

CEFP/051/2001

# Evolución y Perspectiva del Sector Energético en México, 1970-2000

PALACIO LEGISLATIVO DE SAN LÁZARO, D.F. DICIEMBRE DEL 2001

# ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO			7
N	TRO	DUCCIÓN	13
1. PETRÓLEO			15
	1.1	Reservas	15
	1.2	Producción	20
	1.3	Consumo	25
	1.4	Costos de Producción	28
	1.5	Precios	29
	1.6	Petróleo y Comercio Exterior	34
	1.7	Petróleo y Finanzas Públicas	39
	1.8	Propuesta de Reforma	42
2.	PET	ROQUÍMICA	45
	2.1	Producción	45
	2.2	Consumo	50
	2.3	Precios	51
	2.4	Comercio Exterior	53

	2.5	Reformas al Sector	55
	2.6	La petroquímica en el contexto del TLCAN	57
3.	GAS	NATURAL	59
	3.1	Reservas	59
	3.2	Producción	61
	3.3	Consumo	63
	3.4	Marco Regulatorio	67
	3.5	Política de Precios	69
	3.6	El Gas y las Finanzas Públicas	71
	3.7	Perspectivas del Gas Natural	72
4. ENERGIA ELÉCTRICA 77			77
	4.1	Estructura de la Industria Eléctrica	77
	4.2	Marco Regulatorio	80
	4.3	El Mercado Eléctrico	83
	4.	3.1 Producción	83
	4.	3.2 Consumo	86
	4.4	Políticas de Precios	89
	4.5	Proceso de Reforma	91
	4.6	Experiencias de Reforma en Otros Países	96

5. FUENTE	S ALTERNAS DE ENERGÍA	101
5.1 Ene	ergías Convencionales	101
5.1.1	Termoeléctricas	104
5.1.2	Energía Nuclear	105
5.2 Des	sarrollo de Fuentes Alternas o Renovables de Energía	107
5.2.1	Energía Solar	108
5.2.2	Geotermia	111
5.2.3	Energía Eólica	112
5.2.4	Biomasa	114
5.2.5	Minihidráulica	116
CONCLUSI	ONES	117
BIBLIOGRA		129
<b>ANEXO ES</b>	TADÍSTICO	133

#### **RESUMEN EJECUTIVO**

El documento "Evolución y Perspectiva del Sector Energético en México, 1970-2000" es un estudio elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados sobre el sector energético mexicano, sus recientes transformaciones y sus perspectivas vistas desde una retrospectiva histórica, así como la formulación de las políticas gubernamentales en ese sector.

Sin duda, el interés por el tema energético en general y por la industria petrolera en particular ha sido una constante, sin embargo, el interés por su análisis se ha renovado, tanto en el plano conceptual como en la formulación de las políticas energéticas, frente a la evolución y estructura actual del mercado petrolero mundial.

El estudio aborda integralmente a todas las ramas del sector energético del país, es decir, petróleo, petroquímica, gas natural, energía eléctrica, y las principales fuentes alternas de energía, considerando la estrecha vinculación que existe entre ellas. En efecto, difícilmente se puede pensar en planear el desarrollo de la energía eléctrica sin considerar el sector energético en su conjunto.

En la segunda mitad del siglo XX la industria petrolera desempeñó un papel relevante en el orden económico y político de México, transformándose, adaptándose y reorganizándose para poder enfrentar las cambiantes condiciones del mercado petrolero mundial y ajustándose al marco jurídico de la Constitución federal, específicamente en lo que previenen los artículos 27 y 28 constitucionales, el primero sentó las bases legales para introducir la nacionalización de la industria y fue sin duda el cambio institucional más relevante y condición necesaria para recuperar el dominio nacional sobre los recursos petroleros; mientras que el artículo 28 reserva al Estado la explotación exclusiva del petróleo y los demás energéticos.

En los primeros años de la década de los setenta fue cuando se realizaron los descubrimientos de reservas de petróleo más importantes, las cuales pasaron de 2 mil 880 millones de barriles (mdb) en 1970 hasta alcanzar su máximo nivel en 1983 con 49 mil 911 mdb, es decir, en 13 años las reservas se incrementaron en más de 1,730 por ciento, iniciándose a partir de entonces una tendencia decreciente hasta llegar a 39 mil 918 mdb en el año 2000, lo que significó una reducción de 20 por ciento entre 1983 y este último año.

El petróleo llegó a significar la principal fuente de divisas en los años ochenta, llegando a representar casi el 65 por ciento del valor total de las exportaciones en 1982, mientras que en el 2000 su participación fue de solamente el

8.9 por ciento, es decir, en los últimos veinte años se despetrolizó el sector externo de la economía mexicana y su lugar fue ocupado por el sector manufacturero.

Al incremento del valor de las exportaciones petroleras contribuyó el creciente aumento del precio del petróleo, el cual después de haber sido casi marginal antes de los años setenta, en 1974, es decir un año después de la creación de la OPEP, alcanzó los casi 10 dólares por barril (dpb) para el tipo Saudi Arabian. En México, el precio del petróleo del tipo Istmo pasó de 11.44 dpb en 1975 a 36.23 dpb en 1981, es decir, en casi seis años el precio del crudo casi se triplicó.

En el periodo 1980-2000 el precio del crudo de la mezcla mexicana de exportación enfrentó dos caídas importantes, la primera en 1985 cuando cayó casi a la mitad de su precio de un año anterior al pasar de 25.38 dpb a 12.01 dpb, la otra caída energética importante fue en 1998 cuando el precio descendió a 10.18 dpb, es decir, casi a los niveles observados a principios de los años setenta. Ambas caídas en los precios del crudo repercutieron en la crisis que enfrentó la economía mexicana en su conjunto en esos años.

Por otra parte, cabe destacar que si bien las exportaciones del crudo ya no son decisivas para el sector externo de la economía mexicana como fuente de divisas, en materia de finanzas públicas aún se continúa dependiendo en gran medida del petróleo, así por ejemplo, mientras que en 1980 la recaudación por impuestos específicos al petróleo y derivados representó el 3.4 por ciento de los ingresos totales del gobierno federal, en 1987 llegaron a representar el 43.4 por ciento y en el 2000 el 37 por ciento, lo cual hace altamente vulnerable a las finanzas públicas del país a las condicionantes externas como el precio del petróleo.

El régimen fiscal especial que se aplica a PEMEX desde 1994 llamado "Red Fiscal" comprende los siguientes derechos e impuestos: derecho sobre la extracción de petróleo; derecho extraordinario sobre la extracción del petróleo; impuesto a los rendimientos petroleros; e impuesto especial sobre producción y servicios, todos estos impuestos y derechos son los que se acreditan al llamado "derecho sobre hidrocarburos", al cual se le aplica una tasa de 60.8 por ciento sobre los ingresos gravables de la paraestatal que incluyen ventas de crudo al exterior; ventas a terceros; exportaciones de petrolíferos, gas natural, gas LP y petroquímicos.

El régimen fiscal especial que se aplica a PEMEX ha llevado a esta empresa a enfrentar una situación financiera crítica que le impide el desarrollo de importantes proyectos de inversión y la expansión de su infraestructura. Por

ello, se hace cada vez más impostergable una reforma fiscal en materia petrolera, modificar las fuentes de ingreso del gobierno federal y una reforma administrativa y regulatoria que le otorgue autonomía financiera, presupuestaria y de gestión a la paraestatal.

Por su parte, la industria petroquímica se caracteriza por la complejidad de sus operaciones y la diversidad de sus productos, con su propio mercado y ciclo. Las principales características estructurales de esta industria son: la concentración geográfica en amplios complejos industriales integrados por plantas de proceso de gran dimensión; uso intensivo de capital e ingentes requerimientos de inversión; el cambio acelerado en procesos y productos; la posición dominante de grandes empresas; el alto costo de sus materias primas; y el uso generalizado de petroquímicos en diversos sectores.

La complejidad del sector petroquímico lo hace ser un sector altamente volátil a las condiciones de los mercados interno y externo, por lo que su producción presenta un carácter cíclico muy marcado.

Esta industria, al igual que el petróleo, enfrenta las limitaciones que la Constitución federal le impone. Por ejemplo, la petroquímica básica está reservada al Estado, aún cuando esta clasificación es arbitraria, ya que durante su historia, la industria petroquímica ha tenido cuatro reclasificaciones de sus productos: de los originales 70 productos denominados como básicos en 1986, pasaron a 34 en 1989 y a 8 en 1992<sup>1</sup>, Con la reclasificación de 1996 se consideró como petroquímica básica a 9 productos que tienen la característica común de ser los que dan inicio a las cadenas productivas de la actividad petroquímica, de acuerdo con las tecnologías actuales. Los productos considerados como petroquímicos básicos son: etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, naftas, metano (cuando éste derive de hidrocarburos de petróleo, provenga de yacimientos en el territorio nacional y sirva de materia prima en procesos industriales) y materia prima para negro de humo.

Con esa reclasificación se ha abierto la posibilidad de que inversionistas nacionales y extranjeros participen en la producción de petroquímicos secundarios. En el año 2000, del total de la producción de petroquímicos en el país, el 66.9 por ciento se destinó al mercado nacional, mientras que el 14.3 por ciento se exportó y el 18.8 por ciento restante fue consumido por organismos públicos.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Los 8 productos considerados como primarios en la reclasificación de 1992 fueron: Butanos, Etano, Heptano, Hexano, Materia prima para negro de humo, Naftas, Pentanos y Propano. No se incluía el Metano.

Respecto a la balanza comercial de esta industria, hasta 1987 fue deficitaria, debido a las cantidades importantes de importaciones de este tipo de productos, sin embargo, a partir de 1988 comenzó a ser superavitaria. Actualmente, esta industria enfrenta un proceso de reestructuración que se inició en 1995 cuando se propuso privatizar las plantas petroquímicas de PEMEX, aún cuando el Estado mantendría el control mayoritario de éstas. Sin embargo dicho proceso no ha logrado concretarse por las limitaciones jurídicas que tiene este sector.

Como una fuente alternativa importante de energía, el gobierno viene promoviendo el uso de gas natural, del que México ocupa el lugar 21 a nivel mundial en reservas probadas con 852 millones de metros cúbicos (30 billones de pies cúbicos) que representaron en 1999 el 0.6 por ciento de las reservas mundiales probadas de gas natural, mientras que en producción México ocupa el octavo lugar a nivel mundial con una producción de 4 mil 791 millones de pies cúbicos diarios.

Hasta 1999 los principales consumidores de gas natural fueron: la industria petrolera con 40.7 por ciento; el sector industrial con 36.7 por ciento; y el sector eléctrico con 20.7 por ciento; el restante 1.9 por ciento es consumo residencial, del sector servicios y para transporte vehicular, por lo cual se observa, que aún es muy limitado el uso de esta fuente de energía en los hogares y en los medios de transporte.

Como parte del proceso de reestructuración de esta industria, se ha informado extraoficialmente que próximamente PEMEX dará a conocer los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) para Incrementar la Oferta de Gas Natural en México, que no son otra cosa que contratos de riesgo.

Las condiciones de los CSM son muy favorables para el contratista: recupera 50 por ciento de la renta que se genere; cuenta con una amortización acelerada (cinco años); por cada dólar invertido recibe 38 centavos de utilidad; el riesgo geológico (costos elevados) y de mercado (precios deprimidos) los comparte con el Estado, pues si los ingresos disponibles no alcanzan a cubrir los costos, esta cantidad en exceso podrá ser trasladada a futuro, por lo que el inversionista nunca pierde. Con esa estrategia se busca complementar los esfuerzos de PEMEX para responder al crecimiento explosivo de la demanda. Según las previsiones gubernamentales la demanda de gas seco en el periodo 2000-2010 pasará de 4 mil 300 a 9 mil millones de pies cúbicos diarios.

Uno de los principales problemas que enfrenta el mercado nacional del gas natural es la política de precios. Actualmente el precio de referencia internacional del gas natural en México es el del sur de Texas. Así, desde principios de los años noventa cuando comenzó a utilizarse masivamente este energético, el precio del gas natural

para uso industrial pasó de 1.86 dólares por millón de Unidades Térmicas Británicas (Btu) en 1990 a 9.56 dólares por millón de Btu's, es decir, que en una década el precio del gas creció en 414 por ciento, lo que ha elevado considerablemente los costos de producción de las industrias que lo consumen, principalmente las del norte del país, ya que fue esta región la más afectada por el incremento en el precio de este producto.

Sin embargo, el problema de los incrementos en el precio del gas natural ha sido más severo para el destinado a uso doméstico, ya que los precios para este uso se han incrementado entre 1990 y 2000 a una tasa promedio anual de 16.97 por ciento en términos nominales, frente a una tasa de 14.96 por ciento para uso industrial. Comparativamente, en Estados Unidos y Canadá dichos incrementos fueron de 3.06 y 4.97 por ciento en igual periodo, respectivamente. Esta situación puso en franca desventaja al sector industrial mexicano frente a nuestros principales socios comerciales de América del Norte, ya que mientras en México el precio promedio del gas natural para uso industrial en el 2000 fue de 7.50 dólares por millón de Btu, en Estados Unidos fue de 3.25 dólares y en Canadá de 2.10 dólares, aún cuando debemos aclarar que después de las presiones ejercidas por el sector industrial mexicano el precio del gas natural para uso industrial se fijo en 4.00 dólares por millón de Btu a partir de marzo del 2001.

Dentro del sector energético, la industria eléctrica ocupa un papel estratégico por su importancia en el desarrollo industrial del país, sin embargo, desde que esta industria fue nacionalizada en 1960 (mediante una adición al artículo 27 constitucional, que reservó en exclusiva para el Estado el servicio público de energía eléctrica) viene enfrentando problemas estructurales que le han obstaculizado la posibilidad de ampliar su capacidad instalada para satisfacer la creciente demanda del fluido eléctrico. Como un esfuerzo por reactivar esta industria, el gobierno realizó en la década de los noventa importantes reformas al marco jurídico del sector eléctrico, así como una Propuesta de Cambio Estructural que no ha logrado concretarse.

Las reformas a los artículos 27 y 28 constitucionales en febrero de 1999 permiten la competencia y participación del sector privado en actividades que dentro de la industria eléctrica no constituyan un servicio público, el cual se mantiene reservado en exclusiva al Estado. Con esta reforma jurídica se sentaron las bases para una ulterior reforma integral en la industria eléctrica nacional.

Uno de los principales problemas que enfrenta actualmente el futuro de la industria eléctrica nacional es la falta de financiamiento para poder satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica en los próximos años. De acuerdo con la Secretaría de Energía, la demanda eléctrica durante el periodo 2000-2009 será de 5.9 por ciento promedio

anual y para poder satisfacer estos requerimientos se necesitaría tener que invertir casi 600 mil millones de pesos en proyectos de infraestructura eléctrica, es decir, aproximadamente 60 mil millones de pesos anuales durante el periodo de referencia, lo cual hubiera significado tener que ampliar en más de 65 por ciento el presupuesto asignado a la CFE y LFC durante el 2000.

En general, de este trabajo se desprende que el sector energético del país enfrenta diversos problemas estructurales que van desde la falta de recursos para su financiamiento hasta los de carácter institucional que definen la propiedad pública y que han limitado la participación, en algunas actividades, de inversionistas privados, aún cuando no observamos que pudiera existir una contradicción insalvable entre preservar las instituciones básicas en este sector y lograr su modernización y eficiencia. Hay elementos importantes para rediseñar una nueva industria energética bajo nuevas modalidades de organización y de gestión, sin necesidad de tener que abandonar el monopolio público en dichas actividades y la propiedad estatal sobre los recursos energéticos del país.

### Introducción

El sector energético desempeña un papel estratégico en el desarrollo económico del país, tanto por su importancia en el sector productivo como por la contribución histórica que presenta por ser una de las principales fuentes de divisas e ingresos fiscales.

En este sentido, el presente trabajo busca proporcionar elementos de análisis sobre este sector, analizando la evolución del mismo desde los años setentas hasta el año 2000. Asimismo, este trabajo se complementa con un anexo estadístico que, en la medida de lo posible, ofrece información desde 1970 al año 2000.

El trabajo se encuentra estructurado en cinco capítulos, correspondientes cada uno, a un subsector diferente de los que conforman el sector energético y que se consideran los más relevantes.

En el Primer Capítulo se aborda al petróleo, en el Segundo y Tercer Capítulos se analizan la petroquímica y el gas, respectivamente; y en el Cuarto Capítulo se aborda el sector eléctrico.

Cada uno de estos capítulos considera elementos de análisis como los problemas estructurales observados en la evolución de cada sector, desde 1970 hasta la situación que guardan en el año 2000; tales como producción, reservas (en el caso de petróleo y gas), consumo, precios, etc.. De acuerdo a la particularidad de cada sector se abordan otros aspectos como su comercio exterior, o las situaciones de reforma estructural que se proponen, como en el caso de petróleo, gas y el sector eléctrico.

Finalmente, el Quinto Capítulo está dirigido a dar un panorama general sobre las energías alternas que se desarrollan en México. Dado que la mayoría de éstas se encuentran dirigidas a la generación de electricidad, se expone en una primera parte, la estructura en que se encuentran conformadas y se hace un comparativo entre las fuentes de energía utilizadas en 1970 y las actuales; así como una descripción general de la situación que prevalece en cada una de las fuentes de energía renovable que actualmente se están desarrollando en el país.

# 1. Petróleo

#### 1.1 Reservas

A fines de los años sesenta se registró un rápido crecimiento de la demanda interna de energéticos²; sin embargo, las actividades de exploración no habían proporcionado las localizaciones necesarias para perforar en forma eficiente y continua los pozos de desarrollo necesarios para satisfacer tal demanda, ocasionando que la producción de hidrocarburos se rezagara. Esta situación fue resultado de los problemas financieros y tecnológicos que enfrentaba la empresa nacional (PEMEX) que llevaron a postergar la asignación de recursos suficientes para el desarrollo del área de exploración. Como consecuencia de la lenta incorporación de nuevas reservas y el mantenimiento del mismo nivel de la producción, el margen de seguridad en las reservas probadas disminuyó marcadamente.

La relación reservas-producción pasó de 28 años en tiempos de la expropiación a 18 años en 1970 (véase cuadro 1.1 del anexo). Por esta razón surgió la necesidad, para evitar una crisis energética, de intensificar la exploración con el fin de incrementar las reservas. En esta época las reservas de crudo ascendían a 2 mil 880 millones de barriles, que correspondían a 51.7% de petróleo crudo, 40.9% a gas seco y el resto a condensados.

En 1972 se realizaron los descubrimientos más prometedores de la historia del país: los campos de Sitio Grande y Cactus, en los estados de Chiapas (zona Reforma) y Tabasco. Los primeros pozos exploratorios perforados en esta área fueron de una productividad promedio veinte veces mayor que la media nacional, creando expectativas fundadas de que se estaba ante yacimientos de gran potencial. De hecho, estos descubrimientos hicieron posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México en 1974.

Entre 1974 y 1976, las investigaciones de exploración registraron un fuerte crecimiento de las reservas probadas añadidas. Este incremento obedeció tanto a la intensificación de las actividades de exploración como al cambio

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> De 1965 a 1970 la producción de hidrocarburos creció a una tasa promedio anual de 4.5% y el consumo nacional de petrolíferos y petroquímicos a 13.6%. PEMEX, Informe del director general de Petróleos Mexicanos, México, D.F., PEMEX, 18 de marzo de 1970.

introducido en 1976 en la modalidad de cuantificación de las reservas<sup>3</sup>. Esto se tradujo en un total de 11 mil 161 millones de barriles (mdb) en 1976. Con dicho monto, la relación reservas/producción subió a 24 años, recuperándose el margen de seguridad perdido desde mediados de los sesenta.

En la administración correspondiente a los años de 1977-1983, el objetivo que se asignó a la exploración fue localizar nuevas áreas con la perspectiva de incorporar inmediatamente reservas y extender la evaluación de éstas a gran parte del territorio nacional, donde existieran posibilidades de encontrar nuevas acumulaciones. En ese entonces, PEMEX esperaba que los resultados de la exploración garantizaran, para 1982, reservas probadas de hidrocarburos por 30 mil mdb, para con ello, evidenciar al exterior que México contaba con grandes reservas y suficiente capacidad de producción como para convertirse en un exportador importante de crudo, a la vez que se facilitaría el acceso de la empresa y del país a los créditos internacionales gracias al respaldo que brindaban los yacimientos de hidrocarburos. Sin embargo, a fines de diciembre de 1982, las reservas de hidrocarburos se contabilizaron en 72 mil 8 millones de barriles, (42 mil millones de barriles más de lo que se esperaba), lo que extendía a 52 años el margen disponible de reservas. Esto fue posible en gran medida porque se profundizaron los trabajos de perforación exploratoria, ya iniciados a principios de los setenta, aprovechándose los avances logrados entonces.

Entre 1977 y 1982, la denominada zona sur (Tabasco-Chiapas y la zona marina del golfo de Campeche) aportó el grueso de las reservas incorporadas. En conjunto los campos de dicha zona representaron 75% de las reservas probadas desde 1977<sup>4</sup>.

En 1986 se descubrieron dos nuevos campos de alta productividad localizados en altamar, a 50 kilómetros de Villahermosa, en Tabasco, con lo que a fines de ese año se contaban con 70 mil millones de barriles, que significó un margen de reservas de 55 años.

No obstante, la difícil situación por la que atravesaba el país por la crisis económica que inició en 1986, conllevó a que la actividad exploratoria disminuyera a causa de las restricciones presupuestales que tuvieron que adoptarse

-

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> A partir de un nuevo método se pasó a la categoría de "probadas" aquellas reservas, que de acuerdo con la metodología anterior, eran consideradas como "probables".

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Wionczek, Miguel, "Posibilidades y Limitaciones de la Planeación Energética en México", Colegio de México, 1ª Edición, México, 1988.

en 1988, por lo que en estos años, la incorporación de volúmenes adicionales de reserva fueron de pequeña magnitud. El nivel de las reservas probadas de hidrocarburos líquidos totales al 31 de diciembre de 1988 fueron de 67 mil 600 mdb. A partir de entonces las reservas probadas no han mostrado adiciones relevantes que superen las cifras reportadas en 1982; así también hay que considerar que la producción de hidrocarburos se intensificó considerablemente a partir de 1980, lo que hace reducir el margen de reservas.

Durante 1990 se descubrieron 12 nuevos yacimientos que permitieron incorporar volúmenes adicionales de reservas que compensaron parcialmente la producción obtenida en ese año. Así, las reservas probadas de hidrocarburos a finales de 1990 se ubicaron en 65 mil 500 millones de barriles. Para revertir la tendencia declinante de las reservas de hidrocarburos se dio prioridad a la exploración de las zonas más promisorias y al desarrollo de la infraestructura necesaria para mejorar su aprovechamiento. Cabe destacar el descubrimiento del campo Ayín de la Región Marina, en el que se localizaron importantes yacimientos, que permitieron incorporar reservas. A finales de 1992 las reservas probadas de hidrocarburos aumentaron a 65 mil 50 mdb, correspondiendo 68.3% a petróleo crudo; 21.3% a gas seco y el restante 10.4% a condensados (ver cuadro 1.2 del anexo). Este nivel situó a México en el sexto lugar entre los países con mayores reservas petroleras. En 1993 se descubrieron 14 yacimientos petrolíferos ubicados en diferentes regiones de los estados de Campeche, Tabasco, Chiapas y Tamaulipas, con lo que las reservas probadas ascendieron a 64 mil 516 mdb, manteniendo México el sexto lugar entre los países con mayores reservas petroleras. En 1994 las reservas probadas se redujeron a 63 mil 220 mdb con lo cual México pasó al octavo lugar a nivel mundial<sup>5</sup>.

Hasta 1997 la proporción de reservas de crudo en el total de éstas se mantuvo en promedio en 68.5%; a partir de 1998 la proporción aumentó a 71.1%. A fines de 1998, el inventario de reservas totales de México fue de 57 mil 741 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De acuerdo con este nivel de reservas y considerando el ritmo de producción de 1998, la relación reserva/producción disminuyó a 37 años. De este nivel total de reservas, 41 mil 64 millones de barriles, es decir el 71.1% corresponde a crudo, el 18.7% a gas seco y 10.2% a condensados. Para finales de 1999 las reservas totales alcanzaron un nivel de 58 mil 204 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 58.6% corresponden a reservas probadas, 20.9% son probables y 20.5%

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Con base en las Memorias de Labores de PEMEX, varios años.

son posibles. La relación reserva/producción es de 41 años considerando las reservas totales y de 24 años para las probadas<sup>6</sup>.

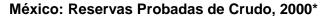
El nivel actual de reservas totales asciende a 56 mil 154 mdb de petróleo crudo equivalente, de las cuales, 39 mil 918 mdb (71.1%) corresponden a reservas de crudo. De acuerdo con este nivel de reservas y el nivel de producción anual de mil 469 mdb de crudo equivalente, el agotamiento de las reservas totales es de 38 años.

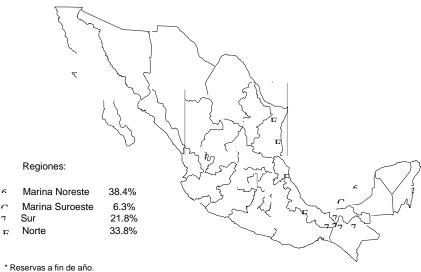
Por otra parte, una descripción de la distribución geográfica permite observar las regiones más ricas en reservas y las de mayor productividad. Convencionalmente, las reservas tanto de petróleo como de gas se clasificaban en tres regiones: Marina, Norte y Sur, mismas que se encontraban bajo la coordinación de actividades de exploración, desarrollo de campos y producción de crudo y gas natural, de las correspondientes subdirecciones regionales (Marina, Norte y Sur). En 1996, la Región Marina se dividió en las Regiones Marina Noreste y Marina Suroeste. Las cabeceras regionales están ubicadas a lo largo de la costa del Golfo de México: Poza Rica, Veracruz (Región Norte), Villahermosa, Tabasco (Región Sur) y Ciudad del Carmen y Dos Bocas, Campeche (Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste).

Al 1º de enero del 2001, las reservas probadas aportan el 58.1% del total, las probables suman el 21.7% y las posibles 20.2%. Del total de las reservas probadas la zona más promisoria es la Marina Noreste en la que se registró el 38.4% (12 mil 508.8 mdb) de las reservas totales y el 46.7% (11 mil 48 mdb) de las reservas de crudo. En la región Norte se registró el 33.6% del total de reservas de hidrocarburos y 29.6% de las de crudo (7 mil 2.6 mdb)<sup>7</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup>A partir de 1998 las reservas se contabilizan con base a una nueva metodología, adoptada para la industria petrolera, por lo que los datos no pueden ser comparables con los de años anteriores.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Con base en PEMEX, Informe Estadístico de Labores, 2000.





Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados con datos de PEMEX.

En el año 2000, México ocupó el noveno lugar de los países con mayores reservas de crudo (incluyendo condensados), en ello se toma en cuenta únicamente las reservas probadas que ascendían a 28 mil 260 mdb (se excluyen las probables y las posibles); las cifras de reservas probadas de crudo al 1º de enero del 2001 descendieron a 24 mil 384 mdb.

Tabla 1.1

Reservas Probadas de Petróleo Crudo, 2000<sup>a</sup>

	País	Millones de barriles
1	Arabia Saudita	261 000
2	Irak	112 500
3	Emiratos Árabes Unidos	97 800
4	Kuwait	94 000
5	Irán	89 700
6	Venezuela	72 600
7	Comunidad de Estados Independientes*	57 000
8	Libia	29 500
9	México	28 260 <sup>b</sup>
10	China	24 000
11	Nigeria	22 500
12	Estados Unidos de América	21 034
13	Noruega	10 787
14	Argelia	9 200
15	Brasil	7 357

a. Al 1º de enero de 2000 b. Incluye condensados

## 1.2 Producción

A inicios de la década de los setenta, México presentó un déficit productivo. En 1965 se dejó de exportar crudo, por la prioridad de abastecer al mercado interno de petróleo y otros productos derivados, asimismo se suspendieron las importaciones de petrolíferos; y se buscó incrementar las reservas. La posición de México en el mercado internacional y los cambios económicos mundiales, que dejaban entrever una recesión mundial, obligó al gobierno,

<sup>\*</sup>Conformada por: Armenia, Azerbaiján, Bielorrusia, Federación Rusa, Georgia, Kazajstán, Kirguizistán, Moldavia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán. Fuente: PEMEX, Anuario Estadístico, 2000.

en el periodo 1971-1973, a reconocer la existencia de fuertes rezagos en la economía: retraso en la producción de varias ramas económicas, el deterioro del sector agrícola y un debilitamiento de la inversión privada, entre otros; situación que obligó a replantear la política económica y preparó el camino para el desarrollo de la industria petrolera. La crisis energética de 1973-1974, reforzó el impulso a las labores de exploración en el sureste de México, iniciadas a principios de 1972. Ello desembocó en la autosuficiencia productiva y el reinicio de las exportaciones de petróleo a partir de 1974.

En el período 1970-1976, el país pasó de un déficit productivo a la autosuficiencia nacional en la producción de crudo. Situación que se constata en las tasas de crecimiento (cuadro 1.3 del anexo) en las que se observa una tasa negativa de -0.4% en 1971, llegando a 27.3% en 1974. El papel que jugó PEMEX permitió superar los desajustes entre la exploración y la explotación reforzando su cuestionada integración vertical y, además, comenzó a incursionar en el mercado internacional de crudo bajo condiciones de precio y de demanda que le eran favorables. De esta manera, en el periodo de 1970 a 1980 la producción de petróleo registró una tasa de crecimiento media anual de 16.3%.

La política de producción de petróleo seguida en este periodo, destinada a satisfacer fundamentalmente las necesidades del consumo interno, se modificó en la administración correspondiente a los años de 1977-1983, dando prioridad a la exploración, extracción y exportación de petróleo. En este periodo se presentaron algunas circunstancias que permitieron que el país incrementara su capacidad de producción<sup>8</sup>:

Por una parte, el impulso que se otorgó a la política de exploración orientada a ampliar las reservas de hidrocarburos, la cual dio buenos resultados:

- La zona de Tabasco-Chiapas producía un promedio diario por pozo de 7 mil barriles, lo que determinó que se adelantara, en 1980, el cumplimiento de la meta fijada para 1982.
- La producción de los yacimientos de la sonda de Campeche, era también altamente productiva.

Por otra parte, se contaba con varios clientes; existían varias cartas de intención firmadas con distintos países para la adquisición de los primeros 200 a 300 mbd que estuvieran disponibles para cuando el gobierno mexicano

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Wionczek, op. cit., págs. 250-251.

decidiera romper su límite de producción; y además, contaba con una amplia oferta de capitales por parte de la banca internacional.

Los altos ritmos mantenidos en la exploración y localización permitieron acelerar significativamente la extracción; en consecuencia, se registraron las tasas de crecimiento más elevadas, entre 1977 y 1980, excepto de 1974-75, alcanzándose en 1978 una producción de 1 millón 212.6 mil barriles diarios; lo que significó un incremento de 23.6% respecto a 1977; y, en 1979 se produjo un promedio de un millón 470 mil barriles diarios (ver cuadros 1.3 y 1.8).

En los primeros años de la administración del Presidente López Portillo se pasó de una producción de 803 mil barriles diarios en 1976, a 2 millones 746.4 mil barriles diarios en 1982. El aumento productivo de esta época de abundancia está ligado al descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche en 1976.

En los siguientes periodos, la producción de petróleo no fue tan destacada, de 1983 a 1988 se registró una caída promedio anual –1.2%; mientras que en el periodo 1989-1994, la tasa media de crecimiento fue de 1.3%.

En 1988, la producción diaria de crudo en promedio fue de 2 millones 506.6 mil barriles, 1.3% menor respecto de la obtenida en 1987 de 2 millones 540.6 mil barriles diarios. La producción de crudo en 1990 ascendió a 2 millones 548 mil barriles diarios, cifra superior en 35 mil barriles por día a la correspondiente a 1989. En 1994 la producción de crudo alcanzó su nivel más alto desde 1983, al registrar un volumen promedio de 2 millones 685.1 mil barriles diarios.

De finales de 1994 al cierre de 1998, la producción de petróleo crudo creció en cerca de medio millón de barriles diarios. En 1996, la producción promedio de crudo con relación a 1995, aumentó en 88 mdb ubicándose en un mil 43.3 mdb en promedio al año, lo que representó un incremento de 9.2%. En 1997 la producción de petróleo crudo alcanzó niveles superiores a los registrados en 1982. La producción ascendió a 3 millones 22.2 mil barriles diarios, 5.7% más que en 1996.

En 1998 el promedio anual de producción de crudo fue de 3 millones 70 mil bd, superior en 1.6 por ciento al obtenido en 1997. En 1999 el volumen de producción estuvo determinado por las restricciones acordadas a la exportación alcanzándose un promedio de 2 millones 906 mil bd, es decir, 164 mbd (-2.4%) menos que en 1998. Para el año 2000, la producción de crudo recuperó su dinamismo y se registró un incremento de 9.1% respecto a

1999, lo que significó un promedio de 3 millones 169.4 mil barriles diarios, equivalente a un mil 156.8 millones de barriles al año. La tasa promedio de crecimiento de la producción entre 1995 y 2000 fue de 3.5%. Considerando todo el periodo de análisis, (1970-2000) la tasa media de crecimiento de la producción de crudo fue de 6.9%. En ello hay que considerar las fluctuaciones que se presentaron durante dicho periodo.

Cabe destacar la importancia que tuvieron algunos descubrimientos en los años en que se registraron volúmenes de producción relevantes. Por ejemplo, como ya se mencionó, destaca el descubrimiento de los campos de la sonda de Campeche en 1976, que hasta 1988 se convirtió en la zona petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo, su extensión territorial abarca 8 mil km². La sonda, en ese año aportó poco más del 67% de la producción total de crudo mexicano y a su descubrimiento se debe el aumento de las reservas actuales.

Durante 1979 se empezaron a explotar tres zonas petroleras de gran importancia: la de Poza Rica con una producción de 114 mil barriles diarios, (que actualmente pertenece a la llamada Región Norte); la zona de Reforma en Chiapas (registrada en la Región Sur), que comprende un área de 357 km² en la que se producían un millón 86 mil barriles al día y la sonda de Campeche (que durante estos años se registraba como golfo de Campeche) que al inicio de su explotación ya producía 150 mil barriles diarios. Tales acontecimientos impulsaron un acelerado aumento en la producción.

Como se mencionó en el apartado anterior, en años recientes se realizó una reclasificación de las regiones en las que se registraban las reservas, que se aplica también en el caso de la producción en la misma distribución geográfica. De este modo, actualmente se consideran tres grandes regiones: Norte, Sur y Marina, esta última dividida en Marina Noreste y Marina Suroeste.

De acuerdo con esta nueva clasificación, en 1972 la Región Sur aportaba un poco más de la mitad de la producción total de petróleo, (esta zona, hasta 1988 aproximadamente comprendía los campos de Cd. PEMEX, Comalcalco, Villahermosa, Agua Dulce, El Plan, Nanchitan y se consideraba la producción del Golfo de Campeche). A partir de 1975, esta región aportaba el 70% de la producción. De 1980 a 1988 aportaba más del 90%. A partir de 1989, la reclasificación separó las producciones de la Región Marina, en donde se localiza más del 70% de la producción total de petróleo crudo (ver cuadro 1.4)<sup>9</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Con base en PEMEX, Memoria de Labores 1993, Anuario Estadístico 1988.

En 1990, la Región Marina produjo en promedio 655 millones de barriles, equivalente a un millón 794 mil barriles diarios, con lo que aportó el mayor volumen del total de la producción, (70.4 por ciento), la Región Sur produjo 237 millones de barriles (25.5 por ciento), y la Región Norte 38 millones de barriles (4.1 por ciento).

Actualmente, las regiones marinas se mantienen como las más importantes, al representar un poco más de las tres cuartas partes de la producción total de petróleo crudo. En 1997 la producción total de la región marina fue de 839 millones de barriles, la más alta registrada, desde su explotación.

Dentro de las marinas, la Noreste es la de mayor productividad, en ella se encuentra el campo Cantarell, destacado por su alta producción de crudo tipo pesado, misma que se incrementó entre 1994 y 1998 a una tasa media anual de 7.5 por ciento, para colocarse en el último año en un millón 284 mil bd. En 1999, la producción de esa región fue de 567 millones de barriles, lo que equivale, en promedio a un millón 554 mil barriles diarios de crudo.

Finalmente, en relación a la producción de crudo, la participación de México en la producción mundial de petróleo, pasó de 0.9% en 1970 a 4.5% en el 2000, destacando que en 1982, su participación alcanzó el 5.2%, el más alto de su historia. (ver cuadro 1.3 del anexo). En 1999, ocupó el séptimo lugar a nivel mundial con una producción de 2 millones 906 mil barriles diarios. (Ver tabla 1.2)

Tabla 1.2

Producción de Petróleo Crudo, 1999

	País	Miles de barriles diarios
1	Arabia Saudita	7 738
2	Comunidad de Estados Independientes*	7 194
3	Estados Unidas de América	5 938
4	Irán	3 511
5	China	3 195
6	Venezuela	3 018
7	México	2 906
8	Noruega	2 784
9	Reino Unido	2 725
10	Emiratos Árabes Unidos	2 523
11	Nigeria	2 060
12	Irak	1 965
13	Kuwait	1 889
14	Canadá	1 868
15	Libia	1 347

\*Conformada por: Armenia, Azerbaiján, Bielorrusia, Federación Rusa, Georgia, Kazajstán, Kirguizistán, Moldavia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán.

Fuente: PEMEX, Anuario Estadístico, 2000.

# 1.3 Consumo

El desarrollo económico en México se ha basado en una estructura productiva altamente consumidora de energía dependiente, principalmente, de los hidrocarburos, a pesar de que el país cuenta con una gran variedad de recursos energéticos.

A partir de los descubrimientos de nuevas reservas de hidrocarburos en la década de los setenta se observó un mayor aumento en la tasa de crecimiento del consumo energético. El alto nivel de consumo en esta época respondió a diversos factores:

- → La celeridad con que fueron explotados los recursos petrolíferos durante los años de 1970 a 1982 aproximadamente, lo que condujo a un alto nivel de dispendio y de autoconsumo en el sector energético.
- → El rápido crecimiento del PIB a partir de la segunda mitad de la década de los setenta.
- → El bajo nivel de precios relativos de los energéticos, en comparación con los precios internacionales.

En la década de los setenta los responsables de la política nacional consideraron que convenía ampliar aceleradamente la plataforma de exploración y explotación, toda vez que, el grado de uso del petróleo era el indicador más certero del grado de modernidad y desarrollo del país. Paralelamente a la intensidad de la explotación petrolera de esos años, se elevó aceleradamente el consumo interno de energía, lo que propició que la economía dependiera fuertemente del petróleo, no sólo como insumo industrial, sino también como generador de divisas.

La estructura de producción de energéticos del país se ha caracterizado por el predominio en la producción de petróleo; asimismo, el consumo de energéticos se ha basado principalmente en los derivados del petróleo, propiciado por una política de precios bajos de los petrolíferos, aplicada entre los años 70 y 80´s. A partir de 1978 se observó un acelerado crecimiento del consumo de petróleo (12.5% respecto a 1977), debido al aumento en la demanda principalmente de gasolinas.<sup>10</sup> El crecimiento de la demanda interna de derivados (petrolíferos) propició el aumento del consumo de petróleo como fuente primaria de energía<sup>11</sup>.

A inicios de la década de los setenta el 76.93% de la energía primaria provenía de los hidrocarburos, únicamente el petróleo aportaba el 44.4%. En 1980, la energía proveniente de los hidrocarburos representó el 90.81% (incluidos condensados y gas), en donde el petróleo representó alrededor del 70% como fuente primaria de energía, estructura que se ha mantenido desde 1980.

De acuerdo con datos de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) la tasa media de crecimiento del consumo de petróleo en México es de 4.85% entre 1970 y 1999 (ver cuadro 1.5). El periodo de

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Un ejemplo del acelerado consumo de estos productos se observó en que el consumo de gasolinas en 1974 aumentó a 40 millones de litros diarios y para 1980 se incrementó a 45 millones de litros diarios. Esto tuvo su origen por el bajo precio de las gasolinas.

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> El sector energético utilizaba el 36% de la energía que se producía en el país, la industria consumía el 25%, el transporte el 22% y el consumo doméstico residencial consumía el 5%.

mayor consumo fue precisamente de 1970 a 1980, cuando se registró una tasa media de 9.8% por las razones que ya se han comentado anteriormente. De 1990 a 1999 se registró el menor incremento en el consumo de petróleo siendo éste de 1.8%, no obstante continúa siendo la principal fuente de energía primaria aportando el 67.3% del total de energía producida en 1999.

Tabla 1.3 México: Consumo de Petróleo

Periodo	Consumo de Petróleo (millones de barriles diarios)	TMCA
1960-1970	0.5	5.2
1970-1980	1.27	9.8
1980-1990	1.68	2.8
1990-1999	1.98	1.8

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de International Energy Database.

Cabe destacar que en el periodo 1979-1983 el consumo mundial de crudo, decreció en 9.9%, lo cual puede atribuirse a dos causas fundamentales que afectaron la demanda mundial de dicho energético:

- a) Las políticas energéticas de los principales países industrializados, tendentes al ahorro y reducción del consumo del petróleo; así como a la introducción de técnicas encaminadas a la sustitución de este energético y,
- b) La recesión económica mundial.

Posteriormente, la crisis de 1998 marcó nuevamente un descenso importante en la demanda mundial de crudo, esta vez originado por el periodo invernal y la crisis financiera que afectó a las economías del sudeste asiático, lo que originó una sobreoferta.

Un aspecto que hay que resaltar, a lo largo de la historia, es que en el consumo mundial de petróleo se observa una alta concentración de los consumidores mundiales, derivado de dos causas, una política y otra económica, que desarrolladas a través de la historia ha dado como resultado la desigual distribución de hidrocarburos y, a la vez, ha determinado la forma de producción y distribución. La razón económica se basa en la acumulación de capital que en los países industrializados requiere de enormes cantidades de hidrocarburos para abastecer los respectivos aparatos productivos; en tanto que la razón política corresponde al proceso histórico político de la distribución geográfica del propio mercado. En este sentido, Estados Unidos consume alrededor de la cuarta parte del total mundial.

#### 1.4 Costos de Producción

En las dos últimas décadas, los costos de producción han tenido reducciones significativas, como resultado de los progresos técnicos que han aumentado el petróleo disponible, particularmente en zonas como el Mar del Norte. Este hecho es importante porque ha incidido en el nivel de los precios, ejerciendo presión hacia la baja ya que, como es sabido, en general el precio de una mercancía no puede separarse en forma duradera de sus costos. En la industria petrolera está presente el fenómeno de la renta que se inserta entre precios y costos, pero también la renta se ha visto comprimida en las dos últimas décadas y no ha sido favorable a los productores.

En 1998, la rentabilidad de las compañías petroleras en exploración-producción quedaba asegurada con un precio superior a los 12 dólares por barril. Cabe explicar que durante las crisis más graves el límite inferior (piso) de los precios internacionales no se ha transgredido de manera duradera. La importancia del limite inferior es particularmente significativa para industrias como la de Estados Unidos, ya que correspondería aproximadamente a los costos medios de producción de los yacimientos de ese país. Si esto es así, los precios deberán ser moderados, pero suficientemente altos para proteger a la industria petrolera estadounidense, es decir, situarse por lo menos por encima de sus costos. Un indicio de la existencia de ese límite inferior es que Estados Unidos intervino en 1986 cuando el precio descendió por debajo de los 10 dólares por barril. Es lógico pensar que a Estados Unidos le favorecen precios bajos, ya que este país importa más de 50% del petróleo que necesita; pero debajo de cierto nivel afecta a su propia industria petrolera, a causa de sus relativamente elevados costos de producción.

En los últimos años, la industria petrolera mexicana está orientada a buscar la mayor rentabilidad, dándole prioridad a la inversión en exploración y producción (EP), incrementando la producción y las exportaciones de

petróleo crudo. Esto es evidente, a causa de la productividad natural de los yacimientos mexicanos y de los bajos costos de exploración, desarrollo y producción comparados con los precios internacionales; por ejemplo, los costos, en 1996, se encontraban alrededor de 2.63 dólares en promedio, comparados con los niveles que alcanzaron los precios internacionales que se acercaron a los 20 dólares por barril.

En 1999 los costos de producción de crudo eran de 4.64 dólares por barril, es decir, se encontraban por debajo de empresas petroleras internacionales como Shell que producía un barril a un costo de 6.49 dólares y Exxon que lo hacía en 8.86 dólares por barril<sup>12</sup>.

Por otra parte, como se mencionó al principio de este apartado, la reducción en los costos de producción se debe al progreso técnico, ello implica la reingeniería de procesos, así como una reorientación de los gastos de investigación y desarrollo tecnológico en materia petrolera. En los años recientes, la industria petrolera mexicana, no alcanza los niveles de gasto en investigación y desarrollo tecnológicos que caracterizan a las empresas multinacionales, lo que hace necesario fortalecer la absorción de tecnologías de punta. En 1994 el índice entre gastos en investigación y desarrollo y ventas totales correspondiente a PEMEX, se estimó en 0.24%, que aunque excedió al de empresas como Petróleos de Venezuela (0.21%) y Repsol (0.13%), quedó muy por debajo de los índices de las grandes corporaciones transnacionales como Exxon (0.62%), Texaco (0.75%), Royal Dutch Shell (0.91%) y British Petroleum (1.06%)<sup>13</sup>.

#### 1.5 Precios

El análisis de la evolución de los precios del petróleo no puede separarse del contexto internacional en el que se desenvuelve el mercado. Dentro de este se pueden apreciar los factores que inciden en la determinación de los precios del petróleo, los cuales pueden distinguirse según el periodo que se considere<sup>14</sup>:

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> El Financiero, 18 de junio de 2001.

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, 1995-2000.

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> J. P. Angelier (1993)

- En el corto plazo, el aspecto más importante para la determinación de los precios es la situación que mantiene la oferta y la demanda, su equilibrio o desequilibrio eventual;
- En el mediano plazo, el análisis de los determinantes de los precios debe dirigirse a la estructura de la industria y a la acción de determinados agentes para actuar sobre el nivel de los precios, aislando a la industria de presiones competitivas;
- En el largo plazo, el elemento determinante es el costo de producción, en torno al cual tienden a fijarse los precios del mercado.

Las principales crisis en el mercado petrolero internacional se han presentado ante las considerables alzas en los precios o bien en las abruptas caídas de los mismos. Las principales crisis que ha enfrentado el mercado petrolero internacional en la historia, fueron:

1. La crisis energética de 1973, que se prolongó hasta diciembre de 1975, esta crisis petrolera se debió a un incremento importante de los precios, que fueron impuestos por la OPEP, con lo que casi se triplicó el precio nominal del crudo, el cual pasó de 3 dólares por barril en promedio a 10.7 dólares en 1975. Esto respondió principalmente a factores de carácter estructural, ya que inició con un proceso en el cual la sobreoferta registrada unos años antes llevó a un debilitamiento en los precios que en 1973 la OPEP vio la necesidad de influir en el ajuste de los mismos; sin embargo, conflictos políticos que propiciaron decisiones de coyuntura, tales como la reducción de la producción petrolera árabe influyeron para la escasez del energético con la consiguiente alza de los precios del petróleo. Como consecuencia, hacia finales de 1973 la Conferencia de la OPEP decidió un aumento del 140% del precio cotizado del crudo tipo árabe ligero<sup>15</sup>, como crudo de referencia de la OPEP, al mismo tiempo las razones que determinaron la fijación del nuevo precio estaban ligadas a la decisión de relacionar los precios de la parte perteneciente al estado con el costo de las fuentes de energía disponibles.

Esta situación benefició a México, toda vez que, a partir del alza en los precios en 1973, el contexto internacional dio un giro hacia nuestro país, que se tornaba en una potencia petrolera y un productor independiente, que podía suministrar a precios relativamente bajos comparados con los precios de los

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> Petróleo crudo de referencia de la OPEP durante esa época.

países productores de la OPEP. En esta época se le reconoció a México un lugar estratégico en el mercado mundial y un poder real de negociación sin precedente en su historia, llegando a obtener una posición valiosa en el mercado mundial de energéticos<sup>16</sup>.

- 2. Entre 1981 y 1982, se presentó una sobreoferta en el mercado petrolero mundial que llevó los precios a la baja. Esto trajo graves implicaciones para México, ya que en ese entonces el país dependía fuertemente de los ingresos provenientes de la exportación de crudo. El precio de la mezcla pasó de 33 dólares en 1981 a 28.8 dólares en 1982; en tanto que el West Texas Intermediate (WTI, crudo de referencia internacional) bajó de 36.17 dólares en 1980 a 32.67 dólares en 1982, caídas de más de 10%. Desde 1982 los precios han sido muy volátiles, presentando fuertes fluctuaciones orientadas prácticamente a la baja (cuadro 1.7).
- 3. Otra caída drástica fue la presentada entre finales de 1985 y principios de 1986, cuando el precio del WTI cayó de 28 dólares por barril en 1985 a 14.5 dólares en 1986, lo que significó una caída de 48%; situación que se reflejó en el precio de la mezcla mexicana de exportación que cayó de 25.38 a 12.01 dólares por barril en los mismos años, una caída de más del 50% en términos nominales. Esta situación se agravó para el país, pues a ella se aunaron el sismo de 1985 y la crisis de la deuda externa.
- 4. La crisis petrolera del Golfo Pérsico marcó otro capítulo de inestabilidad en el mercado internacional de crudo, caracterizada principalmente por factores de índole políticos internacionales que propiciaron reacciones especulativas, más que de otra clase, y al cese del conflicto repuntaron los precios. Posterior a ello continuó una tendencia descendente entre 1992 y 1994. El mercado petrolero internacional se caracterizó en 1993 por una alta volatilidad de precios que desembocó en un colapso durante el último trimestre del año. A fines de 1993 los precios del petróleo descendieron a su nivel más bajo desde 1988. Entre los factores que explican el comportamiento de los precios en 1993 destaca el debilitamiento de la demanda mundial de petróleo. Por un lado el lento crecimiento de la economía mundial y la recesión económica en muchos países, como la desaceleración de las economías asiáticas contribuyeron a la contracción del consumo de petróleo. La oferta excedente de petróleo se tradujo en una acumulación de inventarios que pesaron sobre el mercado a lo largo del año.

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> Al-Chalabi, F.J., "La OPEP y el Precio Internacional del Petróleo: El Cambio Estructural", Siglo XXI, México, 1985.

5. En 1996, el comportamiento del mercado petrolero internacional fue muy favorable para los países exportadores de crudo, que incluso en el mes de abril de ese año se llegó al punto más alto desde el conflicto del Golfo Pérsico. Sin embargo, esta tendencia se revirtió en los últimos meses de 1997, año en que se observó un debilitamiento continuo del mercado petrolero internacional y se prolongó hasta finales de 1998, periodo en que la industria petrolera internacional atravesó por una de las etapas más críticas de su historia. En este año estalló la crisis del mercado petrolero internacional, consecuencia de la sobreoferta de petróleo crudo.

La OPEP fijó sus límites de producción, pero varios de sus miembros continuaron sin respetar las cuotas asignadas. Al mismo tiempo, la demanda de petróleo crudo disminuyó por el bajo consumo registrado en el periodo invernal durante ese año<sup>17</sup>, y por la crisis financiera que afectó las economías del sudeste asiático.

Como resultado de esas dos situaciones, los inventarios crecieron a niveles altos, transformándose en un factor adicional de presión sobre los precios. A partir de esta crisis el papel de México en la estabilización del mercado internacional de petróleo fue más evidente y llegó a adquirir un reconocimiento importante a nivel internacional. A finales de marzo, se celebró un acuerdo entre México, Arabia Saudita y Venezuela para reducir la oferta de crudo, seguido de la decisión de la OPEP de contraer su producción en 1.2 millones de barriles diarios. Sin embargo, esta reducción fue insuficiente para neutralizar la sobreoferta y los precios continuaron su tendencia descendente. A finales de 1998, los precios de los crudos marcadores se situaron en el nivel más bajo de su historia, provocando que la drástica caída de las utilidades de la industria petrolera internacional, tocaran fondo. El West Texas Intermediate (WTI) promedió 14.42 dólares por barril, el Brent se situó en 12.76 dólares por barril y la mezcla mexicana promedió 10.18 dólares por barril. Con ello, el WTI registró una caída de 29.7 por ciento, el Brent de 33.1 por ciento y la mezcla 38.3 por ciento, con respecto a las cotizaciones promedio de 1997.

En un principio se atribuyó el colapso de los precios del petróleo a la acumulación excesiva de inventarios como resultado de una sobreoferta mundial de crudo. Sin embargo, después de los acuerdos tomados por parte de la OPEP y de algunos países productores independientes —México entre ellos- sobre la reducción

-

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> La menor demanda de crudo registrada en este año fue consecuencia del efecto climático conocido como el "niño", en el que se observó un invierno menos drástico que en años anteriores. Este factor se ha hecho más evidente en años recientes afectando la demanda invernal en países de la Cuenca del Atlántico, situación que precisamente contribuyó a la crisis petrolera de 1997-1998.

de la producción, se observó que aún cuando en forma momentánea los precios dieron señales de recuperación, los niveles de inventarios no habían bajado en forma sensible lo que provocó que los precios continuaran descendiendo, la disminución en el ritmo de la expansión económica mundial fue el factor más importante que mantuvo deprimidos los precios en 1998<sup>18</sup>.

Como podemos observar, en el corto plazo las principales causas que afectan el equilibrio entre la oferta y la demanda son coyunturales, así como las medidas que se toman para equilibrar el mercado. Los principales factores coyunturales que pueden influir en ello son de índole político, económico, e incluso de orden climático. Es además el periodo en el que se observan fuertes fluctuaciones de los precios, que generalmente se observan en el lapso de un año o menos. La principal solución a este tipo de colapsos, es el ajuste por parte de los países en los niveles de producción de crudo, para estabilizar el mercado y tener un pronto ajuste en los precios.

En relación a los factores que determinan los precios en el mediano plazo hay que considerar la importancia que representan las divisas petroleras para el equilibrio de los presupuestos y de las balanzas de pagos de los países productores de petróleo, algunos países en estas condiciones, encuentran difícil alinearse con una estrategia de control de los niveles de producción. Incluso cuando los precios bajan, esos países tratan de aumentar los niveles de producción y de exportación para mantener el mismo nivel de recursos financieros provenientes de la exportación, lo cual acentúa la tendencia de los precios a la baja. En tanto que los países consumidores desarrollados responden mediante la disminución de su consumo petrolero buscando una menor dependencia de petróleo de un solo productor (como la OPEP), diversificando sus fuentes energéticas. Esto último se observó en la crisis de 1973.

Por otra parte, a partir de la crisis de 1997-1998 el mercado petrolero experimentó una transformación estructural en cuanto a los movimientos y flujos tradicionales de crudo: por un lado tienden a disminuir los flujos de crudo del Pérsico hacia Europa y América, a estabilizarse los flujos del Mar del Norte y de África hacia Estados Unidos y a incrementarse los movimientos de crudo de América Latina y Canadá también a los Estados Unidos, y del Pérsico al Medio Oriente. En este sentido, la participación de México en el mercado petrolero afectó de manera significativa la evolución de los precios, sobre todo por el creciente volumen de crudo que se exporta a Estados Unidos y convirtió al país en el proveedor más importante para Estados Unidos, sobrepasando a los tradicionales abastecedores de crudo de ese país como Arabia Saudita y Venezuela.

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> PEMEX, Memoria de Labores, 1996-1997 y 1998.

Cabe destacar que un elemento común a la mayoría de las caídas de los precios del petróleo es la disminución de la demanda que ha registrado movimientos cíclicos<sup>19</sup> a lo largo de la historia; lo cual debe ser considerado con mayor seriedad en la planeación de la política petrolera de México y de las finanzas, tanto de PEMEX, como del país, para prevenir algunas contingencias.

# 1.6 Petróleo y Comercio Exterior

La exportación de petróleo ha constituido para México un elemento de suma importancia económica desde el establecimiento de la industria petrolera. Sin embargo, durante 1965 se suspendieron las exportaciones por la prioridad de abastecer al mercado interno de petróleo crudo y sus derivados, alejándose del mercado internacional petrolero. No obstante, se presentó un déficit productivo, el cual hizo necesaria la importación de crudo entre 1971 y 1974.

Después del reingreso de México al mercado internacional de petróleo, en 1974, las exportaciones de petróleo representaban el 2.8% de la producción total de crudo, un nivel de 7.1 puntos porcentuales inferior al que se tenían en 1938, e incluso el segundo más bajo en la historia<sup>20</sup> (ver cuadro 1.8).

Paulatinamente, Pemex recuperó para el país un papel de relevancia en el mercado internacional. El auge que se presentó entre 1976 y 1980 aunado con el creciente nivel de las exportaciones hacia el exterior llevó a que en 1980 las exportaciones de crudo representaran el 42.9% de la producción nacional. Entre 1982 y 1999 se exportó más de la mitad de lo que se produjo, es decir un poco más del 50% de la producción nacional se destina al mercado externo; excepto en los años 1994 y 1995 en que la participación fue un poco menor, de 48.7% y 49.9%, respectivamente; y en el año 2000, fue de 48.1%. (cuadro 1.8).

<sup>20</sup> En 1959 se registró el nivel histórico más bajo que fue de 1.1%.

-

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> En la última década el ciclo está orientado en algunos momentos a una mayor demanda de crudos pesados, derivada de un mayor provecho económico en la refinación de este tipo de crudos vinculados al diferencial de precios que se establece, entre los productos ligeros refinados y los pesados, lo cual tiene su origen en los avances tecnológicos de refinación. Es precisamente por ello que México ha incrementado su participación en los flujos internacionales de petróleo hacia Estados Unidos.

Por otra parte, la importancia de las exportaciones de crudo se debe a la afluencia de divisas que ha proporcionado al país. Así, de representar el 1.5% de los ingresos por exportaciones totales en 1970 llegó a alcanzar el 52.4% en 1980 y su nivel máximo histórico en 1982, cuando llegó a aportar el 64.9% (cuadro 1.9).

La política de comercio exterior planteada durante el auge petrolero, consideraba que los recursos provenientes de las exportaciones petroleras serían utilizados como palanca de desarrollo y que la meta de exportación se definiría en función de la capacidad de absorción de divisas de la economía, pero sin mayor precisión en cuanto las alternativas de utilización de los recursos. Los planes de Desarrollo Industrial y el Programa de Energía de 1980 intentaron articular las actividades petroleras con el resto del aparato productivo; sin embargo, esto no se logró, causando graves desordenes estructurales, cuyas repercusiones aún se resienten; ya que lejos de articular a la industria nacional a raíz de la crisis de 1982, la urgencia de divisas para cubrir el servicio de la deuda externa modificó drásticamente, a partir de 1983, la política petrolera, convirtiendo a PEMEX en el principal proveedor de divisas vía exportaciones<sup>21</sup>.

Otros puntos que destacan en el Programa de Energía de 1980, fueron algunos lineamientos que se establecieron por primera vez para el comercio exterior de hidrocarburos, principalmente en cuanto a las condiciones que tendrían que efectuar las exportaciones petroleras:

- Los mercados de exportación de hidrocarburos se tendrían que diversificar, evitando la concentración de más de un 50% de las exportaciones petroleras mexicanas en un sólo país.
- La cooperación con países en desarrollo en materia de explotación petrolera y el suministro de petróleo se intensificaría; en este contexto el límite a la participación mexicana en el abastecimiento de crudo en el caso de los países centroamericanos y del Caribe se elevaría de 20 a 50%.
- Se procuraría que las exportaciones de hidrocarburos tuviesen un mayor valor agregado, incrementando las exportaciones de derivados.

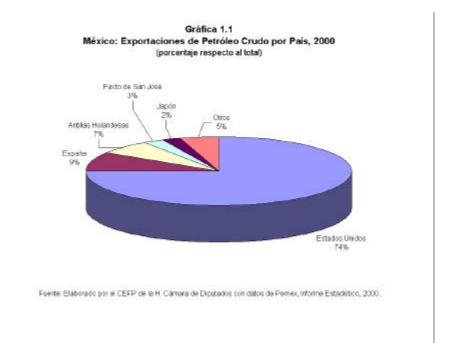
\_

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Las exportaciones permitieron obtener mediante el cobro de impuestos beneficios importantes, que lejos de apoyar a la empresa se destinaron a resolver los problemas financieros del país; con ello se le impuso a PEMEX una deformación productiva, una excesiva carga fiscal que dejó prácticamente sin recursos a la paraestatal, incapacitándola para hacer frente a sus necesidades de inversión. Manzo, José Luis, Política Petrolera y Neoliberalismo en México, en Planeación Energética y Empresa Pública, UNAM-Plaza Valdés y Editores, 1 ed, México, 1995.

- Para evitar la dependencia excesiva de la economía de un sólo producto, los ingresos por concepto de exportaciones petroleras no deberían rebasar el 50% de los ingresos totales en divisas del país.
- Se aprovecharían las ventas externas de petróleo para absorber tecnologías modernas, desarrollar la fabricación nacional de bienes de capital, tener acceso a nuevos mercados para la exportación de manufacturas y lograr mejores condiciones de financiamientos.

Como se observa en el cuadro 1.10 del anexo, no sólo no se logró diversificar las exportaciones hacia más países, sino que se continuó dependiendo de Estados Unidos a lo largo de las últimas décadas como principal cliente de crudo. Así, la concentración de las exportaciones a partir de 1983 ha sido más del 50%, excepto en los años de 1984 y 1987 por la disminución del consumo de crudo por las crisis precedentes a estos años. Esta situación es más fuerte aún, a partir de 1994 más del 70% de las exportaciones de petróleo crudo se dirigen exclusivamente a los Estados Unidos, registrando un promedio, en la década de 1990, del 70.3%.

En relación a la cooperación con países en desarrollo en agosto de 1980 se puso en vigor el programa de cooperación energética para países de Centroamérica y el Caribe, mejor conocido como el Pacto de San José. Este programa tiene como propósito "atender el consumo interno neto de origen importado de los países del área y contribuir al financiamiento oficial correspondiente". El comercio con los países que conforman este Acuerdo es poco significativo en comparación con lo que se exporta a Estados Unidos. Así también, países a los que más se exporta, como España, Antillas Holandesas, y Japón, en el año 2000 se envió el 8.7%, 6.7% y 2.1%, respectivamente, cantidades igualmente poco significativas en comparación a lo que se exporta a Estados Unidos.



Con respecto a los ingresos totales en divisas por concepto de exportaciones petroleras, entre 1980 a 1984 no se cumplió con el objetivo de no depender de un sólo producto de exportación, en este caso el crudo mexicano, por lo que se llegó a rebasar el limite fijado en 50% para cumplir con tal objetivo. Esto provocó que la economía mexicana mantuviera una fuerte dependencia de los ingresos por concepto de exportaciones petroleras, las cuales alcanzaron en 1982 su nivel máximo al representar el 64.9% de las exportaciones totales, sumando un total de 15 mil 622 millones de dólares. Con la crisis de 1982 se hizo evidente la necesidad de que el país dependiera menos de las exportaciones petroleras, emprendiéndose una reforma estructural con este propósito, el cual tardó más de una década en concretarse. Con la caída de los precios del petróleo en el mercado mundial en 1986, los ingresos de las divisas petroleras descendieron un poco más de un tercio, que en términos porcentuales significó una caída de 58.1% con respecto a 1985, observándose aún una fuerte dependencia de los ingresos petroleros y la urgente necesidad de disminuir dicha dependencia. En este sentido, la relación entre las exportaciones petroleras y las exportaciones totales ha disminuido considerablemente. Después de la disminución de éstas en 1985, de 1986 a 1990 representaron en promedio el 23.2% y de 1991 al año 2000 el 10.7%. Con ello, se muestra que la economía

ha dejado de estar petrolizada cediendo el lugar a las exportaciones manufactureras. Así, en el año 2000 las exportaciones petroleras representaron el 8.9% respecto a las exportaciones totales (cuadro 1.9).

Por otra parte, la fuerte dependencia de las exportaciones de petróleo crudo en la década de los ochenta afectó severamente a la economía después de las crisis del mercado internacional de petróleo, afectada principalmente por las grandes caídas de 1986 y 1998. Desde la crisis de 1998, los volúmenes de exportación de crudo han estado sujetos a las fluctuaciones de la oferta y demanda a nivel mundial, a factores coyunturales, que como se analizó en el apartado anterior afectan el nivel de precios internacionales, y México ha participado directamente en la estabilización del mercado internacional de petróleo. La drástica caída de los precios del petróleo en 1998 provocó una reducción en la plataforma de exportación de 188 mil barriles de crudo diarios en 1999, equivalente a una reducción anual de 10.8%. La recuperación de las cotizaciones internacionales permitió el incremento en el volumen de exportación en el año 2000, el cual permitió exportar mil 652 millones de barriles diarios, teniendo una recuperación de 6.4% respecto a 1999.

### 1.7 Petróleo y Finanzas Públicas

A lo largo de su historia como empresa, PEMEX ha sufrido graves desequilibrios financieros, originados por la falta de recursos propios para hacer frente a sus requerimientos. Desde 1938, las políticas económicas adoptadas desde entonces obligaban a la empresa a abastecer con oportunidad y en cantidades suficientes al mercado interno, y, además, debía incentivar al resto de la economía a través de la práctica de una política de precios bajos de los derivados de petróleo comercializados en el país.

Entre 1977 y 1979, el sostenido crecimiento de la demanda interna de derivados determinó un progresivo aumento de los ingresos provenientes del mercado nacional. La mejora en las utilidades habría permitido disponer de mayores recursos propios para hacer frente a los programas de inversiones y pago de las obligaciones contraídas por la empresa. No obstante, el gobierno federal y la dirección de PEMEX manifestaron que la riqueza originada por las exportaciones de hidrocarburos deberían contribuir al financiamiento del desarrollo del país. Consecuente con esta posición, el gobierno ejerció una mayor presión fiscal sobre la empresa. Los impuestos federales gravaron en forma creciente los ingresos y redujeron los márgenes de las utilidades.

El gobierno federal dejó sin efecto hasta diciembre de 1982 el régimen impositivo que se centraba en las exportaciones de crudo y lo sustituyó por otro, cuya carga principal fue la producción a través del Derecho de Explotación de Hidrocarburos.

La empresa captó una creciente renta en el mercado petrolero internacional y la transfirió en gran medida al Estado a través de una imposición fiscal, también creciente. Los recursos para financiar la industria petrolera provinieron también de un mercado internacional con un alto grado de disponibilidad de capitales para tal propósito; de esta manera, el endeudamiento externo financió al Estado mexicano a través de la paraestatal. Los resultados del proceso junto con la creciente ineficiencia de PEMEX resultante en parte de su acelerada expansión, se tradujeron en una crítica situación financiera de la empresa a fines de 1982.

A principios del sexenio 1982-1988, el gobierno tomó la decisión de basar el desarrollo social y económico del país utilizando los ingresos por exportación de hidrocarburos como fuente de financiamiento. Durante este periodo, PEMEX aportaba cerca de 40% de los ingresos públicos y originaba casi la tercera parte de la deuda global de México.

El actual régimen fiscal que se aplica a PEMEX desde 1994, llamado Red Fiscal, comprende los siguientes derechos e impuestos:

- Derecho sobre la Extracción de Petróleo (DEP)
- Derecho Extraordinario sobre la extracción de Petróleo (DEEP)
- Derecho Adicional sobre la Extracción de Petróleo (DAEP)
- Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)
- Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

La suma de los anteriores impuestos es lo que se acredita al llamado Derecho sobre Hidrocarburos (DSH), al cual se le aplica una tasa de 60.8% sobre los ingresos gravables de la empresa<sup>22</sup>. Además se aplica el impuesto sobre la renta y el impuesto al valor agregado para los productos destinados a la venta final.

Existe también el Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE), el cual se aplica en el caso de que el precio promedio de la mezcla mexicana de petróleo supere durante el ejercicio fiscal el precio establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación, este equivale al 39.2% de los ingresos excedentes, el restante 60.8% de estos ingresos excedentes se cobra vía DSH.

El inconveniente de este esquema fiscal es que se aplica directamente sobre los ingresos por ventas totales de PEMEX, con lo que sólo cumple objetivos recaudatorios dejando de lado criterios de eficiencia económica y operativa. La fuerte contribución económica que realiza PEMEX al erario público ha impedido el crecimiento normal de esta empresa, por lo menos en los últimos 18 años, repercutiendo en la falta de incentivos para minimizar costos, incorporar nuevas tecnologías en determinadas áreas, en la inversión, en exploración, en abrir nuevos segmentos de mercado, etc.

La carga fiscal que tiene PEMEX rompe el principio de la proporcionalidad, según el cual, un sujeto debe contribuir en función a su capacidad contributiva y, sobretodo, que la tributación nunca debe ser tan grande que termine

\_

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Estos incluyen ventas de crudo al exterior; ventas a terceros y exportaciones de petrolíferos, gas natural, gas LP y petroquímicos; IEPS de gasolinas excepto importaciones y fletes.

eliminando la fuente de riqueza del contribuyente y su actividad. Si no se modifica esta situación y teniendo en cuenta que algunos impuestos importantes que cubre PEMEX no se basan en las utilidades que obtiene, llegará el momento en que además de no haber utilidades, se afectarán otros rubros que la empresa utiliza para cumplir con sus funciones y se corre el riesgo de llegar a un agotamiento de los recursos económicos de la empresa<sup>23</sup>. Cabe destacar que PEMEX incurrió en pérdidas después de impuestos, en 1999, por 969 millones de pesos y un mil 816 millones en el año 2000<sup>24</sup>

Como se mencionó en el apartado anterior, a partir de la crisis de 1982 se observó la necesidad de despetrolizar la economía, situación que en la actualidad parece conseguirse con respecto a las exportaciones. Sin embargo, las finanzas públicas, continúan manteniendo una alta dependencia de los ingresos petroleros. En 1977, antes del *boom* petrolero este tipo de ingresos representó 20% del total de ingresos del presupuesto público, y alcanzó el nivel más alto en 1987 con 43.4%, disminuyendo posteriormente entre 1988 y 1994, representando en promedio un 28% para luego volver aumentar y colocarse en 37% en el año 2000 (ver cuadro 1.11).

La dependencia que existe de los ingresos presupuestarios del Gobierno Federal con relación a los ingresos petroleros hace que las finanzas públicas sean vulnerables a los eventos coyunturales que se presentan en el mercado petrolero internacional. Tal como sucedió con la crisis petrolera de 1998, año en que el gobierno tuvo que aplicar tres recortes presupuestales por un total de casi 3 mil millones de dólares, para evitar el desequilibrio de las finanzas públicas. Como consecuencia de estas situaciones se creó, en el 2000, un fondo de estabilización de ingresos petroleros<sup>25</sup>. Sin embargo, las contribuciones que se acreditan a este fondo se activan únicamente cuando los ingresos federales totales exceden cierto nivel, y los ingresos excedentes se dividen en 40% para el fondo y 60% para pagar deuda gubernamental. Esto puede hacer que los ingresos petroleros se encuentren en niveles significativamente altos y que no haya ninguna contribución al fondo, debido a que otra fuente de ingresos puede contribuir con niveles muy bajos; otra desventaja es que solamente el 40% se destina al fondo de estabilización, situación que hace difícil la acumulación de una reserva que represente una protección significativa frente a potenciales fluctuaciones.

<sup>2</sup> 

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> García Paez, Benjamín, Petróleo y Finanzas Públicas en México, Revista de Comercio Exterior, vol. 50, núm 11, noviembre del 2000, pág. 964.

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Pemex, Informe Estadístico 2000.

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> Artículo 35 del Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el año 2000.

En materia petrolera, la reforma fiscal debe buscar la menor dependencia de los ingresos petroleros afectados por las fluctuaciones del mercado internacional, ya que ello hace que las finanzas públicas sean vulnerables y se cree incertidumbre en cuanto a las condiciones fiscales futuras.

En ese sentido, la reforma fiscal debería modificar la estructura de ingresos del gobierno federal de tal forma que los ingresos generados por el petróleo redujeran su importancia y los tributarios pudieran ser la fuente básica de los mismos. Con ello se debe buscar que la carga fiscal esté bien distribuida entre los diferentes sectores y que no se impacte negativamente a ningún grupo específico.

# 1.8 Propuesta de Reforma<sup>26</sup>

A finales del sexenio 1994-2000, el gobierno federal destacó la necesidad de llevar a cabo una reforma fiscal en materia petrolera, reconociendo que el régimen fiscal de PEMEX no es eficiente para la empresa.

Los objetivos de la reforma fiscal en materia petrolera son:

1. Suavizar las fluctuaciones en los ingresos públicos:

Bajo este punto se pretende la creación de un fondo de estabilización petrolero que fortalezca los puntos débiles del fondo, (mencionados en el apartado anterior). Este fondo se activaría cuando el precio internacional del petróleo supere un determinado "precio de activación" fijado con anterioridad, situación en que se inyectarían recursos al fondo. En caso de que el precio internacional esté por debajo del "precio de activación", se tomarían recursos del fondo para minimizar la fluctuación en los ingresos públicos.

#### 2. Fortalecer las finanzas de PEMEX:

Recientemente PEMEX tuvo que financiar una porción creciente de sus inversiones con fondos privados bajo la modalidad de PIDIREGAS, que sin embargo, constituyen deuda pública, por lo que esta modalidad no es una solución de largo plazo. Este esquema además de no permitir un vínculo entre los ingresos y egresos de la empresa, genera dificultades para buscar financiamientos en el exterior; ya que los recursos

-

<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> Secretaría de Energía, El Sector Energía en México, Análisis y Prospectiva, México, 2000, págs. 162-167.

son extraídos por el gobierno vía impuestos deteriorando los estados financieros de la empresa frente a instituciones extranjeras. Con lo que la reforma pretende que la carga fiscal de PEMEX sea prevista y planificada de mejor manera por la empresa para fortalecer su situación financiera.

#### 3. Incentivar la eficiencia

La reforma fiscal estaría enfocada a la generación de incentivos al interior de PEMEX para incrementar los niveles de eficiencia en la empresa. Con ello se contempla que la reforma fiscal debe:

- Diferenciar las distintas actividades de acuerdo con su nivel de riesgo y rentabilidad
- Diferenciar las actividades a lo largo de la cadena de valor para separar las actividades que sólo explotan la riqueza petrolera de las que generan valor agregado.
- Definir una política de dividendos ligados al desempeño económico de la empresa (por ejemplo, el nivel de costos).

Se observa la necesidad de que la reforma fiscal en materia petrolera requiere formar parte de una reforma fiscal integral, en la cual se hace necesario modificar las fuentes de ingreso del Gobierno Federal. Asimismo, la propuesta incluye una reforma administrativa y regulatoria en la que se hace necesario otorgar autonomía financiera, presupuestaria y de gestión a la paraestatal. Aunque no se especifica, se menciona que la autonomía implica una nueva regulación y reformas a la Ley Federal de Entidades Paraestatales (LFEP) y a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF).

Algunos de los objetivos de la reforma deberían considerar una distribución más equitativa de la carga impositiva, al tiempo que se mantiene las condiciones de neutralidad y eficiencia fiscales; eliminar los factores que restan eficiencia a los impuestos como instrumentos de recaudación, y lograr, tanto una mayor participación de los ingresos tributarios en el producto nacional, como una autonomía de la renta petrolera del fisco para su utilización productiva.

En síntesis, se debe buscar un esquema fiscal competitivo que permita mayor flexibilidad operativa a PEMEX, lo cual requiere que la empresa programe de manera autónoma sus recursos de inversión, ya que eso le permitiría

replantear en forma óptima su estructura de capital y atenuar la disyuntiva entre invertir y cumplir con sus obligaciones fiscales; simplificar el mecanismo de tributación, y reducir, a mediano plazo, la carga fiscal. Así también, PEMEX deberá revisar la estructura de financiamiento de sus operaciones y el régimen fiscal, así como los aspectos regulatorios y procesos de interacción con las autoridades fiscales.

# 2. Petroquímica

#### 2.1 Producción

La función de la industria petroquímica consiste en la transformación del gas natural y algunos derivados del petróleo en materias primas empleadas en la fabricación de productos químicos, que a su vez, se utilizan en la elaboración de diversos productos de demanda final.

A partir de su desarrollo en 1951 y su consolidación hacia la década de los setenta, la evolución de esta industria se dio en un entorno en el que existían ciertas ventajas competitivas que le permitieron su impulso, entre las que destacan: un elevado nivel de protección, precios de las materias primas inferiores a los internacionales, un mercado interno muy dinámico y una tecnología adecuada para las condiciones de un mercado cerrado. Asimismo, con el fin de fortalecer a la industria, se otorgaron subsidios a los particulares en los precios de las materias primas, elevados aranceles para petroquímicos fabricados en México, y el Estado dio la garantía de absorber deudas contratadas en divisas en caso de devaluación, y de ajustes libres a los precios de los productos petroquímicos ante aumentos de los costos de producción. Asimismo, se redujeron o eliminaron impuestos a las exportaciones y a ciertas importaciones de productos básicos e intermedios; y se redujeron impuestos en función del número de empleos creados<sup>27</sup>.

En la década de los sesenta aparecieron 9 complejos petroquímicos y la producción pasó de 65 mil toneladas métricas de petroquímicos básicos a cerca de 2 millones en 1970. Desde este año hasta 1976, se consideró a esta industria como una actividad en la que se podía sustentar una política regional de desarrollo. No obstante, se carecía de los recursos necesarios para la construcción de las nuevas plantas que se planeaban en ese entonces.

Entre 1974 y 1975, a raíz de los descubrimientos de los campos petroleros, en Chiapas y Tabasco y de la elevación de los precios internos de los productos de PEMEX en 1973, se decidió acelerar la expansión de la

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> Máttar Márquez, Jorge, <u>La competitividad de la industria química</u>, en "La Industria Mexicana en el Mercado Mundial, elementos para una política industrial", El Trimestre Económico, FCE, México, 1994, p.161.

capacidad de producción petroquímica, con el objetivo de alcanzar la autosuficiencia, (como sucedió con la política de producción de petróleo).

El periodo de 1970-1980 fue el de mayor auge, registrando una tasa media de crecimiento anual de 14.6% (ver tabla 2.1). Al iniciarse el sexenio de 1976-1982, se incluyó a la petroquímica entre los nueve sectores industriales prioritarios en la asignación de inversiones, con ello, la producción petroquímica creció de 3.8 millones de toneladas en 1976 a 11.3 millones en 1983, lo que significó una tasa media anual de 16.7% para ese periodo (ver anexo cuadro 2.1).

No obstante, la crisis de 1982 obligó a la industria petrolera en general y a PEMEX en particular a cancelar o posponer algunos de sus proyectos. Con la crisis de 1986, la redefinición de la política económica del país provocó la cancelación, o reducción de los diversos mecanismos de apoyo y protección con que había contado la industria en las décadas anteriores. Hasta 1986, se otorgaron permisos a la industria para producir petroquímicos secundarios con el abasto exclusivo de primarios por parte de PEMEX. A partir de mediados de ese año, el gobierno decidió que PEMEX comercializara únicamente los productos primarios que produjera y permitió que la industria privada importara directamente los que requiriera. Por otra parte, a fines del mismo año, se canceló el descuento del 30% que PEMEX otorgaba sobre los precios internacionales de petroquímicos.

Aunado a lo anterior, la falta de inversiones y la apertura de la industria al comercio internacional en 1988, provocaron que la industria petrolera empezara a declinar. Entre 1980 y 1990 la tasa media de crecimiento fue de 9.5% menor que la registrada en el periodo 1970 - 1980. En 1993 se registró una caída de 7.9% en la producción de petroquímicos secundarios siendo ésta la mayor caída de este tipo de productos hasta entonces registrada, cuyas causas estuvieron relacionadas a las condiciones adversas del mercado internacional, así como a la entrada de importaciones competitivas. Asimismo, el volumen total de la producción de PEMEX Petroquímica (PPQ)<sup>28</sup> disminuyó sensiblemente en ese año, registrando una caída de 12.7% en relación a 1992. Una parte de esta contracción generalizada de la producción petroquímica de PEMEX se debió al cierre de plantas obsoletas cuyas escalas y tecnologías excluían toda posibilidad de competencia. Estos fueron los casos de la Planta II de

-

<sup>&</sup>lt;sup>28</sup> PEMEX-Petroquímica: encargado de los procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

amoniaco en Cosoleacaque, la Planta I de metanol en San Martín Texmelucan y la de acrilonitrilo en Cosoleacaque. También dejaron de operar otras plantas cuyos productos resultaban obsoletos<sup>29</sup>.

Tabla 2.1

México: Producción de Petroquímicos

(Tasas medias de crecimiento anual)

Periodo	TMC
1970-1980	14.6
1980-1990	9.5
1990-2000	-0.6

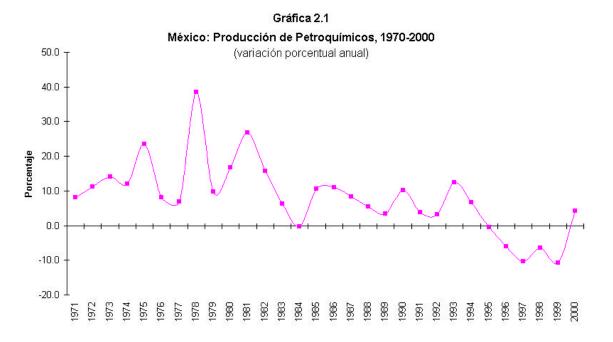
FUENTE: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía.

A partir de 1996, la industria ha presentado una contracción prolongada, registrando, durante cuatro años consecutivos, tasas negativas de crecimiento en sus volúmenes de producción. La tasa media de crecimiento de la industria petroquímica, privada y de PEMEX, en la década de los noventa, fue de -0.6%. Por su parte, la producción de PEMEX petroquímica disminuyó a una tasa promedio anual de 12.2% entre 1995 y 1999.

La principal causa de la baja en la producción petroquímica de PEMEX se encuentra en las condiciones de los mercados internos y externos de sus productos. La industria petroquímica presenta un carácter cíclico muy marcado, por lo que su capacidad de producción manifiesta fuertes incrementos discontinuos que eventualmente se convierten en oferta excedente en la fase recesiva de un ciclo económico (ver gráfica 2.1). Así también, responde sensiblemente a los cambios y fluctuaciones que presenta la industria petroquímica a nivel internacional. La contracción de la industria petroquímica mundial, iniciada en los años noventa, se ha manifestado en México con particular intensidad, debido a que ésta coincidió con ajustes estructurales en la industria mexicana vinculados a la apertura de su economía. Asimismo, la industria se ha visto seriamente afectada por el desabasto en sus insumos (etano y metano) y por la falta de competitividad de los precios relativos de los mismos.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> PEMEX, Memoria de Labores, 1993, pág. 50-51.



Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía.

La industria petroquímica se distingue, además de lo anterior, por la complejidad de sus operaciones y la diversidad de sus productos, los cuales, cada uno tiene su propio mercado y su propio ciclo. Las principales características estructurales de esta industria son:

- La concentración geográfica en amplios complejos industriales integrados por plantas de proceso de gran dimensión.
- El uso intensivo de capital y la magnitud de sus requerimientos de inversión.
- El cambio acelerado en procesos y productos.
- La posición dominante de grandes empresas.
- El alto costo de materias primas provenientes de la industria de la refinación y el gas natural con relación al valor de sus productos.
- El uso generalizado de petroquímicos en múltiples sectores.

La industria petroquímica ha tenido cuatro reclasificaciones de sus productos, en 1986 se consideraban 70 productos como primarios o básicos, pasaron a 34 primarios y los 36 restantes se catalogaron como secundarios; en 1989 la lista de primarios se redujo a 19 y 67 productos se reclasificaron como secundarios; en 1992 los productos primarios se redujeron a ocho y la última reclasificación se efectuó en 1996<sup>30</sup>, quedando como petroquímica básica la producción exclusiva por parte del Estado de nueve productos que tienen la característica común de ser los que dan inicio a todas las actividades petroquímicas, de acuerdo con las tecnologías actuales. A partir de 1996 los petroquímicos básicos son: etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, naftas y materia prima para negro de humo, y metano cuando éste derive de hidrocarburos de petróleo, provenga de yacimientos en el territorio nacional y sirva de materia prima para procesos industriales. La elaboración de esos productos básicos queda bajo la jurisdicción de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y el resto de los productos serán elaborados por PPQ y la industria petroquímica privada (ver cuadro 2.3 del anexo).

Actualmente, la industria petroquímica secundaria está constituida por siete empresas y tres unidades petroquímicas propiedad de PEMEX (Independencia, Reynosa y Salamanca) y por aproximadamente 250

\_

<sup>&</sup>lt;sup>30</sup> Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero, 1996 (texto vigente).

empresas privadas. En el año 2000 se estima para PEMEX una capacidad instalada de 20 mil 840 millones toneladas métricas de producción de petroquímicos por año, presentando un índice de utilización de la capacidad instalada del 60.8%, lo que representa una diferencia de 32.1 puntos porcentuales menor que el registrado en 1992, cuando registró su máximo histórico que fue de 92.9%, con lo que se observa la magnitud de la contracción de la actividad de PPQ (ver cuadro 2.4).

#### 2.2 Consumo

La industria petroquímica básica es prácticamente una industria proveedora de bienes de consumo intermedio para otras industrias, incluso para la petroquímica.

Sus principales mercados son tres:

- 1. El nacional: suministrando materias primas e insumos a la industria de transformación nacional, partiendo de los productos obtenidos de los procesos del gas y de complejos petroquímicos en general.
- 2. Interorganismos: que suministra productos y servicios a los organismos subsidiarios y filiales de PEMEX.
- 3. El internacional: en el que se comercializan en el mercado exterior, productos petroquímicos básicos y azufre.

El volumen total de ventas internas de petroquímicos elaborados en PPQ ha presentado una caída de –5.7% anual, el grupo de productos que presenta un mejor comportamiento en la evolución del consumo interno es el de los derivados de etano, cuya tasa de crecimiento anual fue de 1.6% durante el periodo de 1988 al 2000; la cual, no obstante de ser poco dinámica, es la única positiva comparada con el resto de los otros grupos (ver cuadro 2.5).

El volumen de las ventas internas de PPQ alcanzó su máximo histórico en 1996 con un volumen de ventas de 5 mil 852 millones de toneladas, por un valor de 12 mil 267 millones de pesos (mdp). No obstante, la contracción de la industria a partir de este año se profundizó en 2000 cuando registró una caída de 29.7% respecto a 1999, equivalente a un monto de 9 mil 954 mdp (ver cuadros 2.5 y 2.6).

Entre 1998 y 2000, el consumo nacional disminuyó ligeramente, pasando de 78.5% en 1998 a 66.9% en el 2000; aumentándose las ventas a los mercados externos, cuya proporción pasó de 6.7% en 1998 a 14.3% en el 2000. El autoconsumo que realiza PEMEX se ubica aproximadamente en 16.6% en promedio.

Tabla 2.2

México: Destino de la Producción de Petroquímicos (PPQ)

(millones de pesos)

	1998	% del Total	1999	% del Total	2000	% del Total
Nacional	9,744	78.5	9,330	77.5	9,954	66.9
Interorganismos	1,844	14.9	1,922	16.0	2,797	18.8
Exportaciones	826	6.7	781	6.5	2,132	14.3
Total	12,414	100.0	12,033	100.0	14,883	100.0

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos Pemex, Informe Estadístico 2000.

#### 2.3 Precios

Hasta mediados de 1982 no existieron criterios o normas claras para la fijación de los precios de los productos petroquímicos básicos, los hechos pusieron en evidencia una política implícita de bajos precios<sup>31</sup>.

Hasta 1983 PEMEX otorgaba subsidios a través de los precios petroquímicos que vendía al resto de la industria, que en ocasiones significaba un descuento de hasta el 50% respecto a los precios internacionales. A partir de ese año, el gobierno puso en práctica la política de acercamiento entre los precios de los petroquímicos elaborados por PEMEX y los internacionales. Entre 1983 y 1987, los precios de lista de petroquímicos básicos (excepto azufre y amoniaco) se calculaban como el 80% de su precio internacional, con ajustes cada tres meses.

En 1988 los precios de los petroquímicos suministrados por PEMEX subieron acercándose a los internacionales, mientras que los de la industria privada se mantuvieron fijos debido a la firma de la primera fase del Pacto de Solidaridad Económica (PSE), en diciembre de 1987. Hasta enero de 1990 se ajustaron al 90% del precio internacional. A partir de ese año, desaparecieron prácticamente todos los subsidios a los precios de los

<sup>21</sup> 

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> Wionzeck, *op. cit.*. De 1970 a 1982, el índice de precios de los petroquímicos básicos evolucionó más lentamente que los del sector industrial en su conjunto. De 1970 a 1979, el índice de precios de la producción petroquímica básica creció a una tasa promedio de 12.2% anual, mientras que la del sector industrial en su conjunto fue de 16.5%. De 1980 a 1982 las tasas fueron de 21.9% para la petroquímica y de 39.9% en el sector industrial.

petroquímicos suministrados por PEMEX. No obstante, en 1992, se inició la práctica de negociar contratos de mediano y largo plazo entre PEMEX y la industria privada, lo que contribuyó en cierta medida a otorgar seguridad en la planeación global de las empresas privadas.

A partir de 1994 el mecanismo de fijación de los precios consiste en seguir el precio de referencia de la costa norte del Golfo de México (CNGM) más un ajuste por calidad y facilidad de aprovisionamiento, empleando tres tipos de precios de referencia para la determinación de sus precios<sup>32</sup>:

- 1. Referencia Internacional de la CNGM,
- 2. Netback de exportación (contrato CNGM flete) y,
- 3. Desplazamiento de importaciones (contrato CNGM + flete)

Durante 1999, en el comportamiento de los precios por producto destacaron las variaciones observadas en el precio de los siguientes productos: en el grupo de derivados del etano, el acetaldehído y el polietileno de alta densidad descendieron 21.4% y 1.8% respectivamente; en cambio, el polietileno de baja densidad, el cloruro de vinilo y el óxido de etileno presentaron variaciones positivas de 9.7%, 6.9% y 3.1%, respectivamente.

En el grupo de aromáticos, se observaron incrementos importantes en los precios de productos como el estireno que mostró un incremento de 26.4% respecto a 1998, seguido por el ortoxileno que aumentó 21%; y por el

1. Si existe una referencia confliable:

p = (1+a)p\*TC, donde: p = precios en pesos

a = factor de ajuste por calidad/logística

TC= tipo de cambio

p\* = precio de referencia en dólares, normalmente costa norte del Golfo de México (CNGM)

2. Si no existe referencia confiable:

 $p = (ap_1 + bp_2 + c)TC$ ; donde:

 $p_1$ ,  $p_2$  = precios de referencia para las materias primas o productos derivados.

a,b,c = constantes que reflejan la economía del proceso. No se aplican precios de transferencias entre

subsidiarias de PEMEX.

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup>Fórmula de precios:

paraxileno y benceno que manifestaron una tendencia positiva en sus precios con aumentos de 19.8% y 16.4%, respectivamente. Por su parte, el amoniaco, derivado del metano aumentó 21.9%.

De acuerdo con estimaciones de consultores especializados, los precios de los petroquímicos y su rentabilidad mejorarán a partir del año 2001, alcanzando su máximo nivel en el periodo 2002-2003<sup>33</sup>.

### 2.4 Comercio Exterior

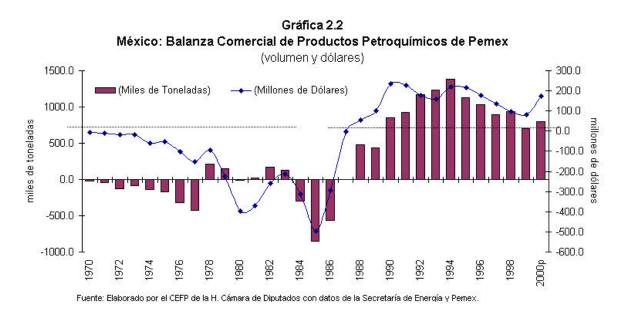
Desde su inicio, la industria petroquímica contó con sistemas proteccionistas para su desarrollo, pues se ofrecieron reducciones o eliminaciones de impuestos a las exportaciones y a ciertas importaciones de productos petroquímicos básicos e intermedios, y elevados aranceles para petroquímicos fabricados en México. Sin embargo, la crisis de 1982 dio inicio a la eliminación gradual de permisos y precios oficiales de importación y reducción de aranceles.

A partir de la adhesión de México al GATT en 1986, la industria en general se enfrentó a presiones de mercado, lo cual ocasionó que el Gobierno Federal se viera obligado a reestructurar la industria petroquímica y dió los primeros pasos al reclasificar, en agosto de 1989, a la mayoría de los llamados petroquímicos básicos y abriéndolos a la iniciativa privada, argumentando que dicha clasificación se hacía para que la inversión pública, ya escasa para entonces, se complementara con la de las empresas privadas.

Con la firma de los acuerdos comerciales con otros países, principalmente el Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos y Canadá, suscrito a finales de 1993, la industria en general se enfrentó a la creciente e intensa competencia del exterior en el mercado interno, debido a que muchos de los clientes nacionales dejaron de comprar petroquímicos y se dedicaron a importar productos terminados o semi-terminados, forzando a la industria nacional a buscar mercados de exportación. Adicionalmente, el desempeño del comercio exterior de los productos petroquímicos intermedios se ha visto afectado por la entrada de importaciones a precios *dumping* (discriminación de precios), afectando en mayor medida a las empresas privadas nacionales.

<sup>33</sup> Secretaría de Energía, Anuario de Petroquímica, 1999, con base a HP in Brief, Hydrocarbon Processing, reportes especializados de Chem Systems, febrero del 2000.

Desde 1970 y hasta 1987, la balanza comercial de productos petroquímicos de PEMEX fue deficitaria, debido a las cantidades importantes de importaciones de este tipo de productos, llegando a su máximo nivel en 1985, cuando registró un déficit de 496.7 millones de dólares (cuadro 2.7). Sin embargo, a partir de 1988 revirtió su tendencia, para comenzar a ser superavitaria. Entre 1988 y 2000 presentó dos ciclos con tendencia a la baja, el primero entre 1991 y 1993, registrando una caída de 74.7%; y el segundo, más prolongado, de 1995 a 1999; sin embargo, a diferencia de la petroquímica privada, la balanza comercial de PPQ ha sido es superavitaria a partir de 1988. Al cierre del año 2000, se revirtió la tendencia a la baja con un repunte importante de 111.0% respecto a 1999; registrando un monto de 174 millones de dólares, lo que equivale a un volumen de 799 mil toneladas (gráfica 2.2).



En cuanto al origen y destino del comercio exterior de productos petroquímicos, Estados Unidos es el principal proveedor, con 65.1% del total de las compras en volumen de esta industria. Asimismo, Estados Unidos es el principal comprador de las exportaciones petroquímicas mexicanas con 55.4% del volumen total de las ventas externas, por lo que dicho país continúa siendo el principal socio comercial en esta industria (ver cuadro 2.8).

#### 2.5 Reformas al Sector

Desde finales del sexenio 1989-1994, se intentó privatizar las plantas de PEMEX-Petroquímica, con lo que se buscaba modernizar y reestructurar a la industria petroquímica mexicana. En junio de 1995, se dieron a conocer las directrices que seguiría la privatización, las cuales señalaban que ésta se haría por complejos y no por plantas y que cada uno de los complejos se convertiría en una empresa privada; PEMEX-Petroquímica participaría en un rango del 25 al 30% de las acciones, durante un periodo de transición. El valor de los complejos se determinaría como un negocio en marcha y no sólo por el valor de sus activos.

La primera licitación se dio en noviembre de 1995 para el Complejo Petroquímico de Cosoleacaque, cuyo principal producto es el amoniaco. Sin embargo, el proceso quedó suspendido indefinidamente en virtud de que se anunció oficialmente la aplicación de una reserva del TLC, que da preferencia a empresas mayoritariamente mexicanas a adquirir activos que, antes de enero de 1992, eran exclusividad del estado, quedando todos los petroquímicos secundarios dentro de esta reserva.

En 1996, se planteó una nueva estrategia para la industria petroquímica, cuyo objetivo era acelerar el ritmo de expansión de la capacidad productiva de la industria petroquímica, procurando armonizar las inversiones del sector público y de los particulares, tanto nacionales como extranjeros. De esta nueva estrategia se derivó que la Industria Petrolera abarcaría la producción de ocho petroquímicos básicos (Etano, Propano, Butano, Pentano, Hexano, Naftas y Materia Prima para Negro de Humo), además del Metano, cuando éste derive de hidrocarburos de petróleo, provenga de yacimientos en el territorio nacional y sirva de materia prima para procesos industriales. Así como el tratamiento que tendría la producción de esos petroquímicos básicos, cuando éstos se generen en plantas dedicadas a la producción de petroquímicos no reservados al Estado.

Se precisó que el Estado tendría el control mayoritario de las filiales de PPQ y se realizarían las acciones necesarias para mantener competitivas sus plantas de petroquímica no básica, asimismo se decidió que la mejor opción sería constituir, a partir de los complejos petroquímicos, empresas filiales de PPQ, que operarían como sociedades anónimas, y cuyo capital social se mantuviera mayoritariamente en manos del Estado.

En 1998 se licitó Petroquímica Morelos (PQM), bajo el esquema de que la propiedad del consorcio fuesen mayoritariamente mexicana, el capital social mínimo privado del 49% y el restante 51% de PQM. Sin embargo, ésta licitación fracasó, declarándose desierta.

Como resultado de los fracasos en el proceso de privatización del sector petroquímico, se han analizado varios esquemas que permitan la capitalización de las empresas filiales de PPQ y ampliar sus planta productivas. Sin embargo, hasta la fecha no existe nada concreto.

Las opciones que se manejan por el momento para solucionar la problemática de la industria es la enajenación de las empresas petroquímicas no básicas propiedad de PEMEX con el fin de integrar las cadenas productivas de la industria; y eliminar la división entre petroquímica básica y secundaria<sup>34</sup>, ya que resulta ineficiente en la medida que ocasiona problemas operativos que impiden separar técnicamente los procesos productivos. En particular, existen petroquímicos básicos que necesariamente se obtienen de la producción de secundarios y que deben ser consumidos o entregados a PEMEX.

Se considera entonces que, estas ineficiencias quedarían superadas al enajenar las plantas petroquímicas no básicas integrando la producción de tal manera que se creen economías de escala que podrían reducir costos así como aumentar el valor de la cadena productiva. Con ello existiría la libre concurrencia dentro de la industria, mejorando su competitividad y permitiendo que el sector privado compitiera con PEMEX en la elaboración de los hoy llamados petroquímicos básicos, lo cual no necesariamente implicaría la privatización de los complejos que actualmente son propiedad de PEMEX Refinación y de PGPB<sup>35</sup>.

Las perspectivas de la industria petroquímica a nivel mundial prevén la instalación de nuevas plantas que entrarán en operación en los próximos dos años en Norteamérica, Medio Oriente y Asia, las cuales ejercerán presión en la parte más especializada de las cadenas productivas, principalmente en las etapas iniciales de éstas; ello, aunado a las fusiones globales tendientes a la privatización, crean un entorno que obliga a considerar que el éxito de una compañía en la industria petroquímica internacional deberá conseguir ventajas tanto en materias primas como en tecnología, así como agilidad estratégica, enfoques novedosos para asociarse, así como mostrar interés en la

<sup>35</sup> Secretaría de Energía, "El Sector Energía en México, Análisis y Prospectiva", 1ª ed, SE, México, 2000.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup> México es el único país del mundo que divide formalmente a la industria petroquímica, en básica y secundaria.

protección del medio ambiente. Estos son algunos aspectos que deberán considerar los inversionistas privados y las autoridades gubernamentales que buscan la reforma del sector.

### 2.6 La petroquímica en el contexto del TLCAN

Los principales puntos acordados en el TLCAN respecto a la industria petroquímica fueron, entre otros, que PEMEX mantendría la exclusividad en la producción y comercialización de la petroquímica básica. Con excepción de lo anterior, la inversión extranjera originaria de Estados Unidos y Canadá gozará del mismo tratamiento en México que los inversionistas nacionales respecto a su establecimiento, adquisición, expansión y administración.

Así también, los gobiernos de los tres países no impondrían requisitos de desempeño para aprobar la inversión u otorgar un incentivo; es decir, que no habría compromisos de exportación ni de contenido de insumos nacionales, adquisición de bienes y servicios en territorio nacional o requisitos de balanza de divisas para las empresas y se estableció que ningún país podrá flexibilizar su legislación y normas ambientales para atraer inversiones.

Del total de las fracciones correspondientes a la industria petroquímica<sup>36</sup> Estados Unidos desgravó el 83.9% a la entrada en vigor del Tratado, Canadá el 53.6% y México el 50.8%.

En los primeros cinco años de operación del Tratado, Estados Unidos desgravó el 6.5% de las fracciones, Canadá el 26.9% y México el 11.5%. Al término de diez años, Estados Unidos desgravará el 9.5%, Canadá el 19.5% y México el 37.6%.

En el caso de los productos petroquímicos básicos, México mantendrá los mismos aranceles (5% y 10%) hasta el año 2002, excepto en naftas y materia prima para negro humo, que se desgravaron a la entrada en vigor del Tratado (1 de enero de 1994).

\_

<sup>&</sup>lt;sup>36</sup> Capítulos 27, 29, 31, 32, 34, 35, 38, 39, 40, 54 y 55 de la tarifa.

Tabla 2.3

Calendario de desgravación de petroquímicos en el TLCAN

(porcentaje de las fracciones petroquímicas)

	Número de fracciones	A la entrada en vigor	A 5 años	A 10 años
Estados Unidos	1,016	84.0	6.5	9.5
Canadá	1,150	53.6	26.9	19.5
México	1,613	50.8	11.5	37.6

Hasta el 2000 se habían desgravado el etileno, benceno, cloruro de vinilo, polietilenos de alta y baja densidad, poliestirenos cristal y expandible, estireno y los poliuretanos con arancel cero para su importación, lo cual se atribuye como una de las causas del déficit de la balanza comercial petroquímica nacional<sup>37</sup>.

En la actualidad quedan pocos productos sujetos a desgravación gradual, entre los que destacan el etilbenceno, el nonilfenol, el ácido tereftálico, el polipropileno y los isocianatos.

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> Secretaría de Energía, Petroquímica 1999, Anuario Estadístico.

### 3. Gas Natural

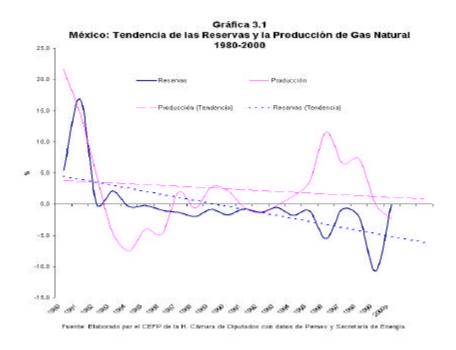
#### 3.1. Reservas

Entre 1970 y 1975 las reservas de gas natural se mantuvieron en un nivel promedio de 2 millones 235 mil barriles de crudo equivalente, no presentando cambios importantes durante esos años (cuadro 1.1). Debido al auge petrolero, a partir de 1974 se hizo indispensable, así como en el petróleo crudo, la búsqueda de nuevos yacimientos ricos en gas natural para recuperar el potencial de producción de este hidrocarburo, ya que antes de los setenta la importancia que se dio a la producción de petróleo desvió la atención de otros recursos y no se desarrollaron obras de infraestructura necesarias para la utilización del gas asociado al crudo, llegándose a desperdiciar porcentajes de aproximadamente el 26 por ciento.

No fue sino hasta 1976 cuando se dan los incrementos más relevantes en las reservas de gas natural, siendo éstos de 63 por ciento ese año, y 111 por ciento en 1978. Correspondiendo éstos a los hallazgos de los yacimientos en la zona Tabasco-Chiapas, que contenían una alta proporción de gas asociado al crudo.

Durante los años ochenta, como consecuencia de la crisis económica, PEMEX fijó como objetivo adicionar reservas probadas que sólo compensaran la extracción de hidrocarburos y mantuvieran estable el nivel de las reservas debido a la reestructuración financiera interna que obligaba a restringir las inversiones y asignarlas selectivamente en función de las prioridades. Por esa razón, la producción y el nivel de reservas de gas se mantuvieron prácticamente constantes. A partir de 1986 de manera continua, el nivel de reservas de gas natural viene declinando. Así, de haber presentado un margen de reservas de 55 años en promedio en la década de los ochentas, éste se redujo a 45 años, de acuerdo con los datos estimados, quedando en el año 2001 un margen de reservas de aproximadamente 33 años (cuadro 3.1).

Cabe destacar, que el nivel de reemplazo en las reservas no es tan dinámico como el ritmo de extracción del gas, a pesar de que la dinámica se ha reducido considerablemente desde 1996. Como se puede observar en la gráfica 3.1, la tendencia de las reservas es mucho más pronunciada que la del nivel de producción.



A nivel mundial, las reservas *probadas* de gas natural, al cierre de 1999, se situaron en 146 mil 426 millones de metros cúbicos, con ello, la relación reservas/producción de gas natural mundial es de 63.4 años. Por país, La Federación Rusa (Rusia) es el país con las mayores reservas de gas natural del mundo, seguido por Irán, Qatar y los Emiratos Árabes Unidos. México se sitúa en el lugar número 21 con 852 millones de metros cúbicos (equivalente a 30 billones de pies cúbicos), lo que representa el 0.6% de las reservas *probadas* mundiales de gas natural.

Tabla 3.1

Reservas Probadas Mundiales de Gas Natural <sup>1</sup>

		Reservas			
Posición	País	(miles de millones de metros cúbicos)	(% del total mundial)		
1	Federación Rusa	56,707	38.7		
2	Irán	22,993	15.7		
3	Qatar	8,495	5.8		
4	Emiratos Arabes Unidos	6,003	4.1		
5	Arabia Saudita	5,791	4.0		
6	Estados Unidos	4,644	3.2		
7	Argelia	4,522	3.1		
8	Venezuela	4,035	2.8		
9	Nigeria	3,511	2.4		
10	Irak	3,109	2.1		
11	Malasia	2,313	1.6		
12	Indonesia	2,047	1.4		
13	Canadá	1,809	1.2		
14	Holanda	1,770	1.2		
15	Kuwait	1,492	1.0		
21	México	852	0.6		
	Resto del mundo	16,330	11.2		
TOTAL		146,423	100.0		

1/ Cifras al cierre de 1999

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía

### 3.2. Producción

Durante los años setenta, el proceso de extracción del gas natural estuvo desvinculado de su aprovechamiento. Por la premura que se confirió a la producción de petróleo, no se asignaron los recursos ni se desarrollaron las obras necesarias para el manejo y utilización del gas asociado al crudo. La insuficiencia de las instalaciones de campo (sistemas de recolección, compresoras, reguladoras, desulfurizadoras), y de los medios de transporte obstaculizó el desarrollo de su consumo. En virtud de ello, en 1965 se desaprovechó el 22% de la producción y en 1970 el 26.6%<sup>38</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> Wionczek, Miguel, Roberto Gutiérrez y Oscar Guzmán; Posibilidades y limitaciones de la planeación energética en México, Colegio de México, 1ª edición, 1988, México, pág. 234.

Durante el periodo de referencia, el potencial de extracción (capacidad de producción), se ubicó por encima de las instalaciones requeridas, situación que reflejaba las dificultades que las restricciones financieras de la empresa planteaba a los programas de expansión, reflejando un cierto desinterés en el aprovechamiento del gas, razón por la cual su extracción y aprovechamiento se vieron mermados por la prioridad que se le otorgó a la extracción de petróleo.

La producción de gas creció a un ritmo de 6.9 por ciento anual en promedio durante los años setenta. En esta época se consideraba como un lento crecimiento, en comparación al petróleo, no obstante, la disponibilidad de gas para el consumo nacional y las ventas al exterior eran bajas, suprimiéndose estas últimas en 1975. Gran parte del déficit de abastecimiento a la demanda interna de gas (10% anual en promedio) se cubrió con combustóleo, en virtud de que la sustitución era factible de realizar en el sector eléctrico y en un gran número de industrias establecidas a lo largo de la región que abarca el gasoducto del noreste (Reynosa-Monterrey-Chihuahua).

Los principales factores que determinaron esa etapa de lento crecimiento de la producción de gas fueron los siguientes:

- La antigüedad de varios yacimientos productores de gas no asociado del noreste del país que se encontraban prácticamente agotados.
- La disminución deliberada de la producción de gas asociado en Poza Rica para no afectar las reservas recuperables de petróleo.
- La postergación de los programas de producción y procesamiento en los yacimientos de gas no asociado por falta de suficientes líneas de conducción y compresión. Por esta causa se cerraron pozos que ya estaban en producción y en algunos casos no se llevaron a cabo nuevas perforaciones.

Durante ese periodo, comenzó a declinar la producción de gas natural en tierra y se intensificó el aprovechamiento del gas proveniente del área marina, mediante el avance en el tendido de los sistemas de recolección y de transporte. Asimismo, se fijó como objetivo la disminución de la quema del gas en la atmósfera por el desarrollo de la infraestructura necesaria y se establecieron metas para elevar su captación al máximo límite técnico.

Después de dos décadas, el crecimiento promedio de 6.9 por ciento en los años setenta fue el mayor registrado; ya que de 1980 a 1990 el crecimiento medio fue de solamente 0.3 por ciento y en los noventa de 2.5 por ciento. Como se observa en la gráfica 3.1, la producción de gas natural mantiene una tendencia a la baja, situación que se considera resultado de la menor disponibilidad de recursos presupuestales. Sin embargo, con el Programa Estratégico de Gas (PEG)<sup>39</sup>, iniciado en febrero del año 2000, se prevé un incremento en el volumen de la producción del 97% para el año 2009, lo que representa una tasa de crecimiento promedio anual de 7.1%. El PEG deberá representar, para el año 2004, la cuarta parte de la producción total nacional y para el 2008 se espera que llegue a la mitad de la producción nacional.

No obstante el déficit que presenta México en la producción de gas natural, en 1999 ocupó el octavo lugar como productor de este energético a nivel mundial con una producción de 4 mil 791 millones de pies cúbicos diarios.

#### 3.3 Consumo

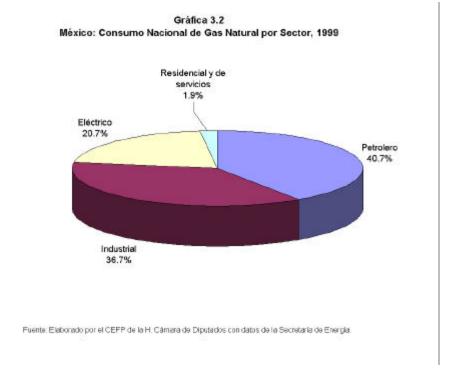
De acuerdo con los datos estadísticos disponibles, el análisis del consumo de gas natural puede hacerse en dos niveles: sectorial y regional. A nivel sectorial los principales consumidores de gas natural son los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Hasta 1996, el principal consumidor de gas natural fue el sector industrial (incluyendo PEMEX Petroquímica) con el 42.3%, seguido por el petrolero y el eléctrico con el 39% y 16.5%, respectivamente. El consumo de gas natural en el sector industrial aumentó como resultado de la sustitución de diesel y combustóleo, así como por las exigencias que impone la normatividad ambiental vigente a partir de la década de los noventa. El consumo industrial de gas natural se concentra principalmente en las regiones noreste y centro del país en donde se localiza la mayor parte de la infraestructura del país. Como consecuencia, el gas que se produce en la zona sur, se transporta principalmente hacia el norte. La región noroeste se suministra principalmente de las importaciones que provienen del sur de los Estados Unidos.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>39</sup> El Programa Estratégico de Gas (PEG), consta de tres etapas: la primera se destina a explorar y aprovechar las oportunidades inmediatas, es decir, los campos que ya se conocen, las reservas probadas y desarrollarlas. La segunda, al desarrollo de reservas existentes y consolidación de campos y la tercera etapa al desarrollo de nuevas reservas, esta última, para asegurar el abasto de gas en México a largo plazo. A este proyecto, cuya duración será de 15 años, se canalizará un total de 12 mil 500 millones de pesos.

A partir de 1997 el sector petrolero es el principal consumidor de gas natural en el país y en 1999 sus requerimientos representaron 40.7% del consumo nacional<sup>40</sup>. El sector eléctrico, debido a los cambios tecnológicos ha mostrado el mayor dinamismo en el consumo de gas natural, entre 1993 y 1999, registrando una tasa promedio anual de 10.1%.



En el sector residencial y de servicios, el consumo de gas ha estado estancado por falta de infraestructura de distribución para atender su demanda. La región Noreste, consume casi 70%, concentrado básicamente en la zona

64

<sup>&</sup>lt;sup>40</sup> El gas consumido por el sector petrolero se debe al autoconsumo, principalmente para la recirculación interna, es decir, se utiliza en el rebombeo en los campos para mantener los niveles de presión adecuados.

metropolitana de Monterrey, la Noroeste 20% y el resto se distribuye en el Centro y Península Norte. El consumo de gas natural para el uso de automotores se consume únicamente en la zona metropolitana del Valle de México.

A nivel regional, el mercado de gas natural se encuentra dividido en ocho regiones, de las cuales la de mayor dinamismo en el consumo es la Peninsular Sureste, que presentó una tasa media de crecimiento de 17.3% durante el periodo de 1993 a 1999, seguida de la región Noroeste con un crecimiento de 8.6%, y la Occidente cuyo consumo aumentó en 6.6%, en el mismo periodo.

La región del Golfo, formada por los estados de Veracruz y Tabasco, es la de mayor consumo de gas, con una participación promedio de 40.5% del total nacional en el periodo 1993-1999, no obstante su consumo ha sido de los más constantes en este periodo.

La región Noreste, conformada por los estados de Nuevo León, Coahuila, San Luis Potosí, Tamaulipas y Zacatecas, se mantuvo como la segunda región consumidora de gas natural, con una participación promedio de 20.6% en el periodo.

La región Centro, integrada por los estados de Morelos, Puebla, Querétaro, Tlaxcala, Estado de México, Hidalgo y Ciudad de México, ocupa el tercer lugar en requerimientos de gas natural y tuvo un crecimiento anual de 6.1% en el periodo.

Finalmente la región Peninsular Norte, integrada por los estados de Baja California Norte y Sur, a partir de 1997 comenzó a realizar consumo de gas natural, particularmente por parte del sector manufacturero, como consecuencia del desarrollo de nueva infraestructura.

Tabla 3.2 México: Consumo Nacional de Gas Natural por Región

(miles de metros cúbicos diarios)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	tmca
Golfo	37,473	39,919	40,017	43,545	41,758	42,830	39,303	8.0
Noreste	18,327	18,620	19,247	21,123	21,547	22,827	24,608	5
Centro	13,941	15,391	15,730	15,645	17,331	18,568	19,889	6.1
Peninsular Sureste	5,465	6,549	7,672	9,928	13,762	16,689	14,269	17.3
Occidente	5,483	5,524	6,072	6,270	6,969	7,846	8,029	6.6
Noroeste	2,852	3,240	3,844	3,505	3,548	4,150	4,684	8.6
Sur	2,548	2,376	2,246	2,059	1,652	1,903	1,830	-5.4
Peninsular Norte	0	0	0	0	23	163	306	

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía.

Tabla 3.3

México: Regionalización del mercado de Gas Natural

Peninsular Norte	Noroeste	Noreste	Occidente	Centro	Golfo	Sur	Peninsular Sur
Baja California	Chihuahua	Coahuila	Aguascalientes	Distrito Federal	Tabasco	Chiapas	Campeche
Baja California Sur	Durango	Nuevo León	Colima	Hidalgo	Veracruz	Guerrero	Quintana Roo
	Sinaloa	San Luis Potosí	Guanajuato	México		Oaxaca	Yucatán
	Sonora	Tamaulipas	Jalisco	Morelos			
			Michoacán	Puebla			
			Nayarit	Querétaro			
				Tlaxcala			

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía.

## 3.4 Marco Regulatorio

En materia de gas natural, en 1995, se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional para promover la participación del sector privado, nacional e internacional en la industria del gas natural de México, además de proponer la desagregación de las actividades involucradas en el suministro a los adquirentes.

Anteriormente, las actividades de explotación, procesamiento, construcción y operación de ductos de gas natural, incluyendo 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 fue la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

De esta manera, la producción del gas natural sigue estando reservada al Estado, por tanto, las ventas del producto a la salida de las plantas se reservan a PEMEX Gas. Sin embargo, en las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural, la nueva regulación promueve la entrada de nuevos participantes, buscando con ello mayor competitividad.

Entre las principales modificaciones a la reglamentación en materia de gas natural destaca lo siguiente<sup>41</sup>:

- Producción: La producción doméstica de gas natural continúa a cargo de PEMEX. No obstante, la importación podrá efectuarse libremente, lo que promoverá la competencia en el suministro de gas de los estados fronterizos. En el resto de la República Mexicana, el único proveedor seguirá siendo PEMEX, pero sujeto a una regulación de precios para las ventas de primera mano<sup>42</sup> que dependiendo del punto en el que se realicen, deberá separar contablemente el precio del gas y los costos de transporte respectivos.
- Transporte: podrán participar indistintamente PEMEX y los particulares. Petróleos Mexicanos mantendrá la propiedad de los ductos, aunque no se espera que haga nuevas inversiones en este segmento. PEMEX y los

<sup>&</sup>lt;sup>41</sup> Spiller, Pablo T., y Carlos Sales, "Regulación de los Sectores de Infraestructura y Energéticos en México", 1ª ed., ITAM, México, 1999, págs, 131-153.

<sup>&</sup>lt;sup>42</sup> Es decir, aquellas ventas que se realizan de forma directa al distribuidor.

particulares quedarán sujetos a un régimen de permisos cuya duración inicial será de 30 años y con posibilidad de renovarse cada 15 años.

Para obtener un permiso de transporte, la empresa deberá demostrar que el proyecto propuesto es técnicamente viable y que cuenta con fuentes de suministro confiable, además de justificar la demanda potencial.

Distribución: la distribución también se sujeta a un régimen de permisos que serán en este caso, otorgados para una zona geográfica determinada. El primer permiso para una zona geográfica será licitado y conferirá exclusividad por un periodo de 12 años sobre la construcción del sistema de distribución, conducción y entrega del gas dentro de la zona geográfica. Sin embargo, estos permisos no conferirán exclusividad en la comercialización del gas al usuario final.

El periodo de exclusividad tiene como propósito fomentar la inversión, facilitando su recuperación a cambio de algunas obligaciones. Tales como, cumplir con el programa de inversión propuesto por el permisionario en la licitación.

El marco regulatorio contempla diversos mecanismos para introducir competencia en los servicios de transporte y distribución, así como en el suministro del gas al usuario final. El más importante de estos es la obligación por parte de los transportistas y distribuidores a dar acceso abierto y no discriminatorio a las redes, siempre que exista capacidad disponible. Otros mecanismos incluyen: la creación de un mercado secundario en el que se podrán ceder los derechos sobre la capacidad reservada por los usuarios de la red de transporte, la desagregación de servicios proporcionados por transportistas y distribuidores y aunque en forma limitada, la posibilidad de que los usuarios obtengan permisos para la construcción y operación de ductos destinados al autoconsumo.

Estos permisos sólo se otorgarán a los usuarios finales o sociedades de autoabastecimiento constituida por usuarios finales que consuman gas para usos industriales, comerciales y de servicios.

 Regulación Tarifaria: Se prohibe que los permisionarios den un trato discriminatorio a los usuarios, lo que se traducirá en ofrecer condiciones de servicio semejantes a usuarios similares. Las tarifas máximas se fijarán cada cinco años conforme a una metodología que contemple la recuperación de los costos incurridos, incluyendo el rendimiento sobre la inversión. (El sistema adoptado en México es similar al que opera actualmente en Inglaterra). Dentro de esos cinco años, se podrán efectuar ajustes tarifarios por concepto de inflación y ganancias en eficiencia, con lo que se otorgan incentivos a los permisionarios para promover su eficiencia<sup>43</sup>.

 Inversión extranjera: se establece un límite de 49 por ciento a la inversión extranjera en construcción de ductos, la cual puede darse en mayor proporción, previa autorización de la Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras.

### 3.5 Política de Precios

La política de precios de gas natural se basa en la metodología de *costo de oportunidad y referentes internacionales*. Así, el precio del gas se compone de varios elementos: precio de referencia internacional, costos por manejo, ajustes por calidad, costo de transporte e impuestos.

El llamado costo de oportunidad es el valor que se recibiría al vender los combustibles comerciales, en este caso el gas natural, a un precio al que estarían dispuestos a pagar en el mercado internacional o a su valor de importación, según sea el caso del balance oferta-demanda.

El precio de referencia internacional para el gas natural es el del sur de Texas, el cual se ha considerado por la razón de que el gas mexicano tiene que competir en el mercado estadounidense, y el precio de ese mercado es una aproximación adecuada del costo marginal en un entorno abierto. En relación a los impuestos que se gravan al precios del gas natural son el (Impuesto al Valor Agregado) y los impuestos de transporte y servicio reguladas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

<sup>&</sup>lt;sup>43</sup> Como sucedió en el mes de marzo del 2001, cuando el Gobierno aplicó un subsidio al precio del gas, pagando la diferencia del costo del Gas Natural que posteriormente las empresas que están en este programa deberán pagar en un plazo de hasta seis años.

A principios de la década de los noventa, había un precio fijo en todo el país, el cual se negociaba. A partir del mes de abril de 1991 se inició una fórmula para el cálculo del precio bajo un esquema de Netback<sup>44</sup> que de alguna manera refleja las condiciones del mercado.

A partir de 1997 los precios comenzaron a registrar una tendencia creciente cuando se estableció una nueva estructura de precios. Durante 1999 se observaron fluctuaciones importantes en el precio de gas natural en México. El primer trimestre de 1999 se caracterizó por precios bajos y un elevado nivel de almacenamiento de gas natural, lo que ocasionó que el precio de referencia de ésta fuente de energía llegara al nivel más bajo en ese año. A partir de abril y hasta noviembre de ese año, los precios se mantuvieron al alza, como consecuencia en la disminución de los volúmenes de gas ocasionados por la temporada invernal. Así, durante 1999 el precio promedio de referencia fue de 2.38 dólares por millón de Btu (unidades térmicas británicas).

Al cierre del año 2000 el precio del gas natural para uso industrial alcanzó un nivel de 9.56 dólares por millón de Btu, 400 por ciento superior al precio de 1.86 dólares por millón de Btu observado en 1990. Ello ocasionó serios problemas en el sector industrial del norte del país que fue la región más afectada por el incremento en el precio de este producto.

Los principales factores que influyeron en este nivel de precios fueron principalmente de carácter coyuntural, especialmente de índole climático.

Por tal situación, PEMEX planteó dos propuestas, a corto y largo plazo, para financiar la diferencia entre el precio actual y el precio base. La primera consistió en establecer, durante el periodo enero-marzo del 2001, un financiamiento a costo competitivo para superar la diferencia entre ambos precios, con ello los clientes podrían liquidar mensualmente el adeudo originado por el diferencial de precios (incluido el costo financiero) a partir del 2002, el cual deberá cubrirse totalmente a más tardar en el 2006. La segunda, considerada como una solución a largo plazo, consistió en un esquema de cobertura que ampara a los consumidores a través de un contrato de venta a tres años a un precio de referencia fijo de 4.00 dólares por millón de Btu.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>44</sup> Método para determinar el precio del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución.

Esa medida se otorgó como una salida emergente ocasionada por el alza de los precios del gas natural. Asimismo, se propuso un nuevo esquema para eliminar el precio del mercado de referencia (sur de Texas) y crear el precio "México", con el fin de obtener costos más bajos; así como establecer mecanismos que aseguren precios fijos durante periodos determinados.

Los precios de gas natural en México para uso doméstico observaron una tasa de crecimiento promedio anual de 16.97 por ciento en términos nominales en el periodo de 1990 al 2000; y los de gas para uso industrial lo hicieron en 14.96 por ciento en mismo periodo, comparativamente en Estados Unidos dichos incrementos fueron de 3.06 y 4.97 por ciento, respectivamente, y en Canadá fueron de 1.14 y 3.42 por ciento, respectivamente.

Asimismo, cabe destacar que en Estados Unidos, Canadá y en los principales países de la Unión Europea, los precios del gas natural para uso industrial reciben importantes subsidios por parte de los gobiernos, por lo que se observa una marcada diferencia entre el precio del combustible para uso industrial y para uso doméstico. Así, mientras que el precio promedio anual del gas natural para uso industrial en México fue de 7.50 dólares por millón de Btu en el año 2000, en Estados Unidos fue de 3.25 dólares y en otros países como Canadá y Alemania el precio fue de 2.10 dólares por millón de Btu. Lo que pone en franca desventaja a los industriales mexicanos, principales consumidores de este insumo.

### 3.6 El Gas y las Finanzas Públicas

El gas natural participa en las finanzas públicas mediante el mismo régimen fiscal que se aplica a Pemex a través de la conocida Red Fiscal, (de la que se habló en el primer capítulo), en conformidad con lo estipulado en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF).

Los ingresos por venta de gas natural se contabilizan en el total de ingresos petroleros a los cuales se les aplica el 52.3% para el pago por Derecho sobre la Extracción de Petróleo. El precio que se toma en cuenta para la determinación de los ingresos por la venta de gas natural no debe ser inferior al precio del mercado internacional relevante que fije la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Por otra parte, la quema de gas natural se considera como venta, por tanto se le aplica también el mismo impuesto.

Asimismo, PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) organismo subsidiario de PEMEX, que tiene a cargo la producción, procesamiento, y ventas de gas natural debe contribuir con las respectivas cargas fiscales, contribuyendo al pago de los Impuestos a los Rendimientos Petroleros (IRP), que significa una tasa de 35% sobre el rendimiento neto del ejercicio. Por lo que se refiere a la enajenación de gas natural para combustión automotriz se aplica el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS).

Además, el gas natural contribuye con el impuesto al valor agregado que se transfiere al consumidor a través de su precio y, como organismo subsidiario PGPB se le aplica el impuesto por la importación de mercancías.

Como se aprecia, de igual manera existe un exceso de carga fiscal a los ingresos obtenidos por la venta de gas natural. Como se mencionó en el capítulo uno, el inconveniente de este esquema fiscal es que se aplica directamente sobre los ingresos por ventas, con lo que sólo cumple objetivos recaudatorios dejando de lado criterios de eficiencia económica y operativa.

# 3.7 Perspectivas del Gas Natural

Para el periodo 1997-2010 se estima que el crecimiento de la demanda mundial de gas natural alcanzará una tasa media anual de 3.3% comparada con el 1.9% de petróleo y 1.7% de carbón. Con ello, el gas natural pasará del tercer al segundo lugar en importancia en la estructura global de consumo de energía después del petróleo. Esta expansión será más evidente en los países en desarrollo, donde la tasa media de crecimiento anual se estima que será de 6.1% frente a 2.2% en los países industrializados<sup>45</sup>.

Las perspectivas de crecimiento en la demanda de gas natural en México se apoyan en la política energética de promover el uso del gas natural; toda vez que, desde el punto de vista ecológico y comparado con los combustibles fósiles, el gas natural es sumamente limpio para la atmósfera; además de que, económicamente, el gas natural para uso industrial es 70% más barato que el gas LP y el petróleo; en tanto que para su uso en el sector residencial, resulta ser más barato hasta en un 30%.

<sup>&</sup>lt;sup>45</sup> Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural, 2000-2009.

Por otra parte, uno de los factores estructurales determinante en el crecimiento de la demanda de este combustible en los próximos años es la incorporación de plantas de ciclo combinado<sup>46</sup> para generar energía eléctrica, tanto por la expansión esperada en el sector eléctrico como para proteger las zonas ambientales críticas. La expansión que se espera en el crecimiento de la demanda de electricidad es de 6% anual en el mediano plazo, lo que puede generar una demanda derivada muy importante de gas natural a través de la construcción de esas plantas.

De acuerdo con la Prospectiva de Gas Natural de la Secretaría de Energía, se espera un crecimiento de la demanda durante la próxima década de 10.2%, considerando un crecimiento del PIB de 5.2%, es decir, una actividad económica nacional dinámica, determinada en parte por el crecimiento de la industria manufacturera. Esto en el caso de un escenario estable, que parece ser aún incierto. En el caso de un crecimiento moderado del PIB, esto es de alrededor del 3%, se prevé un crecimiento de la demanda del gas natural de 9.1%<sup>47</sup>.

No obstante, el dinamismo que se espera en el crecimiento de la demanda de gas natural para el 2009, éste resulta insuficiente de acuerdo con las estimaciones de la propia Secretaría de Energía. La cifra esperada para el consumo total de gas para ese año es de 298 mil 453 millones de metros cúbicos diarios (mm³d, equivalente a 10 mil 540 millones de pies cúbicos diarios (mpcd)); en tanto que la oferta se estima en 226 mil 262 mm³d (7 mil 990 millones de pies cúbicos (mmpcd)). En consecuencia, se requerirá cubrir el faltante de 72 mil 191 mm³d mediante importaciones. Como se observa, es evidente la necesidad creciente de importaciones, a pesar de los esfuerzos en infraestructura e inversiones que se plantean realizar y en las que ya se llevan a cabo. Por lo tanto, para atender la mayor demanda de gas en México se tienen dos opciones: aumentar las importaciones, para lo cual se necesitan generar más divisas o bien, elevar la producción en mayor medida a lo pronosticado. Sin embargo, para esto último PEMEX necesitaría de mayores inversiones a las estimadas, las cuales se calculan entre cuatro y cinco mil millones de dólares anuales para descubrir y desarrollar las reservas adicionales que eviten las importaciones de gas, lo cual sería lo más sano para la economía, ya que ello traería mayor inversión, generación de empleos y

<del>-</del> .

<sup>&</sup>lt;sup>46</sup> Tecnología que utiliza gas natural para generar energía eléctrica como combustible. Consta de dos partes. En la primera los gases de combustión de gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.

<sup>&</sup>lt;sup>47</sup> Secretaría de Energía, "Prospectiva de Gas Natural, 2000-2009", SE, México, 2000, Cap. 3, págs. 2

menor dependencia de este energético del exterior. Adicionalmente, se requiere de un régimen fiscal menos gravoso que el actual, así como autonomía de gestión y utilización intensiva de capacidades técnicas<sup>48</sup>.

No obstante lo anterior, a mediano y largo plazo, no será la falta de recursos lo que limite el crecimiento de la oferta para satisfacer la demanda de energía de la sociedad mexicana, sino el financiamiento de nuevas instalaciones para realizar la producción.

Por otro lado, los recursos destinados a expandir la industria del gas natural estarán influidos por la rentabilidad de las inversiones en este rubro. Por lo tanto, no sólo se requerirá contar con importantes yacimientos de gas y tecnología de vanguardia que permitan maximizar la extracción y procesamiento del energético, sino que deberá gestarse una readecuación e instrumentación de nuevas tecnologías en el ámbito industrial, así como una nueva cultura en el consumo doméstico del gas, creando con ello una demanda creciente del hidrocarburo que realmente lo haga rentable a largo plazo.

En relación a lo anterior, el mercado de gas natural mexicano enfrentará algunos desafíos importantes de los cuales, los más importantes son:

- Suministro confiable. El incremento de la oferta tendrá que ser por lo menos igual al incremento de la demanda. De ahí, la recomendación de destinar recursos a la búsqueda de petróleo crudo para gas asociado, y yacimientos de gas no asociado; así como desarrollar los ya localizados y disminuir la quema de gas a la atmósfera. Por otro lado, se hace necesario trazar una política energética que considere el grado de dependencia que tiene la economía con respecto de estos energéticos en términos industriales, comerciales y domésticos; así como en los ingresos públicos.
- Estabilidad del precio. Hasta el año 2000 cuando se inició la volatilidad en este mercado, los precios del gas natural se fijaban tomando en cuenta los precios del sur de Texas y con ello se transferían los problemas estacionales de aquella región; por eso, se hizo una revisión de la política de precios y de la metodología de su aplicación. Una consideración adicional sobre este aspecto tiene que ver con la definición cada vez más urgente de una política industrial que permita prever y normar las acciones del sector energético en un campo más

<sup>&</sup>lt;sup>48</sup> PEMEX, Boletín No. 98/2001, 17 de junio del 2001.

amplio que la coyuntura, que permita contribuir al desarrollo de otros sectores como el industrial y el eléctrico, pero sin detrimento en la eficiencia de su operación, como sucedió en la época del auge petrolero.

- ➤ Efectos sobre la expansión del sector. La volatilidad observada en el año 2000 e inicios del 2001 manifiesta la escasez que puede enfrentar el mercado del gas cuando los precios se elevan considerablemente, por lo que es importante considerar la entrada de nuevos abastecedores e instrumentar políticas para evitar este tipo de contingencias.
- Infraestructura. La infraestructura necesaria para el crecimiento de la producción de gas natural tendrá que duplicar su estado actual que oscila entre los 10 mil kilómetros de ductos, desafío que corresponderá en mayor medida a la iniciativa privada y que implica inversión en gasoductos de alrededor de cuatro mil millones de pesos<sup>49</sup>, que actualmente cuenta con participación en su distribución, transporte y almacenamiento, mientras que para el Estado, de acuerdo a la Secretaria de Energía el gran reto será la apertura total, que permita la participación del capital privado en exploración y producción de gas.

**75** 

<sup>&</sup>lt;sup>49</sup> Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural, 2000-2009, pág. 37.

# 4. Energía Eléctrica

### 4.1 Estructura de la Industria Eléctrica

En sus orígenes, el sector eléctrico de México estuvo formado por empresas privadas conformadas en su mayor parte por capital mexicano y, posteriormente por un número importante de empresas con capital extranjero, cuya operación estaba regulada por concesiones.

En 1937 se creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE), bajo el gobierno del presidente Lázaro Cárdenas, marcando el inicio de una tendencia a establecer la presencia directa del Estado en una actividad que hasta entonces se encontraba a cargo de particulares. La CFE se creó con el objetivo de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía y adecuarlo a las necesidades del desarrollo económico del país. Esta tendencia culminó en 1960, iniciándose el proceso de nacionalización a través de la adquisición de las propiedades de la empresa American and Foreing Power y la compra del 90% de las acciones de la Mexican Light and Power Co., transacciones que representaron un costo global de 122 millones de dólares y asumir adeudos por 26 millones. El proceso de compra de las compañías extranjeras finalizó con la nacionalización de la industria en 1960<sup>50</sup>.

### Etapas del Proceso de Producción

La energía eléctrica no es un recurso natural, se trata de energía secundaria que se produce a partir de agentes energéticos primarios, debido a sus características físicas no es posible almacenarse, por lo que para la mayor parte de sus aplicaciones, la electricidad se consume simultáneamente conforme se produce.

La producción de electricidad consta de las siguientes etapas:

-

<sup>&</sup>lt;sup>50</sup> Kessel, Georgina y Chong Sup Kim, Estructura industrial y opciones de regulación para el Sector Eléctrico Mexicano, en (Pablo T. Spiller y Carlos Sales (coord.) "Regulación de los Sectores de Infraestructura y Energéticos en México", 1ª ed., ITAM, México, 1999, págs. 116-117.

**Generación:** que consiste en la producción de electricidad a partir de energéticos primarios como son los combustibles fósiles, el agua, el combustible nuclear o el calor geotérmico<sup>51</sup>.

A inicios de 1970 se contaba con un nivel de generación bruta de 29 mil 351 Gigawatts-hora (Gwh), de los cuales el 88.7% lo producía el sector paraestatal, 7.9% el sector privado y el restante 3.4% lo generaba el sector mixto, el cual dejó de operar en 1987 (ver cuadro 4.1).

La generación bruta de electricidad del sector paraestatal registró una tasa media anual de crecimiento de 6.8% entre 1970 y 2000. En este último año se estima una generación de 188 mil 166 Gwh. En tanto que la generación bruta del sector privado creció de manera importante en los dos últimos años, pasando de 9 mil 508 Gwh en 1998 a 21 mil 777 en 1999 y se estima que en el año 2000 fue de 28 mil Gwh, lo que significó un aumento de más del 100% entre 1998 y 1999 y de 28.6% para el año 2000 (cuadro 4.2).

La generación neta de electricidad, (generación bruta menos autoconsumo), a nivel nacional en 1999 fue de 193 mil 318 Gwh correspondiendo al sector paraestatal el 88.7% de la generación total y el 11.3% restante corresponde al sector privado; para el año 2000 la generación neta se estimó en 200 mil 845 Gwh (cuadro 4.3).

Actualmente, la industria eléctrica mexicana está compuesta por dos sectores institucionales: las empresas públicas, CFE y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) orientadas a proporcionar el servicio público de energía eléctrica y que constituyen el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y las empresas privadas y públicas que poseen y operan unidades de generación eléctrica para autoconsumo, entre ellas destaca PEMEX, participando en la modalidad de cogeneración y autoabastecimiento, junto con otros productores independientes de este tipo de energía<sup>52</sup>(aproximadamente PEMEX genera un 4.4% y los productores privados 3.3%)<sup>53</sup>.

El SEN se encuentra integrado por nueve áreas (noroeste, norte, noreste, occidental, central oriental, peninsular, Baja California y Baja California Sur) integradas por un conjunto de centrales que utilizan distintos combustibles o

<sup>&</sup>lt;sup>51</sup> El análisis de la generación de electricidad por tipo de planta se elabora en el capítulo 5 sobre energías alternas.

<sup>&</sup>lt;sup>52</sup> Rodríguez Padilla, Víctor, Impacto de la Reforma Económica sobre las inversiones de la Industria Eléctrica en México, CEPAL, Serie Reformas Económicas, núm. 18, 1999.

<sup>&</sup>lt;sup>53</sup> Secretaría de Energía, Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México, 1999.

fuentes de energía primaria y generan electricidad por medio de diversas tecnologías. Con excepción de las áreas noroeste, Baja California y Baja California Sur, todas las demás áreas operan interconectadas y forman el Sistema Interconectado (SI), con el fin de compartir recursos de capacidad y obtener así una operación más económica y confiable. En tanto que las dos áreas de la península de Baja California permanecen como sistemas independientes debido a que no se ha justificado su interconexión con el resto de la red nacional, por razones técnicas y económicas.

La capacidad total instalada del SEN alcanzó en 1999, 35 mil 666 Megawatts (MW) y en el año 2000 se estimó en 36 mil 269 MW. La infraestructura termoeléctrica representa casi el 60% de la capacidad efectiva, seguida por la hidroeléctrica con el 27%, la carboeléctrica con el 7.2%, la nucleoeléctrica 3.8% y la geotérmica y eólica 2.41% (ver cuadros 4.4 y 4.5).

**Despacho eléctrico:** consiste en determinar, bajo criterio económico, las centrales generadoras que deberán operar en cada momento, con el fin de hacer un uso eficiente de la capacidad instalada y minimizar el costo de suministro eléctrico.

Debido a que la electricidad no se puede almacenar, el sistema eléctrico debe estar perfectamente balanceado en todo momento para evitar interrupciones en el servicio. Esta tarea se cumple a través del despacho eléctrico y constituye una parte estratégica de la industria eléctrica, pues posibilita que el servicio se preste de manera confiable, segura y a bajo costo. Lo anterior, es la razón por la cual ésta función se lleva a cabo de manera centralizada por parte de la CFE para asegurar la estabilidad del sistema.

**Transmisión:** consiste en transportar la electricidad en redes de alta tensión, a grandes distancias, de las plantas de generación hacia los centros de consumo. La red de transmisión está constituida físicamente por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos que se utilizan para este propósito.

Actualmente, la red eléctrica nacional se compone de 646 mil 423.5 kms de líneas disponibles de transmisión, subtransmisión y distribución; de las cuales, 35 mil 912.3 kms son líneas de transmisión, abarcando voltajes de baja tensión hasta los 400 kiloVolts (kV). Las redes de subtransmisión tienen una cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión, las cuales suman 43 mil 395.7 kms<sup>54</sup> (cuadro 4.6).

<sup>&</sup>lt;sup>54</sup>Cifras estimadas por la Secretaría de Energía con datos reales al mes de mayo.

**Distribución:** consiste en conducir la energía eléctrica dentro de una región específica a través de redes de media y baja tensión, para su entrega a los hogares, comercios e industrias. Esta actividad comprende tanto el conjunto de instalaciones eléctricas que transportan la electricidad hasta los usuarios finales, como el proceso de su venta final.

La red de distribución de la CFE esta constituida por las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kV (consideradas como de alta tensión), que suman una longitud de 40 mil kms; así como líneas de distribución en niveles de media (2.4 a 60 kV) y baja tensión (220 o 240 volts entre líneas), cuyas longitudes ascienden a 318 mil kms y 224 mil kms, respectivamente, con lo que la red total suma una longitud de 582 mil kms, incluyendo líneas de 115 kV de Baja California Sur (cuadro 4.7).

Las redes de distribución en media tensión distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y abastecen las redes de distribución en baja tensión e instalaciones de usuarios conectadas en media tensión de distribución. Las redes de distribución en baja tensión (220 o 240 volts) alimentan las cargas de usuarios de consumos pequeños.

# 4.2 Marco Regulatorio

Con la nacionalización del sector eléctrico en 1960 se estableció constitucionalmente el derecho exclusivo del Estado para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica para la prestación del servicio público.

Los planteamientos constitucionales se encuentran en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; específicamente en el artículo 27 se establece que "corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines". En cuanto al artículo 28, este expresa que "no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas a las que se refiere este precepto".

Hasta 1975, los preceptos señalados fueron seguidos por parte del Estado. Sin embargo, en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) que actualmente se encuentra en vigor y que fue emitida ese año, se estableció por primera vez que el autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer la demanda de algunos usuarios no era considerado como servicio público. Con esto se hizo posible la participación de la inversión privada en la generación de energía eléctrica, sujeta a un permiso previo y a condición de que fuera posible o inconveniente para la CFE proporcionar el suministro.

En 1983, se reformó la Ley para ampliar los supuestos del autoabastecimiento, a fin de permitir la cogeneración y generación de energía destinada exclusivamente a emergencias derivadas de interrupciones en el servicio de la energía eléctrica.

En 1992 se efectuaron nuevas reformas a la Ley para permitir la inversión privada en la generación de energía eléctrica para su venta exclusiva a la CFE. Esto abrió la posibilidad de que los particulares generen electricidad bajo la modalidad de productores independientes de energía. Con estas reformas, además:

- Se perfeccionaron las figuras de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y producción independiente como formas de generación que no constituyen servicio público.
- Se amplió el concepto de autoabastecimiento, para incluir a sociedades que tengan por objeto la generación de energía eléctrica para la satisfacción de los requerimientos de sus socios.
- Se permitió el comercio internacional de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, lo que abrió fuentes de suministro externo para el usuario doméstico y la posibilidad de producción local destinada al resto del mundo.
- Se estableció el principio de minimización de costos de corto y largo plazo como objetivo para las operaciones que realiza la CFE, para lo cual las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema eléctrico nacional deben someterse a un procedimiento de licitación.

Aunque el monopolio se conserva para la prestación del servicio público, la LSPEE actualmente permite la participación de particulares en la generación e importación de energía eléctrica. Estas reformas fueron un primer paso para propiciar la inversión privada en generación de energía eléctrica.

Como empresas públicas la CFE y LFC operan bajo un número importante de controles gubernamentales, entre los que se encuentran: la determinación administrativa de su presupuesto en función de metas macroeconómicas y la fijación administrativa de las tarifas cobradas por los organismos al usuario final. Mismos que inciden en la operación de las empresas y en sus programas de inversión restándoles flexibilidad para adecuarse a los cambios que implican las condiciones de mercado

La "Propuesta de Cambio Estructural en el Sector Eléctrico" plantea la necesidad de reformar la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, expedir una nueva Ley de la Industria Eléctrica; reformar la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y otras leyes; expedir los reglamentos de la Ley de la Industria Eléctrica; otorgar concesiones y permisos para realizar actividades en la industria eléctrica; crear normas oficiales mexicanas en materia de operación y mantenimiento de sistemas eléctricos; expedir directivas de la CRE y establecer las reglas de operación de un mercado eléctrico mayorista (MEM).

El marco regulatorio que se propone tiene como objetivo propiciar una estructura industrial y de servicios eficiente, que combine la regulación de los monopolios naturales (transmisión y distribución) y la promoción de la competencia económica en las actividades potencialmente competitivas (generación y comercialización).

En la Propuesta se introduce el concepto "regulación económica", que es un sustituto de la competencia en aquellas áreas en donde ésta no es posible o cuando está en fase inicial y, cuyo objetivo es proteger a los consumidores del poder de mercado de empresas de ciertos segmentos de la industria que pudieran ser ejercidos en su perjuicio.

Se propone además que la regulación utilice como instrumentos el control de precios, costos, inversión y calidad del servicio, y que el agente regulador deberá ser independiente de quien fija los objetivos macroeconómicos del país, para evitar el conflicto de interés que pudiera incidir negativamente sobre la competitividad de las empresas reguladas.

Se indica que la CRE será responsable de la regulación económica del sector eléctrico, cuya función será proteger a los consumidores en el corto y largo plazo; y deberá vigilar que la aplicación del marco regulatorio logre: atraer

-

<sup>&</sup>lt;sup>55</sup> Secretaría de Energía, "Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México", SE, México, 1999.

capital suficiente al sector, la operación eficiente de las empresas y evitar la intervención excesiva en la toma de decisiones de los participantes.

### 4.3 El Mercado Eléctrico

### 4.3.1 Producción

El sector eléctrico ha contribuido a generar prácticamente el 1.2% del Producto Interno Bruto (PIB) en la última década y ha registrado un crecimiento promedio anual de 3.6%, ligeramente inferior al de la economía en su conjunto (3.7%). Al interior el sector energético aportó el 41.8% en el 2000, porcentaje superior al de 1994, cuando fue de 39.9%. Asimismo, participa con el 4.3% del PIB del sector industrial.

Tabla 4.1

México: PIB del Sector Eléctrico, 1988-2000
(Millones de pesos constantes de 1993 a precios básicos)

-		PIB		Participación % en el PIB			
AÑO	Total Nacional	Sector Industrial	Sector Energia	Electricidad	Total Nacional	Sector Industrial	Sector Energia
	(1)	(2)	(3)	(4)	(4/1)	(4/2)	(4/3)
1988	959,071.0	252,905.1	29,211.3	11,822.6	1.2	4.7	40.5
1989	998,445.7	268,421.3	30,492.7	12,423.1	1.2	4.6	40.7
1990	1,050,122.9	286,437.4	33,087.5	12,676.2	1.2	4.4	38.3
1991	1,094,383.1	296,065.5	32,912.6	12,738.7	1.2	4.3	38.7
1992	1,133,136.3	309,012.7	33,934.1	13,342.1	1.2	4.3	39.3
1993	1,155,132.2	309,897.1	35,209.3	13,786.4	1.2	4.4	39.2
1994	1,206,674.4	324,810.0	36,021.4	14,376.3	1.2	4.4	39.9
1995	1,131,589.7	299,376.9	36,356.3	14,770.8	1.3	4.9	40.6
1996	1,189,738.1	329,650.6	37,915.8	15,347.0	1.3	4.7	40.5
1997	1,270,430.0	360,148.5	38,491.6	16,096.9	1.3	4.5	41.8
1998	1,332,545.6	382,907.7	39,880.1	16,406.9	1.2	4.3	41.1
1999 p	1,383,722.3	399,006.0	41,494.6	17,119.7	1.2	4.3	41.3
2000	1,479,497.2	425,186.1	43,467.1	18,154.9	1.2	4.3	41.8
TMC 88 - 00*	3.7	4.4	3.4	3.6			

p Cifras preliminares a partir de la fecha en que se reporta.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de INEGI y Secretaría de Energía

En el periodo de 1970 al 2000, la tasa media de crecimiento de la generación de electricidad fue de 6.9%; en tanto que la capacidad instalada creció a un menor ritmo en el mismo periodo (5.8%). En la última década, la generación de energía a nivel nacional se incrementó a un ritmo de 5.8%, menor que el que se presentó en décadas anteriores, mientras que el crecimiento de la capacidad instalada fue de 4.4% promedio anual. El menor incremento de la capacidad instalada con respecto a la generación ejerce cierta presión en la oferta y manifiesta los rezagos en la inversión. En el año 2000 se estima que la generación bruta de electricidad nacional ascendió a 216 mil 166 Gwh, de la cual el 87% se generó por parte del sector público y el 13% fue generado por el sector privado.

En el caso de Baja California, el sistema eléctrico opera interconectado con la red eléctrica de la región occidental de Estados Unidos de América, por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV; lo cual ha permitido a la CFE realizar transacciones internacionales de capacidad y energía con varias compañías eléctricas de ese país. En 1999 se firmó un contrato para importar de 120 a 170 MW máximos de capacidad firme y energía asociada y otro para los veranos de 1999 y 2000 para la compra de 41 MW.

Las importaciones totales de energía eléctrica ascendieron en 1999 a 657.2 Gwh, equivalentes a 304 millones de pesos. Para el año 2000 las importaciones se estimaron en un total de 1,408 Gwh, lo que significó un aumento de 114.3% respecto a 1999.

### Margen de Reserva<sup>56</sup>

Un aspecto importante que se considera necesario en la planeación de las adiciones de capacidad de cualquier sistema eléctrico es la capacidad de reserva que se requiere para garantizar la confiabilidad del suministro.

A partir de 1996, la recuperación de la economía nacional, impulsada por el crecimiento acelerado del sector industrial ocasionó un crecimiento de la demanda de energía eléctrica superior al considerado en la planeación de la industria eléctrica. Como resultado a esta situación, se llegó a la conclusión de que era necesario contar con

<sup>&</sup>lt;sup>56</sup> **Margen de Reserva** es el índice de suficiencia del sistema de generación de energía eléctrica que mide el exceso de capacidad efectiva sobre la demanda pico (demanda máxima bruta coincidente), y se expresa como una fracción porcentual de la demanda pico.

una margen de reserva mínimo del 27% para el Sistema Interconectado y un margen de reserva operativo<sup>57</sup> del 6%.

Para el año 2000 se estimó una operación con niveles bajos en los márgenes de reserva; no obstante, se prevé una recuperación de los mismos a partir del invierno de 2001 como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 4.2
México: Margen de Reserva Operativo 2000-2003

Escenarios de Crecimiento*	2000		2001		2002		2003	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
5.70%	3.9	5.5	4.3	8.2	6.9	7.1	9.8	10.3
6.6.%	3.3	4.9	2.3	6.1	4.1	4.3	6.1	6.6

<sup>\*</sup>Se considera un crecimiento promedio de la demanda máxima bruta anual 2000-2003.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE.

Finalmente, cabe comentar que los resultados que para el periodo 2000-2009, el SEN requerirá de adiciones de capacidad por un total de 26 mil 281 MW, de los cuales, 12 mil 054 MW se encuentran en proceso de construcción o comprometidos y los 14 mil 228 MW faltantes, se obtendrán de los proyectos de capacidad adicional no comprometida<sup>58</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>57</sup> El **Margen de Reserva Operativo** es la capacidad efectiva bruta menos la demanda máxima bruta coincidente, menos el mantenimiento programado, menos las fallas de degradación de causas ajenas.

<sup>&</sup>lt;sup>58</sup> Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico, 2000-2009, capítulo 6.

La capacidad adicional comprometida se refiere a la capacidad adicional que se pondrá a disposición del SEN en los próximos años, a través de fuentes de generación en proceso de construcción, licitación o ya contratadas, así como de compras firmes de capacidad, incluyendo importaciones. La capacidad adicional no comprometida se refiere a la capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda futura, cuya construcción o licitación aún no se han iniciado, y que pueden ser cubiertas con proyectos de generación

#### 4.3.2 Consumo

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica está determinado por los siguientes factores: el crecimiento económico y demográfico, las condiciones climáticas y geográficas, la estructura y los niveles tarifarios, así como las innovaciones tecnológicas tales como los avances en la eficiencia con que se utiliza la electricidad en los procesos productivos y en los aparatos eléctricos.

En la década de los años setenta la demanda de energía, medido a través de las ventas de CFE y LFC, creció a una tasa media anual de 9.3%. Posteriormente, el ritmo de crecimiento fue menor, situándose en 5.3% en los últimos 10 años. Este aumento ha sido mayor que el aumento de la población (1.85% promedio anual) así como del PIB en la última década (3.5% promedio anual).

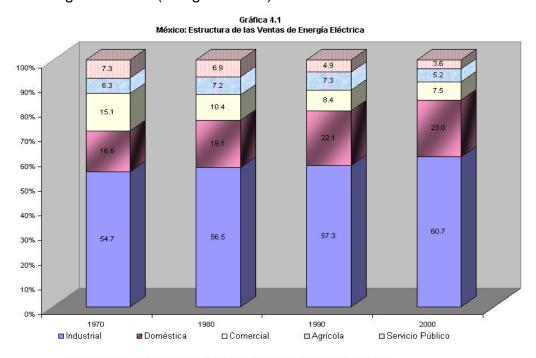
Algunos factores que explican el crecimiento de la demanda eléctrica en este periodo es la instalación y crecimiento de empresas intensivas en el uso de energía eléctrica, como las metalúrgicas, vidrieras y cementeras. Así como el incremento poblacional que se traduce en nuevos usuarios y los adelantos tecnológicos que han abaratado los aparatos electrodomésticos, por lo que se han hecho más accesibles al público, propiciando mayor demanda del fluido eléctrico.

Los sectores que mostraron un mayor crecimiento en su demanda de energía eléctrica entre 1990 y 2000 fueron el industrial con crecimiento promedio anual de 6.0% y el residencial con 5.8% anual, seguido por el comercial con 4.1% y en menor medida, el sector servicios y el agrícola con tasas promedio anual de 2.1% y 1.9%, respectivamente. Durante 1999, las ventas de energía eléctrica sin exportación, fueron de 144 mil 994 Gwh y al cierre del 2000 se estimaron un total de 154 mil 988 Gwh, lo que significa un incremento de 6.9% respecto a 1999.(Ver cuadro 4.8)

La estructura de la demanda de energía eléctrica por tipo de consumidor final muestra que el principal consumidor es el sector industrial, cuyo porcentaje de participación en el total de las ventas pasó de 54.7% en 1970 a 60.7% en el año 2000. Así también, el sector residencial o doméstico aumentó su demanda, la cual pasó de 16.6% en 1970

pertenecientes a inversionistas privados o la propia CFE, de acuerdo con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

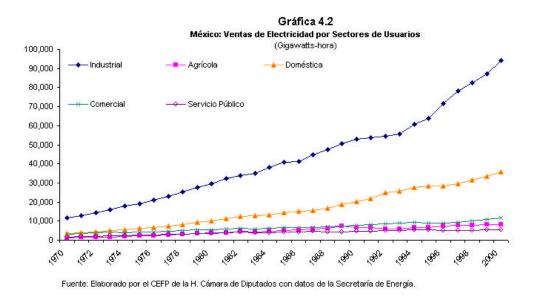
a 23.0% en el 2000. Por su parte, el sector comercial, agrícola y de servicios disminuyó en cierta medida su consumo. Del 15.1% que consumía el sector comercial en 1970 ahora consume la mitad, es decir, 7.5% del total de las ventas. El sector agrícola consume actualmente el 5.2%, cifra menor en 1.1 puntos porcentuales al consumo que se registró en 1970 y 2 puntos porcentuales menos que en 1980. Finalmente, el sector servicios también disminuyó su consumo actual a la mitad en comparación con 1970 (7.3%), registrando actualmente 3.6% del total de las ventas de energía eléctrica.(Ver gráfica 4.1).



Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía.

El número total de usuarios atendidos en el servicio público de energía eléctrica en 1999 fue de 22.9 millones, de los cuales el sector industrial representó el 0.46% del total, sin embargo, es el mayor consumidor de energía eléctrica; ya que demandó el 60.2% de las ventas totales. Por su parte, el número de usuarios residenciales

equivale al 88.3% del total, no obstante su consumo representó solamente el 23% de las ventas totales. En conjunto, ambos sectores representan más de cuatro quintas partes del total de la energía vendida en el país<sup>59</sup>.



El consumo por región en la última década se observa principalmente en la región peninsular con un crecimiento promedio anual de 7.2%, le siguen Baja California, la región noreste y la occidental, como se aprecia en la tabla siguiente:

<sup>&</sup>lt;sup>59</sup> Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009, 1999.

**Tabla 4.3.** México: Crecimiento Promedio Anual de las Ventas por Región (%)

	Región	TMCA 1990-1999
1	Noroeste	4.5
2	Norte	4.9
3	Noreste	6.6
4	Occidental	6.5
5	Central	3.2
6	Peninsular	4.0
7	Oriental	7.2
8	Baja California	6.8
9	Baja California Sur	4.5

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico, 2000-2009.

De acuerdo con la Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009, se prevé que el consumo nacional de energía eléctrica crezca a una tasa media anual de 6.6% durante el periodo 2000-2009, en un escenario moderado se espera que esta tasa sea de 5.4%. Por lo anterior, se espera que para el año 2009 el consumo de energía sea de 296.1 Terawatts-hora (Twh) en el escenario de planeación y de 264.1 Twh en el escenario moderado.

#### 4.4 Políticas de Precios

La política de precios y tarifas constituye un elemento clave para lograr una suficiencia de recursos financieros que permita financiar tanto los costos totales de generación como ampliar la infraestructura que necesita el sector eléctrico.

La política tarifaria del sector eléctrico para el año 2000 se definió a finales de 1999 por el Grupo Interinstitucional de Análisis de Tarifas Eléctricas<sup>60</sup> constituido desde 1995 y se oficializó mediante un acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 1999.

República, Secretaría de Energía, Comisión Reguladora de Energía, Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro y Comisión Nacional del Agua.

<sup>&</sup>lt;sup>60</sup> Este Grupo se encuentra presidido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y cuenta con la participación de la Presidencia de la

La estructura tarifaria ha presentado modificaciones existiendo una gama de opciones de acuerdo a los diferentes segmentos de consumidores. En 1988, existían trece tarifas diferentes, en la actualidad la estructura tarifaria se integra por 31 modalidades diferentes para la comercialización de electricidad, las cuales están en función de la energía demandada, tensión, temperatura, tipo y garantía de servicio.

Las tarifas se agrupan en cinco sectores: residencial, comercial, servicios, industrial y agrícola, actualmente éstas se determina en base a dos criterios:

- a) Política de precios administrados: Para las tarifas residenciales, agrícolas y de servicios se aplica la política de precios administrados, la cual consiste en que la SHCP determina el precio al público en función de las políticas y metas macroeconómicas (en el año 2000 se aplicó un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.008); y
- b) **Metodología de costos marginales de largo plazo:** Esta metodología se aplica para las tarifas industriales y grandes comercios. En el caso de las tarifas para el sector comercial, se aplica una fórmula de ajuste mensual que emplea un promedio ponderado en la variación del índice nacional de precios productor (INPC) de tres subramas (productos metálicos, maquinaria y equipo, industrias metálicas básicas y otras industrias manufactureras); y para el sector industrial se aplica una fórmula de ajuste mensual por variación de los precios de los combustibles y del INPC.

Las tarifas de actividades en las que participa el sector privado se encuentran reguladas por la Comisión Reguladora de Energía, en el caso de actividades monopólicas (transporte y distribución de gas natural), se basan en los resultados de las licitaciones para cada proyecto. Asimismo, la generación privada de electricidad para su venta a CFE se rige por las condiciones establecidas por la propia CFE en las licitaciones de proyectos de producción externa de energía.

Actualmente, el costo de la energía eléctrica se cubre con el precio que paga el usuario y el subsidio que cubre el Gobierno. En 1999, el costo promedio de un kWh de energía eléctrica fue de 82 centavos, de los cuales el usuario aportó 52 centavos y el Gobierno Federal los 30 centavos restantes a través de subsidios (ver cuadro 4.10).

La mayor parte del gasto total en subsidios a los usuarios se concentra en el sector residencial. En este sector existen seis diferentes tarifas residenciales (ver cuadro 4.12). La mayor parte de la electricidad se vende bajo la tarifa 1. Las tarifas de la 1A a la 1E se crearon para cobrar menores precios en zonas cálidas en las que el consumo eléctrico es mayor por el uso de aparatos de aire acondicionado.

El subsidio al consumo de energía eléctrica en el sector residencial ha crecido anualmente en forma importante y su estructura es altamente regresiva, beneficiando a los segmentos de población con mayor ingreso. Debido a que los usuarios que consumen más energía reciben una subvención mayor, en el entendido de que existe una importante relación positiva entre ingreso y consumo, es decir, a mayor ingreso, mayor consumo eléctrico.

En 1999 el gobierno otorgó un total de 32 mil 910 millones de pesos en subsidios, de este total, casi el 90% se canalizó al sector residencial (23 mil 327 millones) y al riego agrícola (4 mil 974 millones)<sup>61</sup>.

Por otro lado, la gran industria paga el costo de la energía sin subsidios, sin embargo, como se puede observar en los cuadros 4.13 y 4.14 del anexo, el precio de la electricidad para servicio residencial es dos centavos de dólar mayor que el precio que se cobra a la industria. Se observa también la diferencia que existe entre el precio de costo de la tarifa residencial, que fue en 1998 de 13 centavos de dólar, con la tarifa subsidiada, la cual fue de 7 centavos de dólar, que es casi la mitad de lo que debería pagar el usuario residencial, siendo poco competitivo para la industria que prácticamente paga casi el mismo precio que el sector residencial, siendo que su consumo es mucho mayor que este último. Finalmente, la reestructuración que está teniendo lugar en otros países está originando que sus costos medios bajen, haciendo las tarifas eléctricas industriales más competitivas a nivel internacional.

### 4.5 Proceso de Reforma

El proceso de reforma se da a partir de la expectativa en el crecimiento de la demanda de electricidad acelerado, la cual se espera sea del 6%, por lo cual se hace necesario instalar en los próximos seis años una capacidad de generación adicional de aproximadamente 13 mil megawatts, equivalente a más de la tercera parte de la capacidad disponible.

<sup>&</sup>lt;sup>61</sup> Secretaría de Energía, El Sector Energía en México, Análisis y Prospectiva, México, 2000.

El gobierno propuso una reforma estructural del sector eléctrico para asegurar la satisfacción de la creciente demanda de energía eléctrica, mejorar la calidad, confiabilidad y costo del servicio, y atraer capital privado, tanto nacional como extranjero para el financiamiento de inversiones requeridas, bajo la rectoría del Estado.

Se busca reducir el impacto presupuestario sobre la expansión del sector eléctrico nacional, que hoy es responsabilidad exclusiva del Estado, y liberar recursos para la atención de necesidades sociales prioritarias.

Uno de los principales objetivos de la reforma estructural del sector eléctrico es establecer condiciones de mercado y de regulación que permitan al sector privado complementar los esfuerzos del Estado en el desarrollo de la industria eléctrica.

La reforma propone modificar la estructura del sector eléctrico, para ello plantea<sup>62</sup>:

- 1. La transformación de los actuales organismos públicos del sector eléctrico en distintas empresas especializadas en generación y distribución, así como la creación de una empresa encargada del sistema nacional de transmisión, denominada Red Eléctrica Nacional (REN).
- 2. La creación de un organismo público descentralizado que se denominaría Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional (COSEN), encargado de la operación de la red nacional de transmisión y del mercado eléctrico mayorista y la creación de otro organismo que tenga por objeto la generación de nucleoeléctrica.
- 3. La apertura de las actividades de la industria eléctrica a la inversión privada, nacional y extranjera.
- 4. El establecimiento de un mercado eléctrico mayorista (MEM) de corto plazo, a través del cual los generadores de electricidad la vendan en condiciones de competencia y el precio sea determinado libremente.
- 5. Acceso abierto a la red nacional de transmisión y la posibilidad de que los usuarios calificados participen, directamente o a través de comercializadores, en el mercado eléctrico mayorista.

-

<sup>&</sup>lt;sup>62</sup> Secretaría de Energía, Propuesta de Cambio Estructural del Sector Eléctrico en México, 1999.

- 6. El desarrollo de contratos bilaterales de largo plazo, cuyos términos serán pactados libremente por los compradores y vendedores de energía eléctrica.
- 7. El establecimiento de disposiciones que permitan a los sistemas eléctricos del país que no estén interconectados a la red nacional de transmisión, operar bajo condiciones especiales.
- 8. La aplicación de una política de subsidios transparente y eficaz, con objetivos explícitos del beneficio social.
- 9. La planeación, a cargo de la Secretaría de Energía, de las inversiones de la red nacional de transmisión y, en su caso, el establecimiento de incentivos para el desarrollo eficiente y competitivo del sector eléctrico.
- 10. El desarrollo de un marco jurídico claro, transparente y predecible que brinde seguridad jurídica a la inversión privada y permita a la Comisión Reguladora de Energía, como autoridad independiente, regular los monopolios naturales de transmisión y distribución en cuanto a precio, inversiones y calidad de servicio, así como las demás actividades que formen parte de la industria eléctrica.

Asimismo, se aclara que el Estado conservará el control de la parte fundamental de la industria eléctrica, a través de la operación de la red nacional de transmisión y de la generación nucleoeléctrica, por ser áreas estratégicas.

El Estado conservará las redes de transmisión y distribución como bienes del dominio público de la Federación, por lo que se establecerá un régimen de concesiones para su explotación.

Las nuevas empresas concesionadas realizarán la explotación de los activos respectivos con la obligación de conservarlos, ampliarlos, mantenerlos y restituirlos al Estado al término de la concesión.

El Estado regulará la seguridad, calidad y costo del servicio eléctrico, en beneficio de los consumidores.

El gobierno continuará con los programas de electrificación rural y de colonias populares, y establecerá una política de subsidios dirigidos que beneficie a quien más lo necesita.

El gobierno tiene previsto el desarrollo del proceso de reforma en tres etapas:

1º. En la primera etapa, la CFE y la LFC se reestructurarán en diversas empresas de participación estatal especializadas: varias empresas de generación y distribución, y una empresa de transmisión. En este periodo, también se establecerá el marco de regulación básico, el diseño del mercado eléctrico, se creará el organismo público encargado de la operación de la red de transmisión y del mercado, y el organismo descentralizado responsable de la generación nucleoeléctrica.

Esta etapa consistirá en otorgar autonomía presupuestal, administrativa y financiera a las nuevas empresas públicas que participen en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

- 2º. La segunda etapa estará marcada por el inicio de operaciones del mercado eléctrico mayorista, por lo que la generación y comercialización se abrirán a la inversión privada, nacional y extranjera. Las empresas de generación públicas y privadas competirán unas con otras en el mercado eléctrico. Los generadores de energía eléctrica podrán establecer contratos bilaterales con las nuevas empresas de distribución y con los usuarios calificados, con o sin la intervención de comercializadores. Asimismo, se otorgarán concesiones a empresas de transmisión interesadas en desarrollar redes no interconectadas al sistema nacional de transmisión.
- 3º. Por último, las empresas públicas de generación y distribución, así como la empresa de transmisión serán desincorporadas progresivamente. Este proceso se considera fundamental para que la transformación del sector eléctrico sea completa y exitosa, y permita obtener recursos para el desarrollo de la infraestructura de agua potable, alcantarillado y tratamiento de aguas residuales. En la desincorporación podrá preverse la participación en el capital de nuevas empresas, tanto de autoridades locales (federalización) como de los trabajadores y fondos de pensión (socialización).

Los beneficios que el gobierno considera traerá la reforma al sector eléctrico mexicano se concentran en seis grandes aspectos que constituyen a su vez los ejes rectores del proyecto de reestructura del sector eléctrico nacional:

1) Abasto de energía eléctrica: que incorpora la participación de todos los sectores de la sociedad para asegurar el abasto oportuno de electricidad.

- 2) Calidad, seguridad y bajo costo en el suministro: la eficiencia y la competitividad de la industria eléctrica nacional serán promovidas por medio de la operación de un mercado eléctrico competitivo, lo que permitirá garantizar que la demanda existente en cada momento sea cubierta con la energía eléctrica generada por las centrales que ofrezcan las mejores condiciones de seguridad, estabilidad y costo, en beneficio de los consumidores.
- 3) Promoción de la inversión en el sector: La posibilidad de que diversas empresas participen en el sector eléctrico mexicano tendrá como consecuencia un aumento en la inversión en la industria eléctrica. Esto permitirá a las empresas participantes ampliar constantemente la cobertura de su servicio y aprovechar las oportunidades del mercado, mantener sus instalaciones en óptimas condiciones y contar con tecnología de punta.
- 4) Liberación de recursos públicos para gasto social: se pretende que con la reforma propuesta se abran los espacios necesarios para que la participación privada en el sector eléctrico aporte capital suficiente y libere recursos públicos que el gobierno actualmente empleaba en este sector, los cuales podrían ser utilizados en áreas primordiales para el desarrollo del país y la justicia social, como son los programas de educación, salud, combate a la pobreza extrema y seguridad pública.
- 5) Fortalecimiento de la rectoría del Estado: El Estado conservará el control de la parte fundamental de la industria eléctrica. Como áreas estratégicas, el Estado controlará directamente la operación de la red nacional de transmisión y la generación nucleoeléctrica. Las redes de transmisión y distribución continuarán siendo de dominio público de la Federación, y estarán sujetas a un régimen de concesión. El nuevo marco legal garantizará tanto la rectoría estatal y la capacidad del Estado mexicano para regular la seguridad, calidad y costo del sistema, como el fortalecimiento de los programas de electrificación rural y colonias populares, responsabilidad del Estado.
- 6) Creación de fuentes de empleo y mejores oportunidades para los trabajadores electricistas: Con la reforma al sector eléctrico, todos los sectores productivos de la economía tendrán acceso a un insumo eléctrico más competitivo, lo que promoverá nuevas inversiones y la creación de empleos permanentes mejor remunerados. Además los trabajadores electricistas tendrán acceso a nuevas oportunidades de empleo, en la medida en que la industria eléctrica se modernice y expanda sus recursos suficientes provenientes de todos los sectores de la economía.

## 4.6 Experiencias de reforma en otros países

Durante los últimos años, muchos países han enfrentado en forma exitosa los retos en el desarrollo de su industria eléctrica.

Cada país presenta condiciones diferentes, en ese sentido los modelos de organización industrial que han adoptado al reformar estructuralmente el sector eléctrico varía de un país a otro; sin embargo, se distinguen características comunes, entre las que destacan las siguientes<sup>63</sup>:

- La separación vertical y horizontal de las actividades de la industria eléctrica,
- Introducción de competencia en la generación y comercialización, con regulación económica en transmisión y distribución;
- La creación de un mercado eléctrico de corto plazo;
- La posibilidad de que los generadores puedan contratar directamente con los distribuidores y grandes usuarios en condiciones competitivas, utilizando las redes de transmisión y distribución, y
- El fortalecimiento y autonomía de los órganos reguladores.

La solución más frecuente ha sido la de promover un cambio estructural en la organización del sector. De este modo, una industria eléctrica monopólica y verticalmente integrada se ha transformado en una industria segmentada, con condiciones de competencia efectiva en la generación y venta de energía eléctrica, y regulada en la transmisión y distribución, con alta participación privada. Algunos países que han instrumentado este tipo de cambios son Argentina, Australia (Victoria), Bolivia, Canadá (Alberta), Colombia, El Salvador, España, Estados Unidos de América (California), Guatemala, Inglaterra, Noruega, Nueva Zelanda y Perú, entre otros.

Conviene destacar, con más detalle, tres ejemplos de reforma en países con distintos grados de desarrollo económico:

<sup>&</sup>lt;sup>63</sup> Secretaría de Energía, El Sector Energía en México. Análisis y Prospectiva, SE, México, 2000.

**Reino Unido**: Inglaterra y Gales reestructuraron su industria eléctrica en 1990. Si bien, no tenían un problema de crecimiento en la demanda, sí contaban con un elevado número de centrales eléctricas obsoletas de muy alto costo que requerían ser reemplazadas. La empresa a cargo del monopolio estatal insistió en la necesidad de que el propio estado construyera nuevas centrales eléctricas. Sin embargo, el gobierno optó por crear el marco institucional para el desarrollo de un mercado competitivo y dejar que las nuevas empresas generadoras compitieran con tecnología de punta. En este caso, la nueva capacidad de generación agregada desde la reestructuración ha sido superior a la necesaria para atender la demanda a menores costos de lo esperado<sup>64</sup>. Como resultado de los menores costos de producción, los precios reales de la energía eléctrica al consumidor se redujeron de manera significativa, principalmente en los sectores comercial e industrial, disminuciones que fueron del 30 y 24 por ciento, respectivamente<sup>65</sup>.

**Argentina**: Este país enfrentaba una carencia crónica de inversiones en su industria eléctrica, un elevado crecimiento de la demanda (superior a 7% anual) y frecuentes interrupciones en el servicio eléctrico. Asimismo, la totalidad de la actividad la realizaba el Estado, las empresas del sector contaban con un elevado déficit, las tarifas se utilizaban como instrumento para contener la inflación y existía una incapacidad financiera del gobierno para atender las necesidades de expansión del sector.

En respuesta a esta situación, en 1992 el gobierno reformó el sector eléctrico. Entre otras acciones que se siguieron destacan la segmentación y privatización de tres empresas estatales en 21 empresas de generación. Se creó un mercado eléctrico competitivo de mayoreo y se dio lugar a un mercado de contratos bilaterales de energía a largo plazo. Los precios se fijan de región a región, reflejando costos de transmisión y de congestión de la red. A partir de la reforma, el sector privado ha financiado exitosamente las inversiones en generación, transmisión y distribución, rompiendo con ello el cuello de botella que significaba el suministro eléctrico.

Los principales resultados fueron que el número de generadores pasó de 14 a 45 de los cuales 40 son privados. Los precios de la electricidad para consumo industrial disminuyeron en 14.3% durante 1992-1997, y los precios para consumo residencial en 16.6% en igual periodo. Las pérdidas de energía se redujeron de más del 20% en 1992 a cerca del 10% en 1997.

\_\_\_

<sup>&</sup>lt;sup>64</sup> Secretaría de Energía, *Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México;* SE, México, 1999.

<sup>&</sup>lt;sup>65</sup> Secretaría de Energía, 2000, *op. cit*.

De hecho, existe actualmente un exceso de capacidad en el mercado argentino. Esta circunstancia ha motivado una caída de los precios en el mercado eléctrico y ha beneficiado directamente a los consumidores y a la competitividad de la economía. El marco regulador y las expectativas de crecimiento han hecho particularmente atractiva la inversión en el sector eléctrico de este país.

**Estados Unidos:** En 1992 el Congreso efectuó las modificaciones reglamentarias para eliminar barreras a la competencia en los mercados eléctricos, destacando tres casos<sup>66</sup>:

- 1) El del Estado de California, donde las tarifas eran muy costosas. En 1996 el mercado eléctrico se abrió a la competencia y se permitió a los usuarios elegir a su proveedor de energía basándose en el precio más que en la ubicación geográfica. Los procesos introducidos incluyen un operador independiente del sistema y un mercado de electricidad. Todas las empresas generadoras privadas están obligadas a participar en el sistema reestructurado. El operador independiente controla la transmisión mientras que la distribución continúa a cargo de compañías de distribución reguladas.
- 2) Sistema Nueva Inglaterra: en 1997 se constituyó como empresa privada el "Operador Independiente del Sistema de Nueva Inglaterra" (ISO NE), que promueve el mercado mayorista de electricidad. En el mercado de Nueva Inglaterra los generadores ofrecen sus recursos al mercado con un día de anticipación y presentan posturas separadas para cada hora del día siguiente. La competitividad del mercado se funda en el hecho de que se opera bajo el criterio de despacho económico, incentivando a los suministradores a ofrecer los precios más competitivos para que su electricidad pueda ser despachada en el mercado de mayoreo.
- 3) Sistema Pennsylvania-Nueva Jersey-Maryland (PJM): PJM es una empresa privada, constituida en 1997, responsable de la operación y control del sistema eléctrico de los estados de Pennsylvania, Nueva Jersey, Maryland y parte de los estados de Delaware, Virginia y el Distrito de Columbia. En 1998 PJM se convirtió en el primer operador independiente del sistema en funcionamiento de los Estados Unidos. PJM maneja una capacidad de generación de 56 mil MW con 12 mil 900 kms de líneas de transmisión, convirtiéndola en el sistema eléctrico más grande de Norteamérica y el cuarto a nivel mundial. PJM funciona de manera similar al mercado de Nueva Inglaterra, un esquema de precios regionales y estrictos parámetros de confiabilidad en su operación, logrando satisfacer las necesidades de los consumidores de manera confiable.

-

<sup>&</sup>lt;sup>66</sup> Ibidem, pp., 131-133.

**Guatemala**: En 1996 inició un proceso de reforma estructural en su sector eléctrico. Al igual que otros países, la definición de un marco regulador e institucional, el establecimiento de un mercado eléctrico competitivo y la desincorporación de ciertas áreas de la industria fueron los pilares de la reforma. A menos de dos años de iniciado el proceso de reforma, diversas empresas generadoras privadas participan en el mercado con centrales nuevas o recién desincorporadas. Además, recientemente el gobierno concluyó la desincorporación de la empresa de distribución de la capital del país, por la que el gobierno de Guatemala recibió más de 500 millones de dólares. Estos recursos, aunados a los ahorros presupuestales en la operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos estatales, han permitido al gobierno instrumentar un programa de electrificación nacional. Con este programa se logró pasar de 40% de la población con suministro eléctrico antes de la reforma a más de 70% dos años después<sup>67</sup>.

Los países que han intentado introducir reformas parciales han fracasado en sus objetivos. La experiencia de reforma en los países que realizaron cambios en la industria eléctrica pero no una auténtica reestructuración, ha sido particularmente desafortunada para atraer inversión privada y aumentar la capacidad en el sector. Ello se observó en la India, donde el gobierno instrumentó un modelo con un comprador centralizado y una tarifa múltiple, pero sin mercado eléctrico competitivo. Los inversionistas pidieron garantías al gobierno para disminuir los riesgos de su inversión. Sin embargo, el gobierno se mostró renuente, el programa de reforma tuvo que ser abandonado sin la instalación de un solo megawatt.

**Portugal**: En 1992, adoptó un modelo en el que coexistían generadores que vendían su producción mediante contratos a largo plazo y generadores que podían participar a través de un mercado libre. Ningún inversionista participó en el mercado libre debido a que el precio fijado en los contratos a largo plazo resultaba más atractivo. El gobierno tuvo que asumir los riesgos de los proyectos para garantizar el financiamiento y la rentabilidad de las inversiones<sup>68</sup>.

67 Secretaría de Energía, 1999, op. cit.

<sup>&</sup>lt;sup>68</sup> Secretaría de Energía, 2000, op. cit.

# 5. Fuentes Alternas de Energía

El desarrollo, a nivel internacional, de algunas de las principales fuentes no convencionales de energía data de mediados de la década de los setenta. El mayor impulso a su desenvolvimiento tecnológico tuvo lugar debido a la crisis petrolera de 1973, que generó incertidumbre por la escasez y agudizó la vulnerabilidad de algunos países que dependían fuertemente de los recursos petroleros del exterior.

En el caso de México, el desarrollo de la nuevas fuentes de energía se ubica a partir de la segunda mitad del decenio de los setenta. Sin embargo, su desarrollo ha sido muy lento, ya que las políticas de diversificación energética encaminadas a promoverlas, no han ocupado un lugar prioritario en la planeación nacional.

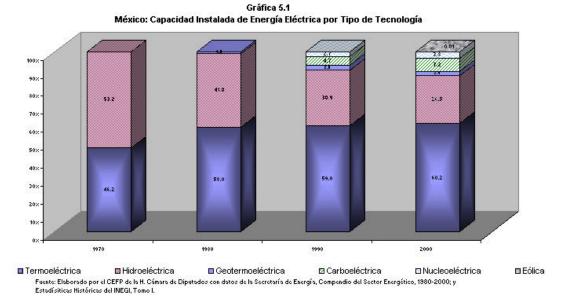
Durante esa época, México tenía un panorama energético satisfactorio debido a los nuevos descubrimientos de hidrocarburos, cuya abundancia opacó la visión de los expertos sobre la importancia del desarrollo de las fuentes alternas, debido a que en ese entonces México estaba obteniendo altos beneficios de los hidrocarburos. Además de que el país distaba mucho de contar con las condiciones necesarias para desarrollar una planta productiva, sistemas de distribución y una tecnología avanzada para su aprovechamiento masivo.

El desarrollo de las fuentes alternas de energía en México, se destina casi en su totalidad a la generación de electricidad, utilizadas principalmente en proyectos de energetización rural para satisfacer los requerimientos energéticos de comunidades aisladas y dispersas, donde la integración de la red eléctrica nacional resulta muy costosa o es prácticamente imposible.

# **5.1 Energías convencionales**

La capacidad instalada para generación de electricidad por tipo de tecnología ha estado prácticamente integrada por energía termoeléctrica, considerada como energía convencional la cual representa el mayor porcentaje del total de la capacidad instalada, la cual ha aumentado en los últimos 30 años de manera significativa, pasando de 46.2% en 1970 a 60.2% en el año 2000, con un nivel de 21 mil 825 MW. (Ver gráfica 5.1).

Le sigue en importancia la hidroeléctrica, que a pesar de ser la segunda tecnología más importante en la generación de electricidad, su capacidad instalada se ha visto reducida a casi la mitad de la que representaba en los años setenta, como se puede apreciar en la gráfica 5.1; pasando de 53.2% en 1970 a 26.5% en el 2000.



La capacidad instalada de carboeléctricas representó en el año 2000, el 7.2%. La nucleoeléctrica, que prácticamente inicia a partir de 1990 creció en promedio 7.3% anual, representando en el 2000 el 3.8% de la capacidad total. La capacidad instalada en geotermia representa actualmente el 2.4%; a pesar de haberse iniciado desde 1973 ha registrado un crecimiento muy lento, de 2.0% promedio anual en la última década; debido a que este tipo de energía depende de yacimientos volcánicos. Finalmente lo que representa la energía eólica, en comparación con el total de la capacidad instalada, no es muy significativa; sin embargo, cabe destacar que su aplicación se registra a partir de 1994 y de ese año al 2000 tuvo un crecimiento de 5.5% promedio anual, lo que significa un considerable impulso en el desarrollo de esta tecnología. (Ver cuadros 4.4 y 4.5).

En cuanto a la generación de electricidad, en 1970 se contaba únicamente con tres tipos de energía utilizadas: la hidroeléctrica que representó el 56.9%, la carboeléctrica el 0.7% y la termoeléctrica el 42.4%. De esta última el 39.1% se generó mediante plantas de vapor, y el 3.3% restante, mediante combustión interna (ver gráfica 5.2).

### 5.1.1 Termoeléctricas

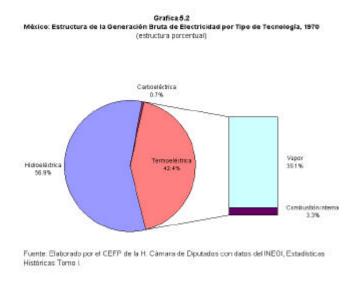
La energía eléctrica producida por termoeléctricas es la más relevante como fuente de energía convencional actualmente, y cuenta con 5 formas de producción: además del vapor que sigue siendo el más significativo (éste representa el 43.4% de la generación termoeléctrica) se encuentra la generación utilizando turbogas, que representa el 1.9%; el ciclo combinado que representa un 10.2%, y el cual se integra, tanto por vapor como turbogas<sup>69</sup>; las termoeléctricas duales que proporcionan alrededor del 6.4%, este tipo de centrales utilizan como fuente primaria el combustóleo o el carbón; y la combustión interna<sup>70</sup>, la cual disminuyó su participación en la generación de electricidad, ya que actualmente sólo representa el 0.3% de la energía termoeléctