían que tener especificaciones especiales y diferentes a los que transportan el gas LP, lo que implicaría gastos de infraestructura para poder envasarlos además que se tendría que licuar, lo que alteraría su rango de seguridad. En cuanto a su distribución, ésta sería por medio de camiones, lo que implicaría emisión de contaminantes y mayor deterioro del medio ambiente, las calles y avenidas¹¹. Se estima que el costo de esta operación superaría los 30, 000 millones de pesos, que es demasiado alto para el ingreso que representa este producto, a PEMEX.

En el caso del gas licuado, se requieren temperaturas sumamente bajas y presiones muy altas; lo cual hace que el único medio práctico para su transportación y manejo, sea la utilización de gasoductos. Una vez que el gas puro es procesado, es conducido a un sistema de ductos para su transportación hasta el área donde será vendido. Los productos de PEMEX Gas, se transportan a sus centros de consumo principalmente a través de ductos, barcos, autotanques y carrotaques.

¹¹ Secretaria de energía.

Hasta 1995 todas las distribuidoras operaron bajo un régimen de concesiones. La distribuidora tenía la obligación de ofrecer un servicio público, entendiéndose por ello la obligación de mantener la continuidad en el suministro de gas a los usuarios, salvo causas de fuerza mayor. Por otra parte, el único proveedor de gas eran PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), quienes aplicaban un precio "volumétrico" al consumidor, es decir que el precio, incluía el costo del gas, el de transporte y distribución en un solo concepto. Dicho precio era determinado por el Gobierno a través de un "comité de precios," integrado por representantes de varias Secretarías de Estado. El comité también determinaba un porcentaje sobre el precio de venta que podían conservar las distribuidoras, como "comisión" por sus servicios. A través de los años, esa comisión resultó insuficiente para cubrir los costos de operación y de expansión de las redes urbanas, lo cual causó problemas de financiamiento para las distribuidoras, y a su vez, en varios casos, generó grandes adeudos con PGPB.

Independientemente de la existencia de un distribuidor en las distintas localidades, PGPB ha vendido el gas natural directamente a grandes y pequeños industriales, a lo largo de su sistema de transporte. En la mayoría de los casos los usuarios construyeron los ramales de suministro para conectarse al sistema de transporte, celebrando con PGPB convenios de diseño de ingeniería y construcción del ramal.

También firmaron contratos cediendo a PEMEX, la operación y mantenimiento de dichos ramales o incluso su propiedad. Bajo ese marco legal y comercial la mayoría de las distribuidoras manejaron volúmenes reducidos de gas natural, pocos clientes, bajas tasas de crecimiento, programas de inversión reducidos o inexistentes.

¿QUÉ VENTAJAS TIENE?

El gas natural ha sido el combustible fósil, que frente a otros, ha presentado el crecimiento más rápido en el consumo mundial. Durante los últimos diez años, el consumo de energía primaria en el mundo, se ha transformado de tal manera que, las diversas formas de energía primaria han modificado su participación. Principalmente por razones ambientales, se ha disminuido el uso de combustibles como el carbón y el combustóleo y se ha favorecido gradualmente, el consumo de combustibles más limpios, como el gas natural.

El gas natural ha comenzado a ser un combustible ideal para generar electricidad, básicamente en las plantas de ciclo combinado, ya que este tipo de tecnología es menos costoso y más eficiente. La importancia del gas natural como recurso energético, representa aproximadamente el 47% de

los combustibles utilizados en el país, y como materia prima, constituye el 72% de los requerimientos de la industria petroquímica nacional.

Dentro de las ventajas de seguridad:

El gas natural tiene un rango de inflamabilidad muy limitado. En concentraciones aéreas por debajo del 4 por ciento y, por arriba de aproximadamente el 14 por ciento, no se encenderá. Además, la temperatura de ignición alta y el rango de inflamabilidad limitado, reducen la posibilidad de un incendio o explosión accidental.

Debido a que el gas natural no tiene un olor propio, se le agregan odorantes químicos (mercaptano) para que pueda detectarse en caso de fuga. Algunas tuberías, sobre todo las que no tengan cierta flexibilidad, podrían fracturarse, sin embargo cerrando las válvulas y el suministro de gas, pueden iniciarse las labores de reparación y rescate casi inmediatamente, debido a que al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera.

Considerando las propiedades físico-químicas del gas natural, las ventajas más importantes en cuanto a su uso son las siguientes:

- ❖ Tiene combustión muy limpia: no emite cenizas ni partículas sólidas a la atmósfera. Genera una reducida emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrocarburos reactivos y, virtualmente no genera dióxido de azufre (SO₂); características que le dan una mayor ventaja respecto de otros combustibles fósiles como el carbón y el combustóleo.
- ❖ Contribuye al abatimiento eficaz del efecto invernadero de la atmósfera terrestre;
- ❖ Es seguro al transportarse;
- ❖ Es más ligero que el aire;
- ❖ No es absorbente;
- ❖ Es un combustible relativamente barato;
- ❖ Seguridad en la operación, debido a que en caso de fugas, al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere buena ventilación;
- ❖ Promueve una mayor eficiencia térmica en plantas de ciclo combinado para generación de electricidad;
- ❖ Ecológico, que por ser de origen natural, no contamina;
- ❖ Cómodo, ya que al no descargarlo, está permanentemente disponible;
- ❖ Llega a la industria o al hogar, a través de tuberías subterráneas de acero o de polietileno;
- ❖ Es eficiente, ya que se consume el 100% del producto;
- ❖ Se paga después de haberse consumido, y
- ❖ Se ventila muy bien por que su composición química lo hace más ligero que el aire.

Por todo lo anterior, algunos técnicos sugieren que el gas natural es la solución idónea al cambio climático que padece nuestro planeta y la única energía que puede hacer compatible el progreso económico e industrial con la preservación del medio ambiente.

La combustión del gas natural prácticamente no genera emisiones de bióxido de azufre, el cual causa la lluvia ácida o partículas que son cancerígenas. Asimismo, el gas natural emite cantidades mucho menores de monóxido de carbono, hidrocarburos reactivos, óxidos de nitrógeno y bióxido de carbono, que otros combustibles fósiles.

Una manera en la que el gas natural puede contribuir significativamente al mejoramiento de la calidad del aire es en el transporte. Por ejemplo, los vehículos que funcionan con gas natural pueden reducir las emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburos reactivos hasta en un 90 por ciento, en comparación con los vehículos que utilizan gasolina

Otra manera de mejorar el medio ambiente es usar más gas natural para la generación de electricidad, reemplazando al carbón o petróleo. Nuevas tecnologías de gas natural, como sistemas de ciclo combinado de alta eficiencia, aumentan el rendimiento de la energía y simultáneamente reducen la contaminación.¹²

¿DÓNDE SE UTILIZA?

En un principio, como se ha mencionado anteriormente, gran parte del gas natural era quemado o enviado a la atmósfera, y la mayor parte del gas natural asociado era reinyectado al yacimiento o utilizado para la extracción del petróleo en la llamada operación de bombeo neumático.

PEMEX absorbe casi la mitad del consumo total de gas natural en el país, con un 44 por ciento, mientras que el sector industrial, consume cerca del 17 por ciento y el sector eléctrico, el 31 por ciento. Los principales consumidores en la industria son la siderurgia, la química, la minería y el vidrio. El uso residencial de gas natural representa tan sólo el siete por ciento del total, véase la figura número 5, en la página siguiente.

¹² Secretaría de Energía

Figura N° 5

Consumo de Gas Natural por Sector y Rama enero 2004

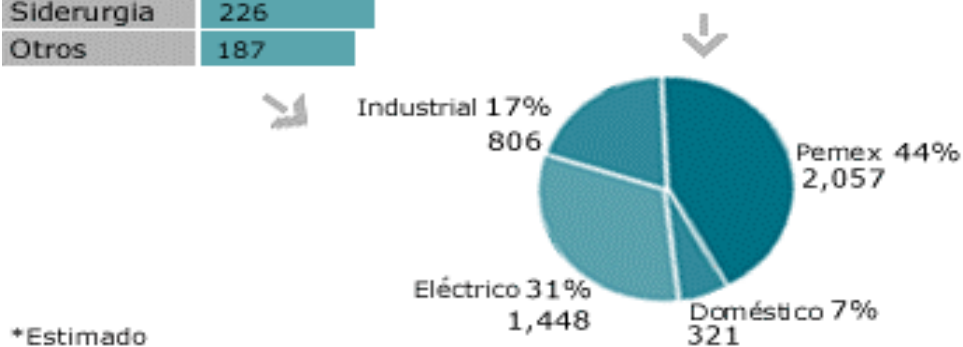
TOTAL 4,632 mmpcd

Sector Industrial por Ramas*

Vidrio	53
Cemento	61
Auto-abastecimiento	69
Alimentos	77
Química	134
Siderurgia	226
Otros	187

Sector Petrolero

Exploración y producción	1,229
Petroquímica	322
Autoconsumo Pemex Gas	250
Refinación	256
Corporativo	0



Fuente: www.gas.pemex.com, 2004

Reacuérdesse que el petróleo y el gas natural se utilizan en la producción de energía eléctrica¹³. El uso del gas natural en la industria química, reviste un interés notable especialmente para la obtención de productos sintéticos. Todos los gases se pueden manipular químicamente y hacerlos que rindan en productos, un valor adicional considerablemente mayor al que se obtiene cuando se les utiliza como combustibles. Sólo que para obtener estos nuevos valores, se requiere de inversiones muy cuantiosas y la aplicación de mucha fuerza de trabajo, por lo que el rendimiento de estos productos químicos, como todos los procesos de esta naturaleza, representan no solo un problema técnico, sino también un problema económico que depende de costos, precio y utilidades.

El gas natural también es utilizado en quemadores para calentamiento directo, motores, turbinas, hornos y calderas o como combustible doméstico; y también para tratar materiales de desecho, en incineración, secado, calentamiento, etc.

Una de las primeras aplicaciones del gas natural ha sido la producción de vapor, sustituyendo y complementando en instalaciones mixtas, la acción de los combustibles sólidos y líquidos, particularmente en aplicaciones en las industrias tales como:

¹³ La electricidad no es una fuente de energía primaria pues es generada mediante el uso de, caídas de agua y reacciones nucleares. Se trata pues de una forma intermedia de energía pero muy útil.

Cerámica: debido al menor contenido de contaminantes y al poder calorífico de los combustibles gaseosos, es posible efectuar el calentamiento directo del producto, lo que permite obtener un grado de combustión elevado y construir hornos más pequeños.

Vidrio: las operaciones térmicas de la industria del vidrio se clasifican en dos grupos de naturaleza esencialmente distinta; uno de ellos es la utilización del gas.

Textil: se utiliza para el acabado de las fibras, este proceso requiere mantener una presión constante del gas natural.

Química: se considera como una de las materias primas básicas para las síntesis químicas industriales más importantes.

Cemento: consume una considerable cantidad de energía térmica, representando el combustible entre un 25 y un 40% del costo total del producto.

¿CÓMO SE MIDE?

El poder calorífico del gas natural depende de su composición química. Entre mayor sea la cantidad que contenga de hidrocarburos más pesados que el metano, mayor será su poder calorífico.

Existen diferentes unidades de energía para medir el gas natural, dependiendo del sistema de unidades que se esté utilizando. En los países que emplean el Sistema de Unidades Inglés, se utiliza la Unidad Térmica Británica ó BTU, que representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

En México se utiliza el sistema métrico decimal, donde la unidad de medida para el calor, es la caloría, que es la cantidad de energía necesaria para elevar un grado Centígrado, la temperatura de un gramo de agua, en condiciones normales de presión; un BTU equivale a 252 calorías. Debido a los órdenes de magnitud que se presentan, se utiliza comúnmente un múltiplo de la caloría: la Gigacaloría (Gcal), equivalente a mil millones de calorías. Otras unidades de energía que se pueden utilizar para expresar cantidades de gas, son las Dekatherms (Dth), que equivalen a un millón de Btu's (MBtu).

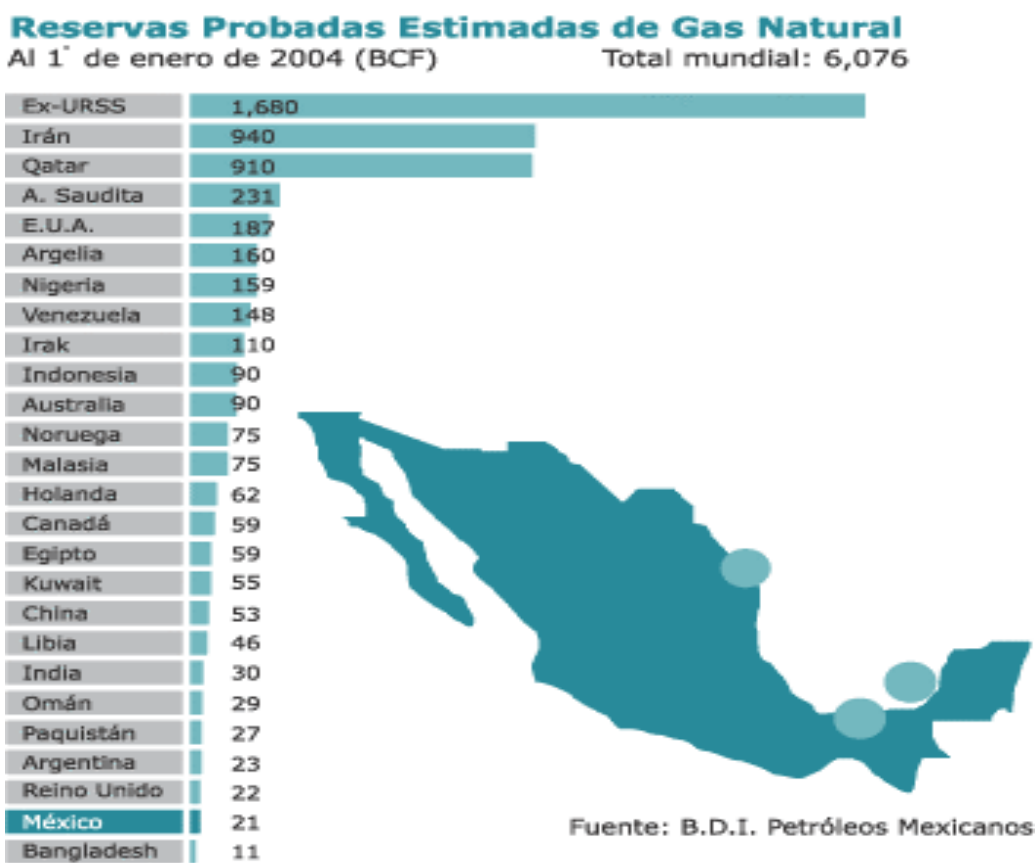
Como dato adicional, el gas natural se compra y se paga por unidad de energía entregada, es importante determinar con la mayor exactitud posible esta cantidad. El flujo de gas natural es una medida dinámica, mientras que el poder calorífico es una medida estática. Para poder determinar la cantidad total de energía entregada y vendida, es necesario combinar las dos medidas anteriores. De esta manera, el usuario de gas tendrá la certeza de que está pagando por la

energía que consume y no por el volumen de gas que atraviesa su medidor. La determinación de la cantidad de energía entregada requiere las lecturas de un medidor volumétrico (generalmente una placa de orificio como elemento primario, conectada a un graficador o un dispositivo electrónico), y de un medidor del poder calorífico del gas (calorímetro), que se combinan en una sola medida: la cantidad de energía efectivamente consumida.

1.4 RESERVAS PROBADAS

México es uno de los países con mayores reservas probadas de gas natural, las cuales se calculan en 22 billones de pies cúbicos (equivalentes a 4,460 millones de barriles de petróleo crudo) que al ritmo de producción actual son suficientes para satisfacer la demanda de gas natural del país durante los próximos 22 años¹⁴. La siguiente ilustración muestra la posición a nivel mundial de reservas probadas.

Figura N° 6



¹⁴ Datos proporcionados por PEMEX

CAPÍTULO 2.

ENERGÍA.

La energía es: la capacidad de los cuerpos o sistemas de cuerpos para efectuar un trabajo¹ con las propiedades de la conservación y la interconvertibilidad.

La **energía primaria**: corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Los recursos energéticos se utilizan como insumos para obtener productos secundarios o se consumen en forma directa, tal es el caso de la leña, el bagazo de caña y una parte del gas no asociado, otras formas son:

- ❖ **Petróleo:** Es una mezcla de hidrocarburos, que se presenta naturalmente en forma gaseosa, líquida, o sólida. En ocasiones contiene impurezas, como azufre y nitrógeno.
- ❖ **Caídas de agua:** energía potencial de un caudal hidráulico. La producción de hidroenergía se calcula convencionalmente dividiendo la generación bruta de electricidad entre la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- ❖ **Gas Natural:** Hidrocarburo gaseoso obtenido como subproducto del gas asociado en plantas de gas y refinerías, después de extraer los licuables. Se forma por metano y pequeñas cantidades de etano. Se utiliza como materia prima en la industria petroquímica y como combustible.
- ❖ **Vapor natural:** energía almacenada, bajo la superficie de la tierra, en forma de calor que emerge a la superficie en forma de vapor.

La **energía secundaria**: son energéticos derivados de las fuentes primarias, y se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son: coque²; gas licuado de petróleo; gasolinas y naftas; querosenos; diesel; combustóleo; productos no energéticos³, gas natural y electricidad.

- ❖ **Electricidad:** Energía secundaria o derivada que puede producirse a partir de la mayoría de los agentes energéticos. Desde luego, el procedimiento más importante consiste en recurrir a un generador o alternador que convierte la energía primaria suministrada por un proceso

¹ Diccionario enciclopédico, océano uno. 1997

² Coque: Carbón poroso, con pocas sustancias volátiles que resulta de la calcinación de la hulla, este último es un carbón fósil procedente de vegetales que han sufrido una transformación a través de las eras geológicas.

³ Productos no energéticos o materia prima: se utilizan como materia prima, aún cuándo poseen un considerable contenido de energía como asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano, propano – propileno, butano – butileno, azufre y materia prima para negro de humo.

térmico o por una turbina hidráulica. Los demás procedimientos como el solar, eólico, etc., juegan aún un papel discreto, aunque con importantes expectativas para el futuro próximo. Para la mayor parte de las aplicaciones, la electricidad debe producirse a la vez que se consume. Su almacenamiento es posible tan sólo indirectamente y dentro de límites restringidos. Por razones económicas y de calidad del suministro, lo razonable es concebir las redes de transporte y producción a gran escala y explotárlas mediante interconexiones. La electricidad se considera un insumo estratégico porque sin ella, no sólo no habría luz artificial, sino tampoco comunicaciones, ni fuerza para el movimiento de las máquinas que utilizan este energético.

- ❖ Gasolinas: combustible líquido liviano, con un rango de ebullición entre 30° C y 200° C, que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Dentro de este rango se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas.

2.1 REFORMAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MEXICANO.

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone que corresponde a la Nación el dominio directo de los recursos naturales del subsuelo y establece que el Sector Público tiene a su cargo y de manera exclusiva, el desarrollo de las áreas estratégicas; asimismo dispone que el Estado contará con los organismos y empresas que requiera para la gestión eficaz de dichas áreas⁴. De esta forma, el Estado asume la responsabilidad de satisfacer la demanda nacional de energía a través de Petróleos Mexicanos (PEMEX), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC), bajo la rectoría de la Secretaría de Energía (SE).

Con la finalidad de mejorar el sistema de suministro de energía, a fines de la década de mil novecientos ochenta, las autoridades pusieron en marcha un proceso de cambio estructural en el sector, con una nueva participación del sector privado (ver cuadro 5, Pág. 24). Este proceso incluye cuatro líneas estratégicas: en primer lugar, la reestructuración de las empresas públicas (PEMEX, CFE y LFC); en segundo, el aprovechamiento de fuentes y mecanismos de financiamiento extrapresupuestarios, con énfasis en las operaciones en el mercado internacional de capitales y en el uso de esquemas financieros para el desarrollo de proyectos de inversión con ahorro privado. En tercer lugar, la desregulación, liberalización y privatización, parcial o total, de algunos segmentos que componen las cadenas energéticas y, finalmente, la fijación de precios y tarifas con base en "precios frontera".

⁴ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos Artículo 27 párrafo IV y V, Artículo 28 párrafo V

Como resultado, las industrias del gas natural y electricidad, tienen ahora nuevas estructuras y modalidades de coordinación que combinan el monopolio público, con algunos mecanismos de mercado; en contraste, la industria del petróleo mantiene la estructura tradicional (ver cuadro 6, Pág. 25). En un principio se estableció que la inversión privada sería sólo un complemento a la inversión pública, pero con el tiempo ese criterio se ha modificado y ahora el capital privado puede ser mayoritario en algunas áreas, como en la generación de electricidad y petroquímica no básica.

Cuadro 5

ÁMBITOS DE PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES PÚBLICO Y PRIVADO EN EL SECTOR ENERGÉTICO

El Estado se hace cargo, a través de PEMEX, la CFE y LFC, de las actividades siguientes:

- i) Exploración, extracción, producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución, así como las ventas de primera mano y comercio internacional del petróleo, y los productos que se obtengan de la refinación.
- ii) Exploración, explotación, elaboración y venta de primera mano de gas natural, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para conectar su explotación y elaboración.
- iii) Elaboración, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas natural, que sean susceptibles de servir como materias industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, a saber: etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, materia prima para negro de humo⁵ y naftas, así como metano cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.
- iv) Generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía (en general) que tenga como finalidad la prestación de servicio público.
- v) Todas las actividades asociadas a la industria nuclear.

El sector privado participa en las actividades siguientes:

- i) Distribución y comercialización de algunos productos petrolíferos, en particular, gasolina y diesel.⁶

(Continúa en la siguiente página)

⁵ Un producto de carbono obtenido de la carga líquida que contiene carbono, y es utilizado principalmente en la industria hulera por ejemplo llantera.

⁶ El diesel es un hidrocarburo combustible, derivado de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Se consume principalmente en

- ii) Transporte, almacenamiento, distribución, comercialización, importación y exportación de gas natural (1995).
- iii) Transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas licuado de petróleo (1999).
- iv) Elaboración, venta y comercio internacional de productos petroquímicos (1996) y lubricantes (1992).
- v) Todas las actividades de la cadena del carbón (1990).
- vi) Autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, generación de emergencia, así como exportación, transporte y transformación de electricidad asociada a las modalidades anteriores y finalmente, importación para usos propios (1992).

En razón de las restricciones a la integración vertical, PEMEX ya no puede desarrollar las actividades siguientes:

- i) Distribución de gas natural (1995).
- ii) Distribución de gas LP (1999).

FUENTE: "Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano". Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL 2001.

Se dice que el balance global de los cambios ha sido positivo, pero no satisface a las autoridades tutelares y reguladoras, por lo que proponen acelerar el cambio estructural para afrontar los retos inmediatos y futuros del sector.

Cuadro 6

MODALIDADES DE COORDINACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO MEXICANO

1. Industria petrolera

Se utiliza el "control central", modalidad que se caracteriza por la exclusividad del Estado en las decisiones, las cuales se formulan sobre la base de una planificación centralizada de carácter normativo y una definición política de prioridades de ejecución y puesta en marcha por parte de PEMEX. Esta empresa goza del monopolio en los intercambios con el exterior.

(Continúa en la siguiente página)

2. Industria eléctrica

Prevalece la modalidad de “comprador único”, en la cual las empresas privadas constituidas como productores independientes, construyen centrales de generación para vender la electricidad exclusivamente a la CFE de acuerdo con una planificación centralizada, o exportarla. El sector privado puede importar energía eléctrica para usos propios o exportar el fluido si fue generado a partir de permisos de cogeneración, autoabastecimiento o pequeña producción.

3. Industria de gas natural

Se utiliza una modalidad híbrida, que combina la exclusividad del Estado en las actividades aguas arriba, el monopolio público regulado en las ventas de primera mano de gas nacional, y el mercado abierto en las actividades aguas abajo. La importación y exportación de gas natural es libre.

4. Industria del gas licuado del petróleo

Está vigente una modalidad híbrida. PEMEX tiene el monopolio en la producción y las ventas de primera mano de GLP nacional. La importación y exportación son libres. Existen restricciones a la integración vertical entre transporte por medio de ductos y las actividades aguas abajo. La distribución sólo está permitida a personas físicas o morales de nacionalidad mexicana.

5. Industria del carbón

Priva la modalidad de mercado abierto.

FUENTE: “Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano”. Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL 2001

En 1995 se instrumentaron cambios importantes en el marco legal y regulatorio de la industria del gas natural. La reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, redefinió el alcance de la industria petrolera estatal, permitiendo que los particulares construyan, operen y mantengan en propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución.

El 31 de octubre de 1995 se expidió la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE⁷). Misma que amplía el ámbito de acción y las atribuciones que se otorgaron a esta CRE, en su decreto de

⁷ La CRE, es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargada de aplicar e interpretar la regulación.

creación de 1993, las cuales se limitaban a tareas de consulta en la industria eléctrica. El 8 de noviembre de 1995 se expidió el Reglamento de Gas Natural.

La CRE expidió durante 1996 tres Directivas⁸ para las actividades reguladas en materia de gas, de conformidad con lo estipulado en el Reglamento de Gas Natural:

- A. Sobre la Determinación de Precios y Tarifas que tiene por objeto establecer las metodologías que deberán utilizar las empresas para determinar los precios y tarifas en la industria del gas natural.
- B. De Contabilidad, que tiene por objeto establecer los criterios y lineamientos contables que deberán utilizar las empresas reguladas en materia de gas natural.
- C. De Zonas Geográficas, que establecen los elementos y procedimientos que la CRE aplica, para el diseño y delimitación de las zonas geográficas, para fines de distribución de gas natural.

Así mismo, la Secretaría de Energía a través de la CRE ha expedido en materia de gas natural, las siguientes Normas Oficiales Mexicanas (NOMs):

- ❖ La NOM-001-SECRE-1997 sobre la Calidad del gas natural,
- ❖ La NOM-002-SECRE-1997 sobre Instalaciones para el aprovechamiento del gas natural, y
- ❖ La NOM-003-SECRE-1997 sobre Distribución de gas natural.

Las NOMs establecen la regulación técnica de observancia obligatoria para todos los permisionarios. El diseño de los sistemas de distribución y de transporte deberán observar las NOMs, y a falta de ellas, se emplearán normas internacionales usadas en la industria del gas natural. Las Directivas emitidas por la CRE y las NOMs en materia de gas natural, han permitido que los participantes de la industria del gas natural conozcan con precisión las reglas aplicables.

En 1999 entró en vigor un nuevo reglamento⁹, el cual establece que PEMEX conserva derechos exclusivos en la producción y las ventas de primera mano, pero los pierde en comercio exterior, almacenamiento, transporte y distribución. En virtud de las restricciones a la integración vertical¹⁰, ya no puede participar en la distribución y la venta al público. Los servicios de distribución están reservados a personas físicas o morales de nacionalidad mexicana, conforme a

⁸ Disposiciones de carácter general, expedidas por la Comisión Reguladora de Energía, que incorporan criterios, lineamientos y metodologías a las que deben supeditarse los aspectos sujetos a regulación económica, por ejemplo: ventas de primera mano (VPM), precios de VPM, contabilidad, tarifas de transporte y distribución por ducto, etc.

⁹ Ver diario oficial de la federación (1999)

¹⁰ Integración vertical: acaparamiento de todas las fases productivas, desde la extracción de materia prima hasta el producto acabado, y a veces también aun de la comercialización.

la Ley de Inversión Extranjera. Aunque el reglamento establece la libre importación, la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI) mantuvo el requisito de permiso previo, lo que, aunado al esquema de subsidios otorgados con cargo a PEMEX, desalentó la creación de agentes comercializadores o la importación directa por los distribuidores, por lo que su aplicación se postergó hasta que existieran condiciones apropiadas. A partir del 1º de julio de 1999, la importación quedó liberalizada para empresas nacionales y extranjeras, lo cual da inicio al retiro gradual de PEMEX de la actividad de transporte, para que ingresen más firmas al mercado.

En suma, las autoridades buscan que el abasto de gas en todo el país, sea suficiente y ofrezca las mejores condiciones de calidad, seguridad y precio para los consumidores, mediante la incorporación de nuevos participantes en las diferentes actividades, y la creación de un mercado competitivo.

2.2 SOBERANÍA

La soberanía de una nación, es la facultad que ésta tiene a través de un gobierno, para decidir libremente y de acuerdo con los intereses nacionales, el destino y uso de su riqueza. Sin energía, un país no puede producir todos los bienes y servicios que su población demanda, ni aumentar constantemente su producción.

En el mundo contemporáneo, por la interacción económica, financiera y tecnológica entre empresas y países, llamada globalización, la soberanía debe entenderse como capacidad para decidir libremente como participar en esa interacción. Por ello, un país con soberanía energética significa un país con suficiente energía generada en ese contexto de interacción.

En materia de energía se expresa la soberanía de México, junto con otros importantes recursos naturales como la tierra, las aguas, los bosques y los recursos humanos.

La industria energética nacional constituye un importante patrimonio que debe impulsarse para que contribuya mejor al desarrollo nacional. Por tal motivo hay quienes opinan que en este campo es inaceptable ceder soberanía, aunque sea *"un poquito"*. Este patrimonio es de la Nación y de los mexicanos que han hecho posible históricamente la existencia de estas conquistas colectivas. Por tanto, es inaceptable cualquier modalidad de privatización, lo que se requiere es de una Política Energética.

La industria energética de México, constituye una importante infraestructura para el desarrollo económico y social del país, así como una fuente sobresaliente de ingresos para el Estado y es la base fundamental para sustentar un proyecto de Nación soberana e independiente. Conviene

fortalecerla, tanto en los aspectos de la producción como de la investigación y desarrollo, para preservar los recursos actualmente disponibles y prepararse para el futuro, pues es previsible una severa crisis energética mundial antes de 50 años¹¹.

2.3 INSTRUMENTO DE JUSTICIA SOCIAL

La energía es una fuente básica para el bienestar humano; iluminación, refrigeración, calefacción, aire acondicionado, agua caliente, etc., el acceso a las diversas fuentes de energía es fundamental para combatir la pobreza. Además de ser una de las actividades económicas más importantes de México y la fuente principal del ingreso público.

Hay cada vez más una relación mayor entre energía, economía y medio ambiente; componentes clave para garantizar el desarrollo. El suministro, debe garantizarse a través de una política de desarrollo sustentable. La política energética ambiental debe considerar la sustentabilidad social, económica y ambiental, respetando el entorno en el que opera.

El sector energético nacional ha sido y seguirá siendo pilar de nuestro desarrollo presente y futuro. Su expansión constante y modernización en algunas de sus partes han permitido generar una oferta sólida y diversificada de energéticos, que aporta, además, importantes recursos públicos para la satisfacción de apremiantes necesidades sociales y de infraestructura.

Las observaciones antecedentes tienen su base, en los siguientes puntos:

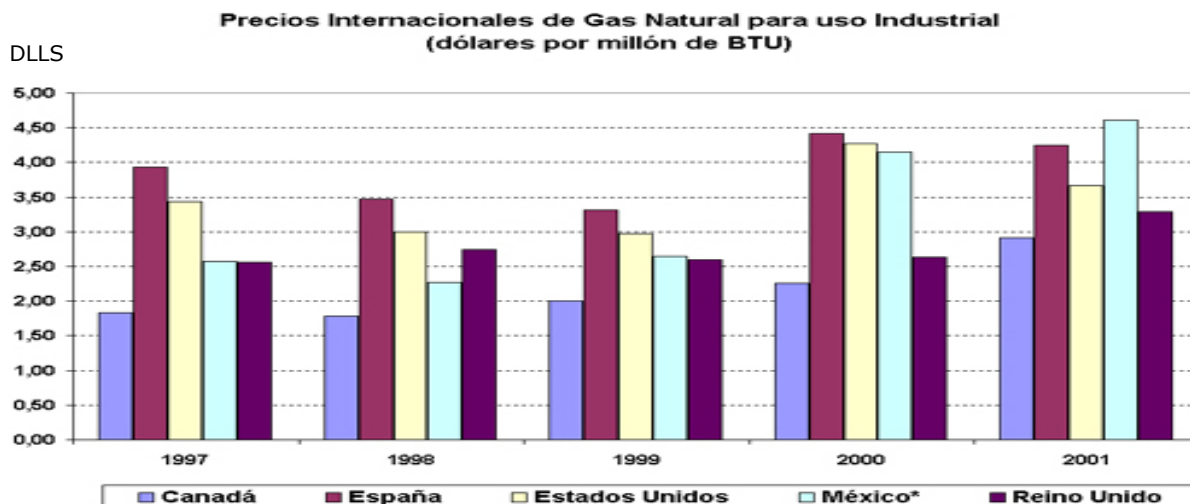
- ❖ El sector energético representa el 3% del PIB.
- ❖ Las exportaciones petroleras representan el 8.4% del total de las exportaciones nacionales.
- ❖ Los impuestos a los hidrocarburos representan el 37% de los ingresos fiscales.
- ❖ Casi el 40% del total de las inversiones públicas, está dedicado a proyectos energéticos.
- ❖ México ocupa el 9o. lugar a nivel mundial, en reservas probadas de petróleo crudo y el 4o. lugar en reservas de Gas natural en el Continente Americano, después de Estados Unidos, Venezuela y Canadá.
- ❖ PEMEX es la 5a. empresa petrolera a nivel mundial y la más rentable en términos de generación de ingresos antes de impuestos.
- ❖ La CFE genera el 98% de la electricidad nacional, además de transmitir y distribuir el 91% de ella.

¹¹ Secretaría de Energía (2000), Prospectiva del sector eléctrico 2000 – 2009, México, diciembre

2.4 ¿QUE PAPEL JUEGA EL GAS NATURAL?

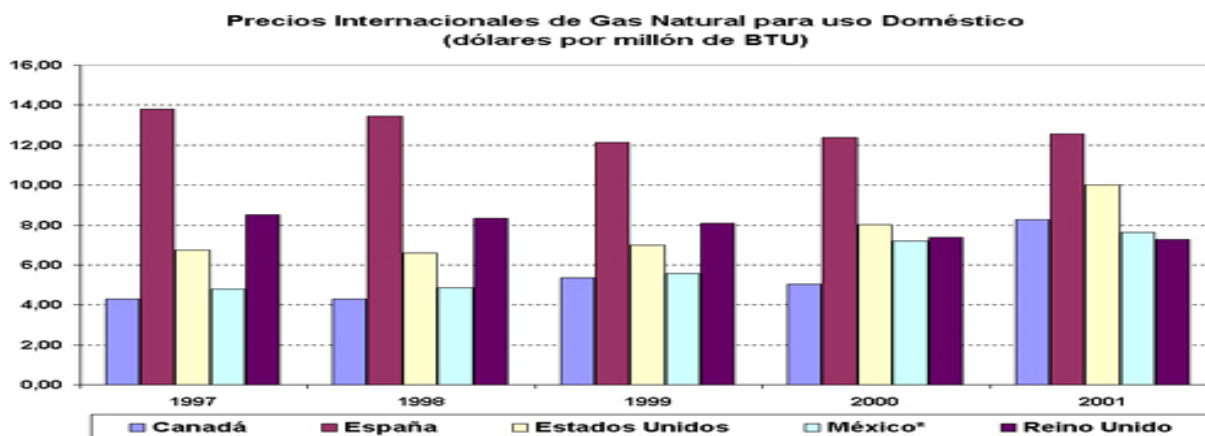
Actualmente, el precio del gas natural es más elevado en México, que en algunos países como se aprecia en las siguientes gráficas:

GRAFICA N° 1



Fuente: International Energy Agency. Energy Prices and Taxes. Fourth Quarter 2001.* Con base en datos de PEMEX y Distribuidores. Los datos previos a 1998 contabilizan la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, a partir de 1998 muestran el promedio nacional.

GRAFICA N° 1-A



Fuente: International Energy Agency. Energy Prices and Taxes. Fourth Quarter 2001.* Con base en datos de PEMEX y Distribuidores. Los datos previos a 1998 contabilizan la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, a partir de 1999 muestran el promedio nacional.

El precio del gas natural mexicano es más elevado debido a varios factores, entre otros, la falta de tecnología de punta para reducir el costo de recuperación de dicho producto, sin embargo, el uso de este energético en el campo domestico es considerablemente barato y lo mas importante, de una considerable seguridad ya mencionada anteriormente. Con la finalidad de ampliar el consumo

de gas natural, la pasada administración presidencial¹², impulsó la explotación industrial de ese hidrocarburo. La reforma aprobada por el Congreso de la Unión, a la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional; en mayo de 1995, en la parte que corresponde al ramo del Petróleo que además de promover la participación del sector privado nacional e internacional en la industria del gas natural de México, propone la desagregación de las actividades involucradas en el suministro a los adquirentes, separó las actividades de la cadena productiva y permitió la participación privada en transporte, almacenamiento y distribución. Paralelamente, quedaron eliminadas las restricciones al comercio exterior y a la comercialización.

PEMEX conserva la exclusividad en la exploración, extracción, producción, procesamiento y ventas de primera mano de gas nacional, así como la operación y la propiedad de la red troncal de gasoductos, pero tuvo que vender sus redes de distribución para acatar las nuevas restricciones a la integración vertical. Asimismo, se le autorizó continuar participando en la importación, exportación y venta a los grandes usuarios. Los sistemas de distribución de gas natural de la CFE en el norte del país, fueron desincorporados y vendidos al sector privado.

Como resultado de la apertura comercial efectuada entre 1996 y junio del 2000, los sectores privados nacional y extranjero, fueron autorizados a desarrollar 66 proyectos de transporte y 21 de distribución, los cuales comprometieron inversiones por 2, 260 millones de dólares. Ello haría llegar el combustible a 2.1 millones de usuarios industriales, comerciales y residenciales, en beneficio de alrededor de 10 millones de personas aproximadamente.

No obstante esos resultados, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), considera que existen rezagos que hacen difícil satisfacer los requerimientos de los consumidores en términos de cantidad, oportunidad, lugar y modalidades de entrega, por lo que el desarrollo de la industria dista de ser competitivo y eficiente. Ubica la causa de esas anomalías en la falta de nuevos actores, no duda en advertir que, de no corregirse, esos rezagos pondrán en entredicho el éxito de la reforma¹³. Con base en esas consideraciones, la CRE llamó a una consulta pública en octubre de 2000, a fin de conocer propuestas para promover una segunda generación de reformas en el marco jurídico e institucional. El documento marco para dicha consulta, establece un diagnóstico, que deja entrever algunas soluciones que por su alcance, van más allá de la regulación y caen de lleno en el ámbito de la política energética.

En producción, el diagnóstico indica que los esfuerzos del gobierno para satisfacer una demanda en rápida expansión (9% anual en el período 2000-2008) mediante el Programa Estratégico de

¹² Lic. Ernesto Zedillo Ponce de León. Presidente de México (1994-2000)

¹³ Véase CRE (2000b), Los nuevos retos de la industria del gas natural, México, octubre de 2000

Gas Natural, son insuficientes, por lo que se deberá recurrir a importaciones crecientes. Por otra parte, las cuantiosas inversiones de dicho programa (12, 500 millones de dólares en 15 años) presentan un reto presupuestario en un entorno de austeridad, en el que se busca privilegiar el gasto social y el combate a la pobreza. Conviene notar que México, cuenta con reservas muy importantes (78.3 terapiés¹⁴ cúbicos [Tpc]). A su vez, la cadena de producción del combustible presenta condiciones estructurales que limitan el crecimiento de la oferta, ya que la mayor parte de la producción es de gas asociado. Así, la producción de gas no se determina en función de su demanda en el mercado, sino por los programas de producción de crudo. En consecuencia, para contar con una oferta suficiente y oportuna se requerirá un mayor esfuerzo de exploración y producción de los yacimientos de gas natural no asociado. Sin embargo, la asignación presupuestaria para desarrollar proyectos de este producto no asociado, ha sido limitada por la enorme diferencia en los niveles de rentabilidad respecto de los proyectos de petróleo crudo, así como por consideraciones del flujo de divisas y financiamiento del gobierno.

En materia de transporte y comercialización, el diagnóstico indica que el marco regulador vigente, no prevé restricciones a la integración vertical de las actividades de primera mano y otras formas de comercialización, por lo que cualquier agente dedicado a alguna de esas actividades —PEMEX concretamente— puede ofrecer el combustible y sus servicios de manera integrada, si es que el cliente así lo desea.

A partir del análisis de la experiencia internacional, se observa que cuando se permite la integración vertical entre transporte y comercialización, los transportistas tienden, por una parte, a otorgar un tratamiento preferente al transporte de su propio gas y a limitar el acceso a todos los demás, y por otra, a mezclar los servicios regulados con los servicios no regulados —lo cual significa la posibilidad de practicar subsidios cruzados¹⁵—, para evadir la regulación. Ese comportamiento de los transportistas limita la competencia en la comercialización, lo que se traduce en un poder dominante de mercado para esos actores¹⁶.

En otras palabras, la CRE deduce que PEMEX ha ejercido prácticas de poder dominante, lo cual ha inhibido la multiplicación de comercializadores y por lo tanto, la competencia en la venta al consumidor final. A lo expuesto por la CRE debe sumarse otro factor negativo: la reciente volatilidad de precios del combustible en los mercados de los Estados Unidos y Canadá.

14 Un terapie cúbico equivale a 1,012 pies cúbicos.

15 Traslado de un beneficio de una entidad A, a una entidad B.

16 Para contrarrestar ese comportamiento, las autoridades podrían introducir regulaciones específicas para restringir la integración vertical entre transportistas y comercializadores.

En materia de expansión de los sistemas de transporte, el diagnóstico subraya que los sistemas existentes comienzan a experimentar “cuellos de botella” por el fuerte aumento de la demanda. Aunque está permitida la participación privada, PEMEX continúa siendo el principal realizador de este tipo de proyectos, la mayoría de los cuales se vinculan con el abastecimiento a las plantas de generación eléctrica y las interconexiones con los sistemas allende el Río Bravo.

Finalmente, en su diagnóstico, la CRE indica dos problemas adicionales: primero, la insuficiencia del marco jurídico para resolver de manera expedita, los problemas asociados a la obtención de las servidumbres de paso y aprovechamiento de los derechos de vía, segundo, la falta de infraestructura de almacenamiento a pesar de que existen sitios favorables para ello.

2.5 SISTEMA DE SUMINISTRO

Con base en las reformas realizadas en el sector energético, su desarrollo en los últimos años se ha venido realizando con recursos públicos y privados¹⁷. Debido a lo reducido y reciente de la apertura, su fisonomía refleja ante todo, los programas, directrices y criterios definidos por el gobierno, especialmente los establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), órgano que por sus atribuciones tiene un peso más importante que cualquier otro, en el desarrollo sectorial¹⁸. En ese sentido, el crecimiento del sector energético ha sido moldeado por tres factores fundamentales:

En primer lugar, las severas limitaciones presupuestarias y de endeudamiento del Gobierno Federal, para alcanzar la estabilidad macroeconómica. Las restricciones se han agudizado tanto en los momentos de mayor apuro económico como durante la crisis financiera de 1994- 1995, y la caída de los precios del petróleo en 1997-1998. A la astringencia financiera interna, se ha sumado la escasez de créditos de las instituciones financieras internacionales para los proyectos realizados por empresas públicas. Si bien ha habido créditos de proveedores y compañías constructoras, éstos no fueron adecuados ni en tiempos ni en monto.

En segundo lugar, la asignación prioritaria de los escasos recursos disponibles para los proyectos de mayor rentabilidad y rápida generación de ingresos, a fin de aliviar presiones sobre las finanzas públicas y la Balanza de Pagos. La maximización del valor económico de corto plazo, ha sido el criterio para seleccionar los proyectos.

¹⁷ Constitucionalmente no se puede realizar, sin embargo, en la práctica esto sucede

¹⁸ Esta Secretaría tiene a su cargo: a) fijar los precios y tarifas de los bienes y servicios ofrecidos por las empresas públicas; b) emitir las directrices generales de operación de las empresas públicas, y supervisar su aplicación; c) establecer las políticas de endeudamiento; d) autorizar las operaciones de crédito; e) instaurar el régimen fiscal; f) vigilar el cumplimiento de las obligaciones en materia de planeación, programación, presupuestación, contabilidad y evaluación, y g) proponer al Congreso el presupuesto de las entidades.

En tercer lugar, la búsqueda del menor costo en el corto plazo para aumentar la flexibilidad del gasto, como factor discriminante para la selección de tecnologías, sitios de construcción, tamaño de los proyectos y otros aspectos.

La aplicación estricta de esos criterios, ha significado desarrollo para algunas actividades; pero estancamiento para otras. Se trata de un desarrollo con velocidades distintas según el área. De tal manera que se han privilegiado las que permiten obtener cuantiosos ingresos económicos, atender urgencias o mitigar agudos problemas ambientales. En cambio, se han relegado los proyectos de menos rentabilidad, intensivos en capital y con largos períodos de maduración, como los desarrollos hidroeléctricos. Como resultado, el sector energético presenta ahora fuertes contrastes y retrasos.

2.6 ¿COMO HA FUNCIONADO EL MERCADO DEL GAS NATURAL?

Hasta junio de 1995 las actividades de la industria petrolera en México, estuvieron reservadas a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, como se muestra a continuación:

Cuadro N° 7

Actividad	Entidad responsable
Exploración y Extracción de petróleo crudo y gas	PEMEX Exploración y Producción
Procesado de crudo (refinación), distribución, almacenamiento y comercialización de productos petrolíferos	PEMEX Refinación
Procesado, distribución, almacenamiento y comercialización de petroquímicos secundarios	PEMEX Petroquímica
Procesamiento, transporte, almacenamiento y comercialización de gas natural y petroquímicos básicos.	PEMEX Gas y Petroquímica Básica

Fuente: pemex.com, año 2004.

Políticas de Precios

La política de precios del gas natural en México, reconoce el precio del producto en su mercado internacional relevante, como un indicador adecuado de su costo de oportunidad¹⁹. Debido a que el mercado relevante del gas mexicano es el sur de Texas, se ha considerado que el precio en aquel mercado es un indicador apropiado del costo de oportunidad, en un entorno de mercado abierto. La referencia de precios en la frontera, que se ha utilizado para el gas de origen nacional es la "canasta" compuesta por el promedio de los índices para el sur de Texas, de los gasoductos de Texas Eastern Transmission (TETCO) y El Paso Gas Transmission (EPGT Texas Pipeline, L.P.), que se dan a conocer mensualmente en publicaciones especializadas de la industria y el mercado del gas.

Contratos de Suministro

Actualmente existen dos tipos de contratos disponibles para los adquirentes:

Primero: **El Contrato de Servicios Diferenciados**, es el que está disponible para el adquirente que consume 480 o más Gigacalorías²⁰ por día, y donde a su elección, determina el o los servicios que mejor se ajustan a su proceso de producción.

Segundo: **El Contrato de Servicio Único**, es el que está disponible al adquirente que consume menos de 480 Gigacalorías por día, y donde el adquirente tiene un servicio único con la máxima flexibilidad para que se ajuste a cualquier tipo de proceso de producción.

Las características principales de ambos contratos son:

- ❖ El cobro de los servicios incluyendo el transporte, considera la entrega de gas hasta la planta del adquirente o punto de interconexión con el permisionario.
- ❖ El costo de los servicios disminuye en la medida en que los consumos sean nominados con anticipación, y aumenta conforme se otorga mayor flexibilidad operativa.
- ❖ El transporte se paga de acuerdo al consumo del adquirente, es decir si no consume no paga cargo alguno de transporte.
- ❖ La facturación se lleva a cabo dos veces por mes.

¹⁹ El costo de oportunidad es el de producir un bien, medido por el valor que se dejó de obtener en otro bien al ocupar los factores productivos para aquél.

²⁰ Gigacaloría, el significado exacto varía según el contexto en que se aplique. En un sentido estricto, un gigacaloría tiene mil millones de calorías.

Diversas modificaciones al marco regulatorio, han afectado al contrato vigente por las siguientes causas:

- ❖ Los permisos otorgados a Distribuidoras, en distintas zonas geográficas introdujeron en el mercado el servicio regulado de distribución. Los permisionarios (distribuidores) tienen como función diseñar, construir y operar las redes de distribución, con el propósito de desarrollar un mayor consumo de gas natural, en sustitución de otros combustibles menos eficientes y competitivos. La función del permisionario es retribuida mediante una tarifa autorizada y regulada por la CRE, que representa un cargo por separado de los costos de gas y transporte facturados por PEMEX.
- ❖ La entrada en vigor el 1º de julio de 1999, de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte (Condiciones de Transporte), hicieron necesaria la aplicación transitoria de tarifas de transporte en su modalidad máxima interrumpible.
- ❖ Como consecuencia de la aplicación transitoria de las tarifas de transporte, se modificó el "netback"²¹ (precio del gas en Cd. PEMEX), lo que reduce el precio del gas para la mayoría de los Adquirentes.
- ❖ El 18 de octubre de 2002 PEMEX Gas y Petroquímica Básica, con el aval de la CRE, actualizaron las tarifas de transporte de gas natural a través del Sistema Nacional de Gasoductos, lo que modifica el valor de la tarifa neta de transporte "netback", que de un valor anterior de US\$-1.49493/Gcal pasa a US\$-1.6969/Gcal (un incremento del 13.51%), durante el periodo de transición.

2.7 ¿CÓMO FUNCIONARÁ EL MERCADO DE GAS NATURAL?

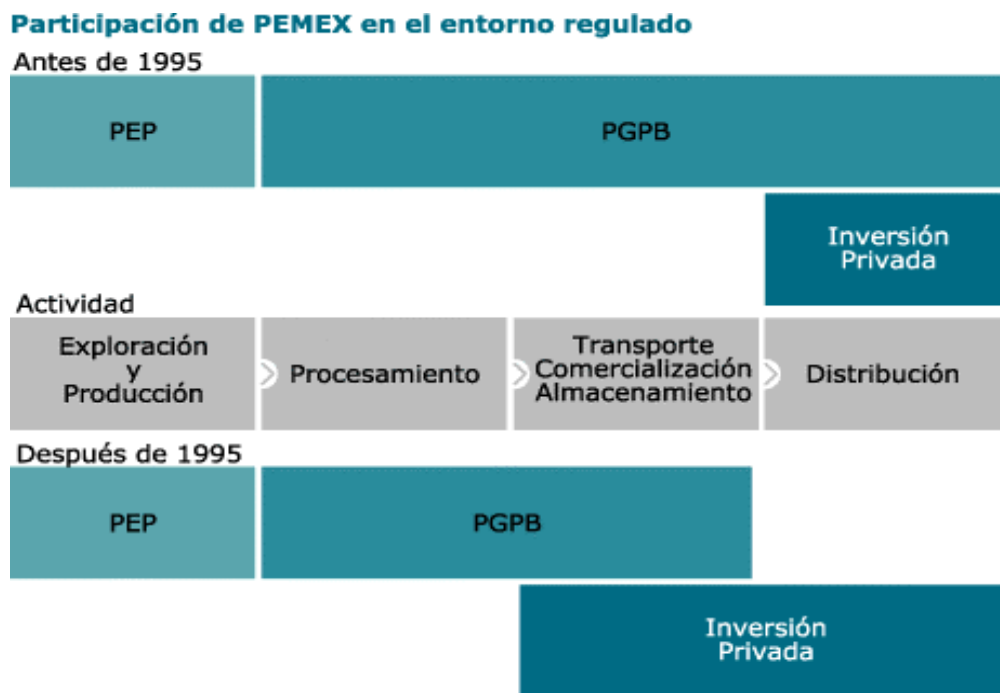
La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional²², que abarcaba las actividades relativas a la exploración, producción y venta de gas natural; la explotación, procesamiento, construcción y operación de ductos de gas natural, incluso el almacenamiento y la comercialización (excepto distribuidoras), habían sido actividades reservadas al Estado, a través de su empresa Petróleos Mexicanos. La normatividad de esas actividades se había sujetado a lo establecido por la Secretaría de Energía y PEMEX, mientras que la entidad encargada de vigilar las actividades relacionadas con la venta de gas natural había sido la Secretaría de Comercio.

²¹ Netback: el valor del gas vendido al cliente puesto en boquilla de quemador, menos el costo del transporte a través del sistema de tuberías y menos el costo de producción.

²² Artículo 27 párrafo IV Corresponde a la Nación el dominio directo...; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, y el espacio...Párrafo VI Tratándose de el petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgaran concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevara acabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.

Con la reforma llevada a cabo en 1995, a la Ley Reglamentaria de los Artículos 27 y 28²³ Constitucionales, en el ramo del petróleo, además de promover la participación del sector privado nacional e internacional en la industria del gas natural en México, propone la desagregación de las actividades involucradas en el suministro, a los adquirentes. De esta manera, la exploración y producción del gas natural sigue reservada al Estado, a través de PEMEX Exploración y Producción (PEP) y el procesamiento a través de PEMEX Gas y petroquímica Básica (PGPB), sin embargo, en las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de este producto, la nueva regulación promueve la entrada de nuevos participantes en la búsqueda de mayor competitividad como se muestra en el siguiente gráfico:

Cuadro N° 8



Fuente: pemex.com.mx

El Reglamento de Gas Natural, se publicó el ocho de noviembre de 1995, para regular las actividades relacionadas con dicho producto. Los criterios del Reglamento están especificados en los documentos ya mencionados en la página 28 del presente trabajo, que a continuación se enlistan y resúmen a fin de aclarar aún más, esa reforma:

Fecha	Documento
1995 - 08-Noviembre	Reglamento de Gas Natural
1996 - 03-Junio	Directiva de Contabilidad

²³ Artículo 28 párrafo V El Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de caracer prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado.

1996 - 27 -Septiembre	Directiva de Zonas Geográficas
2000 - 23-Febrero	Directiva de Ventas de Primera Mano
2002 - 30-Abril	Modificación a la Directiva sobre la determinación de precios en materia de gas natural

Fuente: .gas.pemex.com

- ❖ La Directiva de Precios y Tarifas, regula el precio máximo para las ventas de primera mano y las tarifas que aplican para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución.
- ❖ La Directiva de Contabilidad, establece criterios y lineamientos contables homogéneos para el cálculo de precios y tarifas en la industria del gas natural, por medio de los cuales la CRE verifica que no existan subsidios cruzados entre diferentes líneas de negocios o servicios y evalúa el desempeño de las empresas reguladas.
- ❖ La Directiva sobre la Determinación de Zonas Geográficas para Fines de Distribución de Gas Natural, establece los criterios y lineamientos que serán utilizados por la CRE, en la determinación de las zonas geográficas de distribución así como de las condiciones para hacerlas del conocimiento de los interesados en desarrollar proyectos de distribución de gas natural en el país.

En el apartado de ventas de primera mano (VPM), se detalla la directiva sobre esas ventas de gas natural y se explican los términos y condiciones aprobados. La directiva de VPM establece los criterios y lineamientos bajo los cuales se realizarán tales ventas definidas como la primera enajenación de gas natural de PEMEX-Gas a un tercero para su entrega en territorio nacional. El propósito de la regulación de esas ventas, es asegurar la equidad en el mercado de gas natural.

2.8 NUEVAS CONDICIONES EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

Como la producción del gas natural sigue reservada al Estado, las ventas del producto a la salida de las plantas, se reservan a PEMEX Gas. El 14 de agosto del año 2000, la CRE aprobó mediante la resolución RES/158/2000 el documento de Términos y Condiciones de Ventas de Primera Mano, que establece las bases de la comercialización de las VPM. La aprobación de este instrumento representa el inicio del proceso de apertura del mercado de gas natural, ya que conjuntamente con las Condiciones de Transporte de PEMEX Gas, aprobadas en junio de 1999, se definen nuevas condiciones de participación en el mercado y con esto una nueva forma de contratación de gas natural.

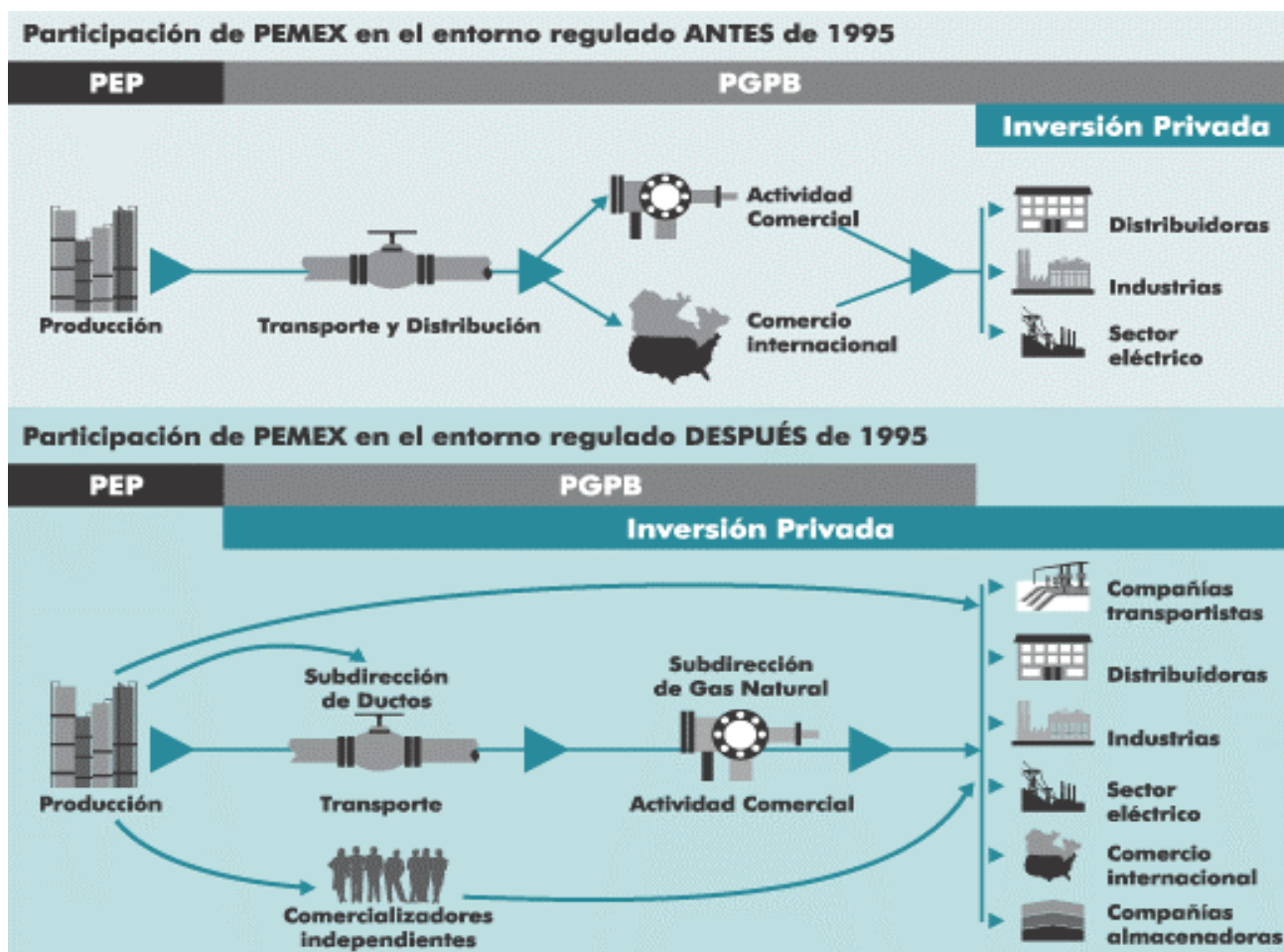
Como resultado de las nuevas condiciones; se presenta lo siguiente:

- 1) En materia de comercialización, los adquirentes podrán elegir entre:

- i) Comprar el gas natural a la salida de las plantas de proceso de PEMEX, contratando por separado el servicio de transporte, o
- ii) Continuar como hasta ahora, contratando la compra del gas entregado en el punto de destino.

PEMEX Gas está preparada para ofrecer esta opción, gracias a que su organización le permite manejar la compraventa de gas y el transporte en ductos, bajo líneas de negocios distintas. Como se muestra en el siguiente diagrama

FIGURA. 7



Fuente: www.gas.pemex.com, año 2004.

Como se puede observar en la ilustración, dentro de la organización de PEMEX Gas existen dos tipos de participantes en el mercado: el transportista y el comercializador. El transporte de gas es responsabilidad de la línea de negocios manejada por la Subdirección de Ductos, mientras que la compraventa del gas, ya sea con entregas en las plantas de proceso o en los puntos de destino del adquirente, se manejan a través de la Subdirección de Gas Natural.

2) En relación con la prestación del servicio de transporte, el cargo por este, se integrará por dos componentes: uno fijo denominado cargo por reservación, que se pagará independientemente de que se consuma el gas o no (como la renta del teléfono), y otro variable o sea, cargo por uso, cuyo monto será proporcional a la cantidad de gas natural que efectivamente se transporte, a través del sistema de gasoductos.

La forma en la que funcionará la administración del sistema de transporte, permitirá a los usuarios contratar la capacidad disponible, la cual se utilizará para satisfacer los requerimientos de entrega de gas en la medida que los adquirentes: (a) reserven directamente la capacidad para realizar contrataciones separadas de gas y transporte o, (b) firmen un contrato de venta de primera mano en forma agregada (para entrega en el punto designado por el adquirente), con la Subdirección de gas natural. En este caso, el adquirente no necesita realizar una reservación directa de capacidad de transporte con la Subdirección de Ductos. Será la Subdirección de Gas Natural, como comercializador, quien gestione lo necesario para satisfacer los pedidos de estos Adquirentes.

De conformidad con la modalidad de entrega que elija el adquirente para la operación de compraventa agregada, disfrutará de la misma seguridad de suministro de PEMEX Gas, como si hubiera efectuado la reservación de capacidad en forma independiente.

Como consecuencia de lo anterior cualquier adquirente, podrá satisfacer sus requerimientos con la Subdirección de Gas Natural, a través de los nuevos esquemas de contratación previstos en los términos y condiciones de VPM²⁴, a elección del adquirente por medio de una contratación desagregada o agregada.

La entrada en vigor de los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano, una vez aprobado el catálogo de precios y contraprestaciones, implicará que los contratos existentes entre PEMEX Gas y sus clientes, deberán ser sustituidos por contratos basados en los nuevos términos. Esta sustitución es necesaria y obligatoria para que las operaciones de compraventa con PEMEX Gas, cumplan con el nuevo marco regulatorio. Dentro de los propios términos autorizados por la CRE, se establecen los plazos y el proceso mediante el cual los adquirentes podrán sustituir sus contratos.

²⁴ Ventas de primera Mano (VPM).

2.9. PROSPECTIVA

Los productos energéticos más dinámicos en los próximos años, tanto del lado de la oferta como de la demanda, serán la electricidad y el gas natural. Ambos se encuentran estrechamente relacionados. La expansión del parque de generación público y privado reposa esencialmente en centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural. La preferencia por esa tecnología se debe a sus bajos costos de inversión, rapidez de construcción, alta eficiencia y baja emisión de contaminantes. El gas también será un férreo competidor del petróleo en otros usos. Las fuentes renovables por el contrario, mientras carezcan de un agresivo programa para el desarrollo que contemple mecanismos para financiar el sobre costo resultante, seguirán ocupando un lugar marginal en el balance energético²⁵.

Tres escenarios permiten tener una idea de la posible evolución del mercado de gas natural en el período 2000-2009²⁶. Las principales características del "escenario base", que se considera el más probable, son las siguientes véase el anexo estadístico, desde el cuadro A1 hasta el A6, como complemento a esta aseveración.

a) El consumo nacional a partir del Año 2000, podría crecer a un ritmo de 10.1% en promedio anual contra 6.3% en los anteriores siete años de 1993 a 1999. El consumo más dinámico será el de los hogares, comercios y servicios (19.8%), seguido por el del sector eléctrico (18%). Dentro de este último, la demanda de los generadores privados crecerá a una tasa de 38.5% anual. A ese ritmo se espera que la generación privada absorba el 30% de la oferta nacional de gas. Por otra parte, la estructura del consumo, sufrirá cambios importantes: la participación del sector eléctrico pasará de 20.7% a 41.2%, en tanto que la del sector industrial descenderá de 36.7% a 25.7%, y la del sector petrolero de 40.7% a 27.8%.

b) Se estima que la producción nacional aumentará a un ritmo anual de sólo 7.1%, debido a las fuertes restricciones presupuestarias y de endeudamiento, a las que supuestamente seguirá sometido PEMEX. Con el Programa Estratégico de gas; PEMEX espera conseguir 800 MMpcd²⁷ adicionales en el año 2003 y, 3, 500 MMpcd para el año 2008. Se estima que el programa contribuirá a la producción nacional con un 24% en 2004, ascendiendo hasta 48% en 2008. A

²⁵ En la actualidad el consumo primario de energía se basa en el petróleo (51%) y el gas natural (30%). Lejos les siguen la energía hidroeléctrica (6%), el carbón y la leña (4% cada uno), la energía nuclear y el bagazo de caña (2% cada uno). El consumo final está dominado por los carburantes (43%); viene luego la electricidad (14%), el gas natural (14%) y el gas licuado (11%); combustóleo, leña, coque y bagazo participan con el resto. El principal sector consumidor es el transporte (41%), seguido de la industria (34%), los hogares, comercios y servicios (22%) y el sector agropecuario (3%). Véase Secretaría de Energía (2000a).

²⁶ La participación del GLP en el consumo de GLP/Gas natural en el sector residencial caerá de 93.9% a 74.6% entre 1999 y 2009. Véase Secretaría de Energía (2000c).

²⁷ Miles de millones de pies cúbicos diarios

pesar de todos los programas puestos en marcha (Cantarell, Burgos, Delta del Grijalva, Programa Estratégico de Gas), la Industria de gas nacional resultará insuficiente para cubrir la demanda.

c) La brecha entre producción y consumo, se cubrirá con importaciones. Estas aumentarán a un ritmo anual de 31.3%, hasta satisfacer el 23.7% del consumo; el 31% sería para abastecer las zonas donde no llega la red troncal de Gasoductos (Sonora y Baja California). Las compras de gas en el extranjero totalizarán 20, 680 millones de dólares en el período 1996-2009

Para lograr la autosuficiencia que evitaría la salida de divisas y presiones adicionales sobre el déficit comercial, sería fundamental encontrar, producir, tratar y transportar en breve lapso grandes cantidades de gas no asociado con bajo costo de producción. Otra opción sería atenuar el ritmo de crecimiento del consumo de este combustible. Ese es uno de los grandes retos de la presente administración presidencial.

2.10 FOCOS ROJOS EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

En solo tres años, PEMEX cuadruplicó la importación del combustible. La producción de gas natural en el país, atraviesa por algunas dificultades, pues las extracciones van en descenso desde hace más de cinco años y, en consecuencia, las importaciones se han incrementado.

Del año 2000 a la fecha, se cuadruplicaron los volúmenes promedio de adquisición diaria del energético, al subir el consumo y no haber una oferta suficiente. Además, en el futuro las extracciones de gas dependerán de los nuevos descubrimientos que se realicen en el país.

En junio de 1998 Petróleos Mexicanos, adquirió de empresas estadounidenses un promedio de 167 millones de pies cúbicos diarios; sin embargo, cinco años después las importaciones sumaron más de 900 millones.

Gran parte del crecimiento en el consumo, se debe a que la industria eléctrica está basando su crecimiento en plantas que operan con Gas, por lo que resulta alarmante el que no haya suficiente producción nacional para abastecer a las centrales de generación, según lo señaló el Presidente de la Asociación Mexicana de Energía Eléctrica. Este hecho provoca incertidumbre, advirtió, pues al no haber en México capacidad para producir el combustible, se tiene que importar.

Pero a pesar de que a PEMEX se le exige que suministre el gas de manera eficiente y sin interrupciones, el gobierno no le da suficientes recursos para invertir en proyectos de exploración y explotación.

CAPÍTULO III.

3. EL GAS NATURAL EN MÉXICO Y SU FINANCIAMIENTO

Para comprender cabalmente la explotación y transformación de los recursos naturales en México es importante remontarse a las tradiciones y cuestiones legales que han impuesto su condicionamiento, y a su vez, le han brindado sustento. La mayoría de los recursos naturales en este país son considerados como Patrimonio Nacional, lo cual tiene sus orígenes prácticamente desde la época colonial que inicia su sustento "legalmente", en las tres Bulas emitidas por el Papa Alejandro VI¹. Con estas bulas se da legitimidad de la propiedad de la tierra y el subsuelo en América y por lo tanto en México, al lograr su independencia.

Estas Bulas son importantes para la historia de la propiedad en México, pues fueron consideradas en la redacción del Artículo 27 de la Constitución Política de 1917. El sustento fue que México era heredero de España en sus derechos de propiedad y que las tierras y el subsuelo, habían pertenecido al patrimonio del Rey.

Una vez que el país logra su independencia política de España, la tradición de la propiedad, incluyendo el concepto de los Derechos Nacionales, se consigna en el Código de Comercio de 1865, que en su artículo primero establece que "nadie puede explotar minas de sal, fuentes o pozos de agua salada, carbón de piedra, betún, petróleo y piedras preciosas, sin haber obtenido antes la concesión expresa y formal de las autoridades competentes y con aprobación del Ministerio de Fomento".

La primera disposición técnica específica de hidrocarburos se dio en la Ley del Petróleo de 1901 y se complementó con el decreto sobre Clasificación y Régimen de Bienes Inmuebles de Propiedad Federal, el 18 de diciembre de 1902, durante la dictadura de Porfirio Díaz. En la Revolución Mexicana las cuestiones referentes a la regulación de hidrocarburos también fueron motivo de preocupación y se expresaron a través de Decretos y Reglamentos tales como: el Decreto del 3 de junio de 1912, el del 11 de julio de 1912, el 19 de marzo de 1915 y el Reglamento del 8 de octubre de 1914, todos tendientes a reforzar de alguna manera la propiedad originaria del Estado. Estos aspectos se consolidaron en el artículo 27 Constitucional de 1917, donde se define que: "corresponde a la Nación el dominio directo de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, gemas y las salinas

¹ Las tres bulas son a) Inter Caetera o Eximiae Devotionis Sinceritas, b) Inter- Caetera Noverunt Universi y, c) Hodie Siquidem, emitidas en 1493.

formadas por las aguas marinas, los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos, los fosfatos susceptibles de ser utilizados, los combustibles, minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.” Además el mismo artículo 27 de la Constitución, establece que “el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible”.

La tradición legal de México en materia del patrimonio nacional se refuerza con la Ley General de Bienes Nacionales, que especifica que el patrimonio nacional se compone de:

- a) Los bienes de dominio público de la Federación y,
- b) Los bienes de dominio privado de la Federación.

La misma Ley remite las especificaciones del patrimonio, a lo contemplado en el artículo 27 Constitucional. Estos elementos fueron considerados en el Decreto de la Expropiación Petrolera del 18 de marzo de 1938.

3.1 ASPECTOS LEGALES ACTUALES

Los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos² se remiten a los hidrocarburos. El artículo 25 indica que “el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas que señala el artículo 27, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los Organismos que en su caso se establezcan”, y el artículo 28 Constitucional, señala como estratégicos al petróleo, los carburos de hidrogeno sólido, líquidos o gaseosos, entre otros.

Del artículo 27, se deriva una Ley Reglamentaria, la que en su articulado principal establece lo siguiente:

1. Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional – incluida la plataforma continental – en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él.
2. Sólo la Nación podrá llevar acabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera en los términos siguientes:

² Se omite el Artículo 26 ya que está dedicado a la planeación democrática del desarrollo nacional

a) La exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y las ventas de primera mano del petróleo, y los productos que se obtengan de su refinación.

b) La exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano de gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensable y necesario para interconectar su explotación y elaboración, y

c) La elaboración, transporte, almacenamiento, distribución y las ventas de primera mano, de aquellos derivados del petróleo y del gas, que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, y que constituyen petroquímicos básicos, tales como: etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano, cuando provengan de carburos de hidrógeno, obtenido de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

Por otra parte la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, le confiere a la Secretaría de Energía entre otras las responsabilidades siguientes:

- ❖ Conducir la política energética del país;
- ❖ Ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos, energía nuclear; así como el aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requieran para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público,
- ❖ Conducir la actividad de las entidades paraestatales cuyo objeto esté relacionado con la explotación y transformación de los hidrocarburos y la generación de energía eléctrica nuclear, con apego a la legislación en materia ecológica.

En lo que respecta de manera particular, al marco regulador del gas natural en México, se integra de la siguiente manera: en un primer nivel, el Artículo 27 Constitucional, seguido de su Ley Reglamentaria en el Ramo del Petróleo, inmediatamente después, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, posteriormente hacia abajo, el Reglamento de Gas Natural y en el último nivel, las Directivas entre las que se pueden citar las siguientes:

- 1) Para determinación de precios y tarifas,
- 2) de contabilidad,
- 3) determinación de zonas geográficas y
- 4) venta de primera mano.

La regulación actual permite la participación de los particulares en las actividades siguientes: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Las actividades reservadas para PEMEX son: exploración, explotación y las ventas de primera mano.

Como se puede apreciar en México, existe toda una tradición legal referida a la propiedad de los recursos naturales, en la que los hidrocarburos son considerados y salvaguardados por la Constitución Política como estratégicos. En esas condiciones, alguna propuesta de modificación o introducción de algún instrumento nuevo de operación financiera, se torna especialmente sensible. De ahí la importancia de analizar el gas natural, desde una perspectiva que incluya a la tradición descrita y los retos operacionales y financieros actuales y futuros, razón por la cual resulta necesario describir la importancia del gas en México.

3.2 LA IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

La oferta de energía primaria en México durante el período 1995 -2000, se integró de la siguiente manera: 64% petróleo y condensados, 18% gas natural, 5% electricidad, 3% de biomasa³, y 2% de carbón. Como se aprecia, el gas natural ocupa el segundo lugar en la oferta de la energía primaria.

De acuerdo a las reservas probadas al 1º de enero de 2001, México ocupa el puesto 21 de la escala mundial. La característica de las reservas es que el 83% de las mismas, son asociadas al petróleo y el 17% es gas no asociado. Es importante citar que estas reservas han registrado un comportamiento con tendencia decreciente en los últimos años. Como ejemplo se puede mencionar el comportamiento que se observa en las reservas de gas seco, las cuales se han caracterizado con cifras como las siguientes:

Cuadro N° 9
Reservas probadas de gas seco por región 1998 - 2001*

(Miles de millones de pies cúbicos)				
Región	1998	1999	2000	2001
Norte	18,034	17,873	16,402	16,311
Sur	9,105	8,231	9,237	8,655
Marina norte	2,815	2,584	3,308	3,063
Marina sureste	1,385	1,376	1,447	1,476
Total	31,339	30,064	30,394	29,505

* Cifras al 01 de enero de cada año

Fuente: Secretaría de energía, programa Sectorial de energía 2001-2006 y Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010

³ Masa total de los componentes biológicos de un ecosistema.

En lo que respecta a la producción de gas se ratifica que, el país se ubica en el noveno puesto de la escala mundial. La extracción de gas natural de 1998 a 2001, por regiones en México se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 10
Extracción de gas natural por región 1998 – 2001
(Millones de pies cúbicos diarios)

Región	1998	1999	2000	2001*
Sur	2,067	1,997	1,857	1,743
Marinas	1,686	1,570	1,557	1,530
Norte	1,038	1,224	1,265	1,238
Total	4,791	4,791	4,679	4,511

* de indicadores petroleros

Fuentes: Memorias de labores de Pemex

La mayor extracción en el período comprendido entre 1998 y 2001, se realizó en las regiones sur y las zonas marinas, debido a su correlación con la estructura de producción de petróleo crudo. En lo que respecta a la región norte, la extracción más dinámica se da en la cuenca de Burgos.

Como se puede apreciar, por un lado las reservas presentan disminuciones y por otro la extracción presenta incrementos. La expansión en la utilización del gas natural en México durante la última década, se debe entre otras causas, a la introducción de desarrollos tecnológicos y específicamente, a la utilización para la generación de energía eléctrica, a partir de centrales de ciclo combinado dado, que supera a las tecnologías convencionales en la producción de energía eléctrica.

En el período de 1993 al 2000, la oferta nacional de gas natural abasteció en promedio el 98% del consumo interno, y el 2% se complementó con importaciones, es importante citar que las importaciones de gas se realizan por dos factores:

El primero corresponde a condiciones de logística, ya que resulta más económico importar gas de los Estados Unidos de Norteamérica, para satisfacer las necesidades del noreste de la República Mexicana, que transportarlo de los centros productores ubicados en el sureste mexicano.

El segundo factor es que la importación de gas se destina a cubrir el déficit que no cubre la oferta nacional. Parte de esos consumos se dan principalmente en la región centro del país, que comprende al Distrito Federal, los Estados de Hidalgo, México, Morelos, Puebla y Tlaxcala⁴.

⁴ Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2001 - 2010

De acuerdo a las proyecciones contempladas en la prospectiva del mercado de gas natural 2001 – 2010, al final del período de la proyección, la oferta nacional de gas será de 7,551 millones de pies cúbicos diarios, y la demanda estará en 9,451 millones pies cúbicos diarios. Se estima que el incremento en la demanda se debe en un 55%, a los proyectos eléctricos, lo que implica que la oferta nacional sólo cubrirá el 80% de las necesidades, el 20% restante se tendrá que complementar con importaciones. Lo cual implica una importación estimada de gas de 1,900 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales el 50% se deberá a aspectos logísticos y el otro 50%, a razones de déficit en la producción. Ello si las condiciones actuales no llegaran a modificarse sustancialmente por el lado de oferta (como por ejemplo la incorporación de nuevas reservas y su correspondiente extracción).

3.3 FINANCIAMIENTO

Para satisfacer las necesidades proyectadas de gas natural en México, se requiere realizar una inversión estimada en 21 mil millones de dólares, en el período comprendido del año 2000 al 2009. Según estimaciones contenidas en el Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006.

El financiamiento de los gastos de inversión por proyectos, en PEMEX Exploración y Producción, en el período 1998 – 2000, fue el siguiente:

Cuadro N° 11

Gasto de inversión	1998	1999	2000
Programable	48%	36%	41%
Piridegas	52%	64%	59%

Fuente: Petróleos Mexicanos, Informe Estadístico 2000

Como se puede apreciar, de acuerdo a los datos disponibles en el año 2000, el 41% de los gastos de inversión, se financió con recursos presupuestales, asignados a través del Presupuesto de Egresos de la Federación, y el 59% se financió por medio de recursos extrapresupuestales, como es el caso del esquema de Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (Pidiregas). Este tipo de financiamiento tiene su origen en la restricción financiera que se dio en México, en el período 1994 – 1995, que implicó modificaciones a las Leyes de Deuda Pública, Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público, y sus Reglamentos; también se emitió la Norma de Información Financiera, número 9 (NIF – 09), la cual especifica el tratamiento contable de las inversiones en proyectos de este tipo.

La concepción original de este esquema de financiamiento de la inversión, es que los proyectos se financiarán con los recursos que generen la venta de los bienes y/o servicios del propio proyecto y que no influyan en el balance federal durante su ejecución. Con esto se abre un espacio importante para la participación privada, al financiar los proyectos de inversión de largo plazo, con el respectivo costo financiero que esto implica. Con respecto al financiamiento proyectado de 21 mil millones de dólares para el período citado, el país tendrá que realizar un esfuerzo enorme para satisfacer las necesidades crecientes de gas natural. Evidentemente que se requiere de más y mejores esquemas de financiamiento en los proyectos de inversión.

Una propuesta planteada, está relacionada con la modificación del régimen fiscal de Petróleos Mexicanos, de manera que se le permita a la Empresa Pública contar con recursos propios para el desarrollo de sus proyectos de inversión, considerando que actualmente PEMEX aporta más del 35% de los ingresos fiscales.

Evidentemente, cualquier opción que se logre plantear deberá considerar algunos de los principios rectores de la política energética, señalados en el Programa Sectorial de Energía 2001 - 2006, que para el caso del gas son básicamente los siguientes:

1. Soberanía energética. México conservará tanto por razones históricas, como por conveniencia económica, la propiedad, explotación, manejo y regulación de los recursos energéticos nacionales y se mantendrá el carácter público de las empresas del Estado.
2. Seguridad de abasto.- Tanto el desarrollo económico, como la competitividad internacional de toda nación moderna, requieren de la seguridad en el abasto. (En el caso del gas con mayor razón, por su vinculación con la generación de energía eléctrica)
3. Compromiso social. La energía es un elemento fundamental no sólo para el crecimiento económico, sino para mejorar las condiciones cotidianas de todos los ciudadanos.

Cualquier propuesta de solución, para que tenga viabilidad política entre los actores del Ejecutivo y el Legislativo y cuente con el apoyo requerido para su instrumentación, deberá considerar entre otros aspectos la tradición legal mexicana y los principios rectores citados. De no considerarse al menos estos aspectos, cualquier propuesta por muy técnicamente elaborada que se presente tendrá menos posibilidades de viabilidad, debido a la naturaleza intrínseca del funcionamiento político, económico y social en México.

Derivado de lo anterior se puede resumir lo siguiente:

1. Dadas las condiciones actuales y las proyecciones efectuadas, la oferta total no es suficiente para satisfacer la demanda esperada en el año 2010.
2. El incremento en la demanda actual y esperada de gas natural, está sustentado, entre otros elementos, en la mayor utilización de tecnología de ciclo combinado para la generación de energía eléctrica, como consecuencia de las mayores ventajas que ofrece esta tecnología, en comparación con las tradicionales.
3. Para satisfacer las crecientes necesidades de gas natural en el país, se requieren importantes recursos financieros, que promuevan el desarrollo de programas y proyectos para incorporar mayores reservas y más volumen de extracción. En ese sentido las autoridades energéticas mexicanas tendrán que realizar un esfuerzo considerable en la utilización de instrumentos financieros, que sean capaces de cubrir los requerimientos, es decir, tendrán que utilizar desde los instrumentos tradicionales como la asignación en el Presupuesto de Egresos de la Federación, el esquema de Pidiregas, la propuesta de los contratos de servicios múltiples, y una vez que estos últimos estén debidamente consensuados entre el Ejecutivo, el Legislativo y la sociedad mexicana en su conjunto, así como también con otros instrumentos que seguramente surgirán de la creatividad financiera de los nacionales. Para que tengan viabilidad, deberá considerarse la tradición legal mexicana, y los principios rectores de la política energética.

3.4 LA VISIÓN DE LA CEPAL

De acuerdo con las estimaciones oficiales de la CEPAL⁵, los requerimientos de inversión en el sector energético en general (incluyendo electricidad), se elevarían a 140, 000 millones de dólares en los próximos 10 años⁶, es decir; 14, 000 millones de dólares cada año (aproximadamente 2.5% del PIB). De ahí que uno de los grandes retos del sector energético mexicano sea precisamente el financiamiento. El desafío es encontrar los capitales necesarios para cumplir el objetivo de expandir la oferta de energía, que permita garantizar un crecimiento económico sostenido. Con la finalidad de deducir alternativas viables frente a ese imponente reto es conveniente presentar los mecanismos que se han venido utilizando en los últimos años, evaluar su efectividad para cumplir su cometido, y establecer objetivamente las posibilidades para seguir haciendo uso de ellos.

⁵ Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano, CEPAL.2001

⁶ De 2001 a 2010

3.4.1 MODALIDADES ACTUALES

La participación de los ingresos obtenidos del petróleo, dentro de la inversión pública, se ha incrementado sensiblemente en los últimos años: si en 1994, ascendía a 34 %, en el año 2000, había llegado al 58 % (véase el cuadro 12 siguiente). Ello se explica tanto por el incremento real de la inversión presupuestaria y la financiada en el sector energético, como por la reducción del gasto de capital en otros sectores productivos a raíz de las privatizaciones.

Cuadro 12

MÉXICO: INVERSIÓN PRESUPUESTARIA Y FINANCIADA DEL SECTOR PÚBLICO EN HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD, 1994 - 2001
(Miles de millones de pesos de 2001)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 a/	2001 b/
Total c/	168	130.3	147.5	174.6	193	190.6	214.8	215.9
Presupuestaria	168	130.3	144.6	162.8	145.7	136.7	149.7	135.4
Financiada	0	0	2.9	11.8	47.3	53.9	65.1	80.5
Pemex y SEN	57.3	54.1	64	77.5	113	104.8	116.7	125.4
Presupuestaria	57.3	54.1	61.1	65.7	65.6	50.9	51.6	44.9
Financiada	0	0	2.9	11.8	47.4	53.9	65.1	80.5
Pemex	33.4	35.7	44.1	53.1	77.2	73.1	80.2	86.7
Presupuestaria	33.4	35.7	44.1	45.6	42.1	29.6	32.7	29.8
Financiada	0	0	0	7.5	35.1	43.5	47.5	56.9
SEN	23.9	18.4	19.9	24.4	35.8	31.7	36.5	38.7
Presupuestaria	23.9	18.4	17	20.1	23.5	21.3	18.9	15.1
Financiada	0	0	2.9	4.3	12.3	10.4	17.6	23.6

Fuente: SHCP, "Exposición de motivos e iniciativa de decreto del presupuesto 2001, México, noviembre de 2000.

Notas: El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está formado por la CFE y LFC.

a/ Provisional

b/ Estimada de acuerdo con el presupuesto 2001.

c/ No incluye el pago por concepto de amortización de proyectos Piridegas.

En los próximos 10 años, las actividades de exploración y producción de petróleo requerirán de 54,000 millones de dólares, la extracción de gas natural 20,000 millones de dólares y la producción de productos derivados del petróleo 19,000 millones de dólares⁷.

El propósito oficial, es que esa carga sea compartida con el sector privado nacional e internacional, de acuerdo con las posibilidades que ofrece el marco jurídico vigente; pero lo más significativo, según las declaraciones de funcionarios del gobierno, es la voluntad de proponer al Congreso una reforma constitucional que cumpla con los espacios de participación del capital

⁷ Estas cifras han causado una gran polémica, pues las cifras expuestas en los documentos oficiales del sector han tenido grandes variaciones de un año a otro. Consultar www.energia.org.mx/inversión.html para cifras

privado en gas natural y electricidad. Paralelamente, dado que las empresas públicas no serán privatizadas, se pretende diseñar y poner en práctica mecanismos innovadores de asociación con otras empresas.

En la década que inicia en el año de 1990, el sector energético estuvo sometido a importantes restricciones presupuestarias, cuyo origen se encuentra en cuatro factores:

- ❖ Escasez de créditos de las instituciones financieras internacionales, para proyectos de infraestructura realizados por las empresas y organismos del sector público;
- ❖ Limitaciones presupuestarias para sanear la finanzas públicas y evitar la inflación, en buena medida derivada de los programas de ajuste convenidos con los organismos financieros internacionales;
- ❖ La crisis financiera de 1994 – 1995 y el rescate bancario de 1998, que agravaron la presión sobre los recursos públicos, y
- ❖ La caída de los precios del petróleo (1990 – 1993 y 1997 – 1998), con la consecuente disminución de divisas para el Gobierno Federal.

Algunos factores han propiciado un relajamiento de la astringencia financiera, como en los casos de la recuperación económica, la negociación del TLC (1990 – 1992) y el aumento de los precios del petróleo, en los periodos 1995 – 1996, 1999 – 2000 y el reciente caso en el año 2004. Frente a las restricciones del gasto público; para PEMEX ha sido crucial obtener fuentes y mecanismos de financiamiento extrapresupuestario. De ello ha dependido, en buena medida, el cumplimiento de sus proyectos de inversión, la reestructuración de sus deudas y la creación de alianzas.

3.4.2 LOS ESQUEMAS FINANCIEROS

El Gobierno Federal ha puesto particular atención en propiciar la participación del capital privado, en algunas actividades enfocadas a la ampliación de la infraestructura energética, pero que no forman parte del área estratégica reservada constitucionalmente al Estado. Así, se han convocado a concurso obras o adquisiciones para que el sector privado las realice y las financie, bajo figuras diversas (véase el cuadro 13 siguiente), ajustadas al esquema normativo Pidiregas⁸(el cual incluye

⁸ El esquema Pidiregas fue diseñado a raíz de la crisis financiera de 1994-1995, con el objeto de hacer compatible la voluntad de llevar a cabo una gran variedad de proyectos de infraestructura productiva por parte del sector privado, a fin de generar espacios presupuestarios destinados a fortalecer el gasto para el desarrollo social. El espíritu que impulsó la introducción de este esquema fue realizar proyectos que pudieran financiarse con los recursos generados por la comercialización de los bienes y servicios de los propios proyectos, de manera que no tuvieran un impacto negativo en el balance del sector público federal durante su ejecución, ni durante el período de pago de los financiamientos. Para su puesta en práctica, el poder ejecutivo promovió una serie de reformas legales y reglamentarias. En 1995 fueron reformadas la Ley General de Deuda Pública y la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal. En 1996 se modificó el reglamento correspondiente. Ese mismo año se emitió la circular NIF-09, que define el tratamiento contable de las inversiones en estos proyectos. Véase Secretaría de Energía (2000d), capítulo 3

a CFE). Mediante ese esquema se han inscrito, a partir de 1997, los proyectos de infraestructura energética de largo plazo realizados por el sector privado. Estos proyectos requieren cuantiosas inversiones, pero son autofinanciables y de probada rentabilidad, es decir, son proyectos con financiamiento de largo plazo, el cual no implica pagos durante el período de construcción, y una vez que entran en operación, generan un flujo suficiente de ingresos por la venta de bienes y servicios que aseguran el cabal cumplimiento de las obligaciones financieras contraídas.

Cuadro 13
ESQUEMAS FINANCIEROS PARA LA AMPLIACIÓN DE INFRAESTRUCTURA
ENERGÉTICA CON PARTICIPACIÓN PRIVADA

Construir-Arrendar-Transferir (CAT)

En este esquema el contratista financia, construye y conserva la propiedad de la planta o instalación, entregándola a la CFE, para su operación mediante un contrato de arrendamiento de largo plazo, y transfiriendo la propiedad al término del período pactado. Esta modalidad ha sido utilizada por la CFE para construir centrales de generación y líneas de transmisión y subestaciones de transformación. Por sus características, esta modalidad requiere un vehículo financiero, generalmente un fideicomiso constituido por el contratista, para contraer el financiamiento requerido, de manera que dicho vehículo es la quien se obliga ante la institución financiera, y retiene la propiedad de las instalaciones. En el curso de 1998, la CFE dejó de aplicar este esquema, que venía utilizando desde el inicio de la década pasada, para reemplazarlo por el de obra pública financiada, con el fin de limitar el financiamiento del contratista a la etapa de construcción, pues se consideraba que el organismo ya podía obtener términos más favorables en la contratación de los financiamientos de largo plazo.

Obra Pública Financiada (OPF)

En este esquema, el papel del contratista se limita al período de construcción, de manera que el organismo tiene que pagar las obras al momento de su terminación y entrega. Dicho pago se realiza mediante un financiamiento de largo plazo contratado directamente por el organismo y canalizado a través de un vehículo financiero para realizar los pagos al contratista. Mediante esta modalidad se está financiando la reconfiguración de las refinerías de PEMEX y algunos proyectos de la CFE.

(Continúa en la siguiente página)

Construcción-Operación-Transferencia (COT)

En este esquema el contratista construye y opera las instalaciones, pero transfiere la propiedad de las mismas al término del contrato. El contratista asume la responsabilidad de la operación de las instalaciones a través de un contrato de prestación de servicios de largo plazo. La transferencia final de los bienes se realiza a título gratuito y no se considera inversión pública. La terminal de carbón de la CFE (que comprende la recepción, descarga, manejo, almacenamiento, mezcla, transporte y entrega del carbón a la central correspondiente) y el sistema flotante de almacenamiento de PEMEX se llevan a cabo en esta modalidad.

Construcción-Operación

Es similar al contrato COT. La diferencia estriba en que al término del contrato no se transfieren las instalaciones al organismo. Bajo esta modalidad, se construyó la planta de producción de nitrógeno de Atasta. En virtud de un contrato de largo plazo, PEMEX compra el nitrógeno que se inyecta en el campo Cantarell para mantener su presión. También se construyó con este esquema el gasoducto que surte a la central de Samalayuca, así como el gasoducto Ciudad Pemex-Valladolid (Mayacan) que alimenta las centrales de la península de Yucatán. La CFE firmó un contrato de largo plazo, con los dueños de las tuberías para el transporte del combustible.

Productor Independiente de Electricidad (PIE)

Bajo este esquema el contratista construye, opera y mantiene la propiedad de las instalaciones. El proyecto es financiable porque se firma un contrato de largo plazo (*Power Purchase Agreement —PPA—*), mediante el cual la CFE se compromete a abonar al contratista pagos fijos por tener a su disposición la capacidad de generación, así como pagos variables por la energía entregada a la red de acuerdo con el despacho de carga. El pago por capacidad es del tipo toma o paga (*take or pay*), es decir, el organismo se compromete a pagar por la capacidad de generación disponible, independientemente de si es o no despachado. La CFE está utilizando este esquema para el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Con este esquema se han realizado 19 proyectos en el período 1996-2000.

Fuente: Secretaría de Energía (2000)

El atractivo principal de este esquema es que permite ampliar el gasto público y a la vez diferir su pago en los ejercicios fiscales subsecuentes. La fuente de pagos es el flujo de recursos generados por el proyecto. Se registran como pasivos directos, los pagos correspondientes a los vencimientos del ejercicio corriente y del siguiente, en tanto que el resto se considera pasivo contingente conforme al desarrollo del proyecto. El pago comienza a partir de la entrega de la obra y se escalona por varios años, hasta la recuperación de la inversión.

Gracias a esos mecanismos, compañías, consorcios y grupos empresariales nacionales y extranjeros, han venido participando en el plan de negocios de PEMEX. Así al firmar el contrato como aval de la empresa pública, el Estado asume el riesgo de la inversión.

La normatividad presupuestaria divide los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo en dos categorías. Por un lado, inversión directa, que incluye aquellos proyectos en los que las entidades públicas asumen una obligación directa y firme de adquirir los activos productivos construidos por el sector privado (esquema CAT).

Por otro lado, está la inversión condicionada, que comprende los proyectos en donde los activos son propiedad privada, pero que también deberían ser adquiridos por entidades públicas (PEMEX o CFE), por si éstas llegaran a incumplir algún contrato, por alguna eventualidad extrema contempladas en dicho contrato. La importancia de la inversión financiada ha ido en continuo aumento. En 2001 representó el 64.2% de la inversión pública en petróleo y electricidad cuando en 1995 era inexistente.

Históricamente los criterios de evaluación de inversión y análisis de riesgo en PEMEX, han privilegiado el petróleo en detrimento del gas natural. El enorme diferencial en los niveles de rentabilidad y flujo de efectivo entre ambas actividades, ha determinado una asignación de los recursos claramente en favor del primero. De ahí que los niveles de reservas, producción y consumo de gas natural hayan dependido de las políticas de extracción de petróleo crudo.

Con el abandono de los criterios de autarquía energética a finales de la década de los años ochenta, se abrió al inicio de los noventa, la posibilidad de importar grandes cantidades de gas por razones logísticas o económicas. Esa posibilidad, aunada a la adopción de una decidida política de sustitución de petróleo (combustóleo y diesel) por gas natural (principalmente en el sector eléctrico), incidió en el consumo. Éste, que había sido muy limitado, comenzó a crecer rápidamente y a desligarse de la producción interna⁹. A su vez, con el Proyecto Burgos iniciado en 1997, el gas no asociado ha venido aumentando su peso específico dentro de la oferta nacional de gas¹⁰ y lo seguirá haciendo gracias al Programa Estratégico de Gas (PEG) puesto en marcha en 1999¹¹.

Ese avance es sin duda importante, pero habría sido más significativo si se hubieran aprovechado

⁹ Entre 1994 y 2000 la producción de crudo creció a un ritmo anual de 2.6%, en tanto que la extracción de gas natural aumentó a razón de 4.3%.

¹⁰ Entre 1994 y 2000 la producción de gas no asociado creció a un ritmo anual de 16.6% y su participación dentro de la oferta de gas pasó de 14.3% a 27.8%.

¹¹ El programa contempla un horizonte de 15 años, con un costo aproximado de 13, 075 millones de dólares (125, 000 millones de pesos de 1999). Está conformado por cuatro proyectos integrales (Crudo Ligerero Marino, Macuspana, Veracruz y Tampico-Misantal-Sur de Burgos), y 16 proyectos específicos de explotación de reservas. Véase PEMEX, Memorias laborales 1996-1999.

las grandes cantidades de gas natural que han sido enviadas a la atmósfera a causa de accidentes como el que sucedió en la planta procesadora de gas en Cactus. También ha influido en ello la falta de infraestructura para el manejo del gas asociado.

Las opiniones que aseguran que para incrementar la inversión y ampliar la oferta de gas natural no asociado, se reducen fundamentalmente a dos:

- 1.- Modificar el régimen fiscal de PEMEX, para que disponga de mayores recursos de inversión, y,
- 2.- Permitir que el sector privado participe en la búsqueda y la extracción del hidrocarburo bajo alguna modalidad contractual, que implique asumir el riesgo geológico (licencias, concesiones, contratos de producción compartida o contratos de asociación).

Los partidarios del usufructo exclusivamente público del ingreso, sostienen que el Estado, en mayor o menor medida, es el único que puede ser el guardián del interés colectivo sobre un recurso no renovable. En consecuencia, es el único que puede captar el ingreso a la salida del yacimiento. Esta solución conduce al Estado a confiar a una entidad pública, la administración del recurso y su ingreso asociado. La distribución del ingreso entre los ciudadanos la decide el Estado, y la pone en marcha a través del ejercicio del gasto público.

Los partidarios del usufructo exclusivamente privado del ingreso, razonan de otra manera. Para ellos, las acciones del Estado y las empresas públicas, no están sometidas al rigor de la competencia y al control del mercado. La creación y, por tanto, "la apropiación del ingreso debe pasar a manos privadas para que sea transferida a la colectividad a través de una oferta abundante, precios bajos, mayor calidad y mejor atención".

México ha optado por la primera solución desde 1938. El problema es que las autoridades no han destinado una porción suficiente del ingreso ya obtenido para asegurar su reproducción y ampliación, es decir, para renovar las reservas probadas y expandir la capacidad de producción.

En contraste, la segunda solución (la apertura de los yacimientos de gas no asociado al sector privado) lleva a una problemática bien diferente. En primer lugar, no se sabe qué tipo de hidrocarburos se obtendrían de un descubrimiento y en qué proporción. En consecuencia, sería necesario establecer criterios para definir ámbitos de competencia de acuerdo con las características del yacimiento. En segundo lugar, habría que llegar a un acuerdo sobre la repartición de costos y beneficios. Aquí surge el problema de fijar un "impuesto óptimo" que, sin desalentar a la compañía privada, sea equitativo, aunque exista controversia en lo que esto último

significa. La solución se complica cuando se toma en cuenta que la determinación del “impuesto óptimo” requiere un Estado realmente informado acerca de las dimensiones de dicho ingreso y sus variaciones temporales. Sin embargo, con respecto al descubrimiento del recurso, la información previa es precaria, y la posterior asimétrica. Ello sin contar con que todo contrato de riesgo se negocia y se firma, conforme a una cierta correlación de fuerzas, por lo que su vigencia depende directamente del tiempo que dure dicha correlación. Cuando la renegociación se complica es inevitable que intervenga el gobierno sede de dicha compañía. Al final, la negociación podría transformarse en un asunto de relaciones diplomáticas. Quien domine en ese plano, tarde o temprano impondrá sus condiciones¹².

En suma, ambas soluciones implican actores y sendas de desarrollo diferentes. La primera (la adecuación del régimen fiscal de PEMEX) tiene tres ventajas tangibles: el Estado sigue acaparando la totalidad del ingreso del gas natural, no se necesita cambiar la Constitución, lo cual facilita la negociación en el Congreso y, finalmente, el problema se resuelve dentro de mismo Estado. Sin embargo, debido a esto último, existe el riesgo de que los factores políticos pudieran transformar su naturaleza, reducir su alcance o retardar su aplicación. Otro inconveniente es que el nuevo flujo de recursos con el que contaría PEMEX, crecería paulatinamente, ya que dependería del aumento de recaudación en otras áreas de la economía.

En cambio, la apertura del subsuelo podría generar un rápido e importante flujo de inversiones por parte de las empresas petroleras internacionales. México se beneficiaría así de los ingresos que estas empresas hayan obtenido en yacimientos localizados en otros países. La entrada de capital tendría además consecuencias favorables sobre los equilibrios macroeconómicos de corto plazo. En contrapartida, las desventajas de esta segunda opción son tres: en primer lugar, el ingreso ya no se queda totalmente en manos del Estado, sino que la parte que le correspondiera dependería de su poder de negociación. En segundo lugar, habría interlocutores muy fuertes y experimentados con respaldo de gobiernos poderosos y finalmente, es necesario cambiar la Constitución y la Ley Reglamentaria respectiva (debido a la presencia de líquidos en la producción de gas, que son hidrocarburos básicos) y, por lo tanto, entablar una negociación en el Congreso que podría ser muy desgastante, como sucede actualmente con la reforma fiscal. Por último, se debe tener en cuenta que el crecimiento de la participación privada en este segmento de actividad con el tiempo presionaría sobre el gobierno para obtener una profundización de la reforma que permitiera percibir mayores ingresos (una porción más abultada del ingreso) y nuevas oportunidades de negocio (petróleo crudo). Los procesos de apertura de las industrias petroleras nacionales a lo largo de la historia así lo revelan¹³.

¹² El conflicto de Telmex con las compañías de larga distancia, en el que acabó interviniendo el Gobierno de los Estados Unidos, es ilustrativo.

¹³ Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano, CEPAL. 2001.

3.5 OTRAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO

El financiamiento de los programas de inversión a cargo de PEMEX es realizado con recursos propios, préstamos de la banca nacional y captación externa.

Las estrategias que han puesto en marcha las empresas públicas del mercado internacional de capitales, se han orientado al incremento de la vida media de la deuda, y a la ampliación de la base de inversionistas a los que se tiene acceso, para reducir el riesgo de refinanciamiento y el costo de la contratación. Como era de esperar, la participación de PEMEX en los mercados de capital es importante.

Para PEMEX la captación externa representó entre 10% y 17 % de su ingreso en el último lustro. Los mecanismos que utiliza son los siguientes:

- a) Líneas de crédito al comercio exterior, para financiar la importación y exportación de productos refinados y petroquímicos, así como la pre-exportación de crudo;
- b) Créditos comprador, captados a través de líneas de crédito otorgadas entre otros bancos, por el Chase Bank of Texas, Société Générale, Canadian Imperial Bank;
- c) Emisión de bonos en los mercados europeo y estadounidense con el apoyo de bancos como el Chase Manhattan Bank, J. P. Morgan, Goldman Sachs, SBC Warburg, Banca Commerciale Italiana, ABN Amro y UBS Securities;
- d) Aceptaciones bancarias (Programa con el Industrial Bank of Japan);
- e) Papel comercial (Programa con el Bank of America), y
- f) Créditos directos.

Para conseguir algunos de los préstamos, la empresa estatal ha utilizado las acciones que posee en Repsol¹⁴ (5% de las acciones emitidas por esta última), ofreci ndolas como garant a¹⁵. La primera transacción financiera de este tipo se realizó en 1994 y ha sido renovada en años posteriores. De un monto inicial de 467 millones de dólares, ha pasado a 675 millones de dólares en razón del incremento del valor de las acciones de Repsol.

La estructura de la captación externa varía año tras año. En 1999 se obtuvieron 4, 226 millones de dólares provenientes de líneas de crédito al comercio exterior (29%), aceptaciones bancarias (22.1%), papel comercial (16.7%), emisión de bonos (16.3%), créditos directos (11.2%), créditos comprador y otros instrumentos.

¹⁴ Repsol en una empresa internacional integrada de petróleo y gas, con actividades en 28 países y líder en España y Argentina. En una de las diez mayores petroleras privadas del mundo y la mayor compa a privada energética en Latinoamérica en términos de activos.

¹⁵ Véase PEMEX, Informe Anual 1998.

Desde 1997 PEMEX ha estado financiando sus proyectos de infraestructura productiva de largo plazo —clasificados como Pidiregas— mediante los mecanismos siguientes:

a) Emisión de bonos. En 1997 PEMEX lanzó su primer bono global (1, 000 millones de dólares), registrado ante la Securities Exchange Commission de los Estados Unidos, el cual fue colocado simultáneamente en América, Europa y Asia. Hasta ahora sigue siendo la emisión más importante efectuada por la entidad.

b) Créditos garantizados por agencias de crédito a la exportación. En 1998 se realizó una operación con el ABN Amro Bank por 227 millones de dólares, consistente de un crédito puente por 100 millones de dólares y otro por 127 millones de dólares con garantías del Eximbank, para financiar hasta 85% del contenido estadounidense de bienes y servicios relacionados con el proyecto Cantarell. En 1999 se obtuvieron otros 167 millones de dólares.

c) Venta de derechos de cobro futuros. Se trata de la venta de algunas cuentas por cobrar provenientes de la venta de petróleo crudo efectuada o por realizarse. Las cuentas por cobrar que vende PEMEX son aquellas que se generan por la venta de petróleo crudo maya a clientes designados en los Estados Unidos, Canadá y Aruba. Los recursos netos obtenidos por la venta de esas cuentas se utilizan para los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo¹⁶.

¹⁶ Véase PEMEX, Memoria de Labores, 1996 - 1999

CAPITULO IV.

CONCLUSIONES.

Primero. La industria del gas natural en México, a pesar de haber surgido principios del siglo XX, aún no ha alcanzado el nivel de madurez requerido. Más aún si se le compara con países como Estados Unidos o Canadá, por mencionar sólo algunos.

Segundo. Puede asegurarse que dejar en manos de empresas privadas la propiedad pública, en este caso lo referente A combustibles y energía, y particularmente el gas natural, compromete el desarrollo económico nacional y vulnera la autonomía de nación soberana, al dejar en manos de estas empresas, los recursos considerados como estratégicos. Si se le modifican sus funciones estratégicas, el Estado dejará de ser el gran promotor del desarrollo económico, pues al no contar la economía nacional, con el suficiente ahorro interno, y los mecanismos de aliento y seguridad para el capital privado nacional y extranjero, el Estado Mexicano, que debió asumir el reto de convertirse en el principal promotor del desarrollo nacional, hasta hoy, no lo ha hecho.

Tercero. El mercado nacional de gas natural, representa un gran potencial económico que requerirá de importantes inversiones en infraestructura, y de un esfuerzo coordinado en distribución y comercialización. La viabilidad de este proyecto se basa en que México, cuenta ya con la capacidad de producción y procesamiento de gas seco, requeridos para hacer frente a la demanda esperada, en el corto plazo.

En el largo plazo, el abastecimiento nacional puede ser cubierto desarrollando las amplias reservas de gas natural que el país posee. Se cuenta también con 10,900 kms de gasoductos de transporte que conectan a 22 ciudades y a numerosos centros industriales en la República, aunque concentrados en el centro y noreste del país, por lo que habrá que extenderlos a otros lugares.

Cuarto. Del lado de la oferta, Petróleos Mexicanos (PEMEX), a través de PEMEX Exploración Producción (PEP), es la entidad a quien el Estado, concedió el uso legal en la exploración y explotación del gas natural. Las filiales, PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), reciben este gas en sus plantas de procesamiento, donde se obtiene el gas seco, el cual también transportan y comercializan. A la oferta de gas nacional se agrega el gas importado por PGPB, para cubrir la demanda en ciudades fronterizas, o para complementar el abastecimiento, en caso de insuficiencias en la producción.

Quinto. Del lado de la demanda, el principal consumidor de gas natural es PEMEX mismo, quien lo utiliza como combustible o como gas de inyección, en la producción de hidrocarburos. En sus plantas petroquímicas, lo usa como combustible y como materia prima.

También es importante desarrollar del lado de la oferta, las redes urbanas de distribución de gas natural para que también se impulse su demanda, la construcción de nuevas troncales de transporte hacia el oeste y el sur del país, la expansión del "mallado" (por llamarlo así) y las ramificaciones de la red nacional de ductos; así como la construcción de depósitos de almacenamiento. Debe también impulsarse la aparición de empresas comercializadoras (con las reservas del caso) que ofrezcan gas nacional y no importado para que se facilite la venta de gas en México.

Sexto. Con la nueva regulación del sector energético, sería recomendable establecer candados jurídicos constitucionales que eviten dejar a la iniciativa privada, el control total del sector energético nacional. Es recomendable que PEMEX en su división de PGPB, cuente con los recursos financieros que le permitan competir eficientemente.

Séptimo. Hoy en día en México, el gas natural se ha convertido en una opción adicional energética, para el corto y mediano plazo, ya que el país obtendrá importantes beneficios económicos, derivados de un incremento en la demanda de este energético, y en la disminución en el consumo de otros derivados del petróleo. Para materializar estos beneficios es necesaria la modernización integral de la industria del gas natural.

Octavo. El desarrollo del sector energético mexicano enfrenta grandes desafíos. Cuatro de ellos son los más importantes:

a) Asegurar el abastecimiento de energéticos. Se parte de un sistema de abastecimiento caracterizado por fuertes contrastes, derivados de los criterios utilizados para asignar los recursos financieros a las diferentes industrias. En materia de suministro petrolero se ha observado una disminución de los esfuerzos exploratorios, pero un aumento en las actividades de producción. Por lo tanto, se sugiere que a mediano plazo, se fortalezca la exploración de mayor riesgo geológico, ya que la mayoría de los yacimientos productores actualmente están en su etapa madura de explotación, con una franca declinación en su producción. También se sugiere la aplicación sistemática de procedimientos de recuperación mejorada, ya que así se ayudaría a elevar la reserva probada y la tasa de recuperación. Por otra parte, el incremento en la capacidad de refinación, devolvería al país la autosuficiencia, y le daría excedentes exportables de algunos productos finales. Asimismo, la importancia social del gas exige mejorar el sistema de distribución, caracterizado hoy en día por una estructura oligopólica.

El consumo de gas natural, ha aumentado en forma considerable en los últimos años, como resultado de una mayor utilización principalmente en la producción de electricidad, la utilización del sector industrial y en el sector domestico. Sin embargo, resulta fundamental que la transición de las reformas constitucionales, en lo referente al petróleo y ligado al gas natural, se lleven a cabo de manera ordenada, sin generar profundos desequilibrios o incurrir en grandes riesgos de suministro y de mercado. En consecuencia, sería recomendable fortalecer la oferta interna, en especial de gas no asociado, dando a las actividades de exploración y producción la misma importancia que se concede al consumo y, sobre todo, eliminar el desperdicio de gas asociado.

En ese sentido, conviene tener en cuenta las tensiones en la cadena del gas natural, así como el enorme desperdicio actual de energía, tal como el calor de desecho que podría aprovecharse, mediante sistemas de cogeneración. A fin de elevar los parámetros de eficiencia y confiabilidad de la distribución, habrá que propiciar mayores montos de inversión para eliminar los rezagos, y poder distribuir el gas en lugares en donde actualmente no cuentan con este producto, o para disminuir el de importación; tal es el caso de los Estados de Baja California y Sonora principalmente.

Como las oportunidades de ahorro de energía y aprovechamiento de las fuentes renovables son todavía extensas, y las tecnologías correspondientes siguen evolucionando y reduciendo sus costos, cabría seguir impulsando políticas y acciones orientadas a maximizar la explotación de aquéllas técnicamente posibles, y económicamente rentables. Para lograrlo, se requiere avanzar en tres temas:

- 1) Precios reales de la energía;
- 2) Normas sobre eficiencia energética y;
- 3) Regulaciones que promuevan la cogeneración y las fuentes renovables de energía.

b) Obtener el financiamiento requerido. El segundo gran desafío, se refiere al financiamiento de las inversiones requeridas para el desarrollo del sector energético, conviene notar que la utilización del esquema de Pidiregas en PEMEX, muestra algunos límites y riesgos, según la CRE, dicho esquema ha permitido hacer frente a las necesidades de inversión en el corto plazo, pero para el mediano y largo plazos no garantiza las mejores condiciones para el Estado. Es imprescindible generar los flujos de capital necesarios para modernizar y expandir la oferta de energía, de tal suerte que se garantice un crecimiento económico y social sostenido, así como la continuidad de las exportaciones de petróleo y gas natural.

Para la teoría económica la misión de las empresas públicas, debe consistir en apoyar el fortalecimiento del país, impulsando el desarrollo interno, y al mismo tiempo mejorar su inserción en la economía mundial, lo que contribuiría a elevar las oportunidades y la calidad de vida de los nacionales. A su vez, dicha misión en el caso del petróleo mexicano, exigiría avanzar en la consecución de una serie de objetivos, entre los que destacan: a) la satisfacción de la demanda nacional de productos refinados; b) el aprovechamiento racional de los recursos fósiles; c) la eficiencia productiva; d) la rentabilidad; e) la generación de ingresos públicos para financiar programas destinados a construir un núcleo dinámico de desarrollo; f) la ampliación de la gama de productos y servicios, así como el incremento de su calidad; g) la excelencia en la atención a los clientes y usuarios, dentro del más estricto respeto al entorno natural; y, h) armonía con las comunidades que puedan verse afectadas en sus actividades.

Al parecer, el propósito de la presente administración gubernamental (Vicente Fox Quezada), es compartir esa carga con el sector privado, de acuerdo con los esquemas que se han venido utilizando, pero tratando de ampliar los espacios de participación de ese sector, especialmente en gas natural.

También sería recomendable una reestructuración, con nuevas formas de organización que introduzcan las innovaciones tecnológicas e incrementen las capacidades del personal; la integración vertical y horizontal de las cadenas energéticas, la internacionalización y las alianzas estratégicas.

Para asegurar la disponibilidad de recursos financieros que permitan incrementar la oferta de energía, se podrían diseñar algunas estrategias, como: a) permitir a PEMEX el incremento de sus recursos propios, con el fin de reducir sus necesidades de endeudamiento para cumplir sus programas de inversión. Ello implica corregir el régimen fiscal de PEMEX o sea: trato fiscal no discriminatorio, b) abrir ciertas actividades reservadas al Estado, más no las estratégicas como lo marca la Constitución para que sea el sector privado quien se encargue de la expansión del sistema de abastecimiento energético.

Las opciones para incrementar la inversión en gas natural no asociado, se podrían reducir fundamentalmente a dos: modificar el régimen fiscal de PEMEX para que disponga de mayores recursos, y de esa forma, se le de la oportunidad de generar inversión, ampliar sus proyectos, y permitir que el sector privado, participe bajo alguna modalidad contractual de riesgo. Ambas opciones son complementarias y significan un nuevo reparto de los ingresos económicos asociados al recurso.

Si se opta por la segunda opción, sería de suma importancia crear un terreno neutral para que se desarrolle la competencia y se inhiba la creación de un poder único en el mercado (monopolio). Ante la perspectiva de una reforma sin privatización de activos, la CRE, debería estar dotada de la autoridad necesaria para imponer normas equitativas de funcionamiento que amortigüen la posición dominante, que se pudiera suscitar y la acción discrecional del Estado, evitar la discriminación en el acceso a la red de transmisión, así como eliminar la posibilidad de aplicación de subsidios cruzados entre consumidores libres y cautivos.

Es evidente la necesidad de diseñar mecanismos eficaces para transferir a los consumidores la disminución de costos, y asegurar la expansión de los sistemas de generación y distribución del energético.

c) Mejorar el desempeño de las empresas públicas del sector. El tercer gran reto para el sector energético mexicano consiste en fortalecer y perfeccionar las empresas públicas. Si se descarta la privatización, dichas empresas deberían asumir el compromiso de elevar su capacidad técnica, económica y humana, para cumplir los objetivos que les confieren los poderes públicos.

d) Fortalecer la cooperación energética. Finalmente el cuarto gran reto, es el fortalecimiento de la cooperación energética con los países del hemisferio. La integración de México hacia el norte ha recibido recientemente un fuerte impulso, pues los tres países han decidido desarrollar un enfoque norteamericano. Sin embargo, por razones geográficas las relaciones son más estrechas con los Estados Unidos, principalmente en gas natural, más que en petróleo o electricidad. Por las asimetrías con el principal socio del norte, es fundamental establecer una negociación de equilibrios. De ahí la necesidad de evitar que el tema de la energía se aborde desde un enfoque estrictamente comercial, o aceptar acuerdos para proveer aisladamente volúmenes garantizados de petróleo.

Noveno. Es necesario profundizar las reformas estructurales iniciadas en 1995 a fin de promover la entrada de nuevos participantes en los distintos segmentos de la cadena de suministro, y avanzar hacia una estructura industrial más eficiente y competitiva de manera que los usuarios dispongan de alternativas de suministro.

Décimo. Por último, se deberán de analizar detalladamente las medidas de política energética que ha venido sugiriendo la CRE, para superar los rezagos en materia de eficiencia y competencia en el suministro de gas natural, estas sugerencias son fundamentalmente tres: la apertura al sector privado de los segmentos de la cadena de gas natural no asociado; retirar a PEMEX el derecho a

comercializar el combustible, y desautorizar presupuestariamente a PEMEX para invertir en la expansión de los sistemas de transporte con el fin de que concentre su atención y sus recursos en la producción de gas.

Aún con todo esto se tienen que buscar y analizar fuentes alternas de energía como es el caso de la energía nuclear, solar, eólica y algunas otras, recordando sobre todo que el gas natural no lo vamos a tener para siempre ya que la capacidad de la energía petrolífera y del gas natural es finita.

BIBLIOGRAFÍA.

Altomonte, H. Las Complejas Mutaciones de la Industria Eléctrica de América Latina. Falacias Institucionales y Regulatorias, mimeo, Naciones Unidas, CEPAL, Santiago de Chile, enero. 2001.

Bastarrachea, J. y J. A. Aguilar, "Las Inversiones del Sector Eléctrico", en Reséndiz - Núñez, D., El sector eléctrico de México, Fondo de Cultura Económica (FCE), México, D. F. 1994.

Bautista, Cesar O. "El Petróleo y el Gas Natural Frente a otras Fuentes de Energía". Escuela nacional de economía. México. 2001.

Bazúa, L., L. Campos, J. G. Pale, V. Rodríguez y F. Valle Reestructuración del Sector Eléctrico en México; una Propuesta Institucional, UNAM, Porrúa Editores, México, D. F., enero. 2001

Becerril Oscar. "Posibilidades de la Industria Petroquímica de México". Monografías industriales del banco de México S.A.

Bermúdez, Antonio. "Doce Años de Servicio de la Industria Petrolera Mexicana". Fondo de cultura económica. 1957.

CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe). "Retos y Posibles Soluciones para el Sector Energético. 1994.

Crónica del Gobierno de Carlos Salinas de Gortari 1988 – 1994. Síntesis de Índice Temático. Presidencia de la República – Fondo de Cultura Económica. 1996.

Comisión Económica Para América latina (CEPAL). "América Latina y los Problemas Actuales De Energía". Fondo de Cultural Económica.

CFE (Comisión Federal de Electricidad), Informe Anual 1997-1999

CRE (Comisión Reguladora de Energía) (2000a), Informe 1995-2000, México, D.F., octubre. 2000.

CRE (Comisión Reguladora de Energía) (2000b), Los nuevos retos de la industria del gas natural; documento marco de la consulta pública para avanzar hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria de gas natural en México, México, octubre. 2000.

Diario Oficial de la Federación, Reglamento de gas Licuado de petróleo, 1 de junio. 1999

De la Madrid hurtado, Miguel. Plan Nacional de Desarrollo 1983-1988. Presidencia de la República.

INEGI, Balance del sector energético 1996

Informe del avance 1988 y Balance Sexenal del Plan Nacional de Desarrollo 1993 – 1988. Fondo de Cultura Económica.

Kessell, G., La Mecánica de Financiamiento del Sector Energético Paraestatal, presentación electrónica, Subsecretaría de Ingresos, SHCP, mayo. 2000.

Las Reservas de Hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2003, PEMEX Exploración y producción, marzo de 2003.

Manterol Flores, Miguel. "La industria del petróleo en México". Escuela nacional de economía. México. 1999

Mulás, Pablo y Arturo Reinking, Compendio de Información del Sector Energético Mexicano, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, 1998

Noriega, José. "Influencia de los Hidrocarburos en la Industrialización de México". Banco de México. 1984.

Odell, Meter R. Factores Involucrados en la Actual Inestabilidad Reinante en el Mercado del Petróleo y Gas. Colegio de México. 1996.

Oliver, Santiago R, Ecología u Desarrollo en América Latina. Editorial siglo XXI, México, 1981.

PEMEX, Anuario Estadístico, 1991-1997, México.

PEMEX, Informe Anual 1997-1999, México.

Secretaría de Energía Prontuario del Sector Energético, publicación anual, México. 1999

Secretaría de Energía, Propuesta de Cambio Estructural en el Sector Eléctrico de México, México, D.F., febrero 1999.

SENER, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000-2009. Secretaría de Energía. México, diciembre 2000.

SENER, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2001-2010. Secretaría de Energía. México, 2001.

Secretaría de Energía (2000a), Balance Nacional de Energía 1999, septiembre. 2000

Secretaría de Energía (2000b), El Sector Energía en México, Análisis y Prospectiva, México, D.F., noviembre. 2000

Secretaría de Energía (2000), Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009, México, diciembre. 2000

Secretaría de Energía (2000c), Gas LP Prospectiva 2000-2009, México, D.F., septiembre. 2000

Secretaría de Energía (2000d), Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000-2009, México D.F. 2000.

Secretaría de Energía (2000e), Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009, México, D.F., octubre. 2000.

Secretaría de Energía (2001a), Compendio Estadístico del Sector Energía en América del Norte, México D.F. abril. 2000

Salinas de Gortari, Carlos. Plan Nacional de Desarrollo 1988-1994. Presidencia de la República.

SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público), Exposición de Motivos e Iniciativa de Decreto de Presupuesto Público Federal 2001, México, D. F., noviembre. 2000

Su Ciriacy, Wantrop. "Conservación de los Recursos Economía Política". Fondo de cultura económica. 1957.

Vargas Macdonal, Antonio. "Hacia una Nueva Política Petrolera en México". Editorial promoción México. 1959.

Vega, Jorge de la. "La industria del petróleo en México". Escuela nacional de economía. Tesis. 1972.

Zedillo Ponce de León, Ernesto. Plan Nacional de Desarrollo 1994-2000. Presidencia de la República.

Zimmermann, Erich W. "Recursos e industrias del mundo". Fondo de cultura económica. 1957.

FUENTES ELECTRÓNICAS (INTERNET.)

WWW.pemex.gob.mx

WWW.energía.gob.mx

WWW.inegi.gob.mx

WWW.conae.gob.mx

WWW.ifc.gob.mx

WWW.banxico.org.mx

WWW.aga.com

www.cmi.org

www.cepal.org.mx

www.amgn.org.mx (asociación mexicana de gas natural. Horacio 124, col. Polanco México D.F. C.P 11560 TEL 5252 12 83

www.conae.gob.mx

www.energia.org.mx

www.gas.pemex.com

ANEXO ESTADÍSTICO.

Los siguientes cuadros (A1... A6) permiten tener una idea de la posible evolución del mercado de gas natural en el periodo 2000-2009.

Cuadro A-1

DEMANDA DE PRODUCTOS DERIVADOS EN 1999-2009

(Miles de barriles diarios y porcentajes).

	1999	2002	2005	2009	1989-1999 (% anual)	1999-2009 (% anual)
Gasolina	512	570	649	808	2.4	4.2
Premium (%) a/	8	11	13	15		
Magna (%) b/	92	89	87	85		
Diesel	275	316	368	460	3.6	4.8
Turbosina	55	68	84	122	5.9	7.5
Gas LP	324	378	417	477	5.2	4
Combustóleo/gas	766	842	999	1279	2.6	4.8
Combustóleo (%) c/	63	40	32	23		
Gas (%)	37	60	68	77		

Fuente: Secretaría de Energía, El sector energía en México, análisis y prospectiva, México D.F., octubre de 2000

a/ 93 octanos

b/ 87 octanos

c/ Combustóleo y gasóleo industrial

Cuadro A-2

OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL DE 1999 A 2009

(Miles de pies cúbicos y porcentajes).

Sector	1999 a/		2009		1999-2009 (% anual)
Demanda	3,986	100.0	10,477	100.0	10.1
Eléctrico	826	20.7	4,313	41.2	18
Industrial b/	1,463	36.7	2,690	25.7	6.3
Petróleo	1,622	40.7	2,917	27.8	6
Res-Com-Ser	75	1.9	455	4.3	19.8
Transporte	1	0.0	103	1.0	58.2
Oferta	4,066	100	10,477	100.0	10.1
Producción interna	4,039	99.3	7,990	76.3	7.1
Importaciones etas	27	0.7	2,487	23.7	31.3

Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009, octubre de 2000

a/ La oferta y la demanda no coinciden por una diferencia estadística de 80 MMpcd

b/ Incluye el gas consumido como materia prima en PEMEX Petroquímica

Cuadro A-3

CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE 1999 A 2009

Actividad y sector	1999		2009		1989-1999 (% anual)	1999-2009 (% anual)
	(MW o TWh)	%	(MW o TWh)	%		
Capacidad (MW)	38985	100	67867	100	nd	5.7
Para usos propios a/ sen b/	3316	8.5	7613	11.2	nd	8.7
	35669	91.5	60254	88.8	3.6	5.4
Consumo	155.9	100	296.1	100	5	6.6
Autoabastecido	10.9	7	39.1	13.2	4	13.7
Ventas Sen c/	145	93	256.9	86.8	5.1	5.9
Ventas SEN (TWh)	145	100	256.9	100	5.1	5.9
Residencial	33.4	23	53.7	20.9	5.9	4.9
Comercial	10.9	7.5	17.2	6.7	3.5	4.6
Servicios	5.4	3.7	8.3	3.2	2.1	4.3
Industrial	87.2	60.1	168.7	65.7	5.7	6.8
Agrícola	8	5.5	8.9	3.5	1	1.1

Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del sector eléctrico 2000-2009, octubre de 2000.

Nd: no disponible.

a/ Permisos de autoabastecimiento y cogeneración.

b/ Incluye productores independientes.

c/ Sin exportación.

CUADRO A-4

SUBSIDIOS A LOS CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD EN EL AÑO 2000

(Millones de pesos del año 2000)

	Relación precio/costo			Subsidios		
	CFE	LFC a/	SEN	CFE	LFC a/	SEN
Total	0.67	0.74	0.69	37,374	7,246	44,620
Residencial	0.39	0.38	0.39	25,976	5,678	31,654
Agrícola	0.26	0.25	0.26	6,358	72	6,430
Resto	0.93	0.93	0.93	5,040	1,496	3,536

Fuente: SHCP (2000), Exposición de motivos e iniciativa de Decreto de Presupuesto 200a, noviembre.

Cifras preliminares SEN: Sistema Eléctrico Nacional (CFE y LFC).

a/ Considera los costos medios de la CFE como referencia para LFC. El incremento estimado de los subsidios por los aumentos de combustibles asciende aproximadamente a 5,600 mdp (592 mdd).

Cuadro A-5

PROYECTOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN 1997-2001

Prpyecto	Tecnología/ responsable del suministro de combustible	Fecha del fallo	Capacidad (MW)	Fecha de operación	Inversión (Millenes de dolares) a/	Precio (Cenvos de dólar/kWh)	Consorcio ganador
Esquema productor independiente							
Mérida III	CC/CFE	Ene-97	484	2000	211.5	2.49	Nichimen-AES
Hermosillo	CC/Productor	Oct-98	250	2001	160.8	2.565	Unión Fenosa
Rio Bravo II	CC/CFE	Nov-98	495	2001	239.2	3.605	EDF
Saltillo	CC/CFE	Feb-99	248	2001	169.1	2.865	EDF
El Sauz	CC/CFE	Abr-99	495	2001	305.3	2.94	Intergen
Tuxpan II	CC/CFE	May-99	495	2002	254.3	2.754	Mitsubishi
Monterrey III	CC/Productor	Ago-99	489	2002	257.5	2.387	Iberdrola
Altamira II	CC/Productor	Oct-99	495	2002	274.8	2.736	Mitsubishi/EDF
Campeche II	CC/Productor	02/00	252	2003	204.5	3.09	Transalta
Naco-Nogales	CC/Productor	05/00	252	2003	156.4	3.44	Unión Fenosa
Rosarito 10-11	CC/Productor	06/00	489	2003	381.2	3.19	Intergen
Tuxpan III y IV	CC/Productor	10/00	983	2003	636.6	3.119	Unión Fenosa
Altamira III y IV	CC/Productor	12/00	1036	2003	536.5	2.602	Iberdrola
Chihuahua III	CC/Productor	Ene-04	259	2003	169.4	3.497	Transalta
La Laguna II	CC/Productor	Ene-04	450	2004	319.9		
Rio Bravo III	CC/Productor	06-Ene	450	2004	274.9		
Altamira V			450	2005	267.3		
Altamira VI			450	2005	284.8		
Altamira VII			476	2006	268		
Agua Prieta II			198	2005	149.6		
Durango			190	2006	148.8		
Mexicali I			220	2005	149.6		
Rio Bravo IV			490	2005	284.5		
Tuxpan V			479	2005	288		
Esquema construir-arrendar-transferir(cat)							
Salamanca II	CC/CFE	1996	506	1999	727.2	5.24	GE/Bechtel
Rosariot 8-9	CC/CFE	Jul-97	541	2001	334.1	2.79	ABB-Nsho Iwai
Chihuahua	CC/CFE	Nov-97	435	2001	274.8	2.63	Mitsubishi
Monterrey II	CC/CFE	Sep-97	484	2000	331.1	2.38	ABB-Nsho Iwai
Cerro Prieto IV	GEO/CFE	Dic-97	100	2000	107.8	2.81	Mitsubishi
San Carlos II	CC/CFE	Jul-98	39	2001	55.9	3.78	Abengoa
Guerrero Negro	CITD/CFE	10/00	100	2002	29.9		(Desierto)
Tres Virgenes	GEO/CFE	Dic-98	10		18.2	4.11	ALSTOM
Obra pública							
Los Azufres II b/	GEO	11/00	100	2002	130.1		ALSTOM
Chicoasen (2ª. Etapa)							
El Sauz(conversi TG-CC			139	2003	105.8		
Baja California S CI			38	2004	57.2		

Fuente: elaboración con datos de la CRE, la CFE y la Secretaría de Energía: Geotermia; Hidro: Hidroeléctrica; CC: Ciclo Combinado; citd: Combustión Interna Tipo Diesel; TG: Turbina a Gas.

Nota: En 1998 la CFE dejó de utilizar el esquema CAT y lo reemplazó por el de OPF.

a/ La inversión en los proyectos corresponde a la consignada en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2001.

b/ Incluye campo geotérmico.

Cuadro A-6

SUBSIDIOS A LOS CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD EN EL AÑO 2000

(MILLONES DE PESOS DEL AÑO 2000)

	Relación precio/costo			Subsidios		
	CFE	LFC	A/ SEN	CFE	LFC	SEN
Total	0.67	0.74	0.69	37374	7246	44620
Residencial	0.39	0.38	0.39	35976	5678	31654
Agrícola	0.26	0.25	0.26	6358	72	6430
Resto	0.93	0.93	0.93	5040	1496	6536

Fuente: SHCP (2000), Exposición de motivos e iniciativa de Decreto de presupuesto 2001, noviembre.
 Cifras preliminares SEN: Sistema eléctrico Nacional (CFE y LFC).

a/ Considera los costos medios de la CFE como referencia para LFC. El incremento estimado de los subsidios por los aumentos de combustibles asciende aproximadamente a 5, 600 mdp (592 mdd).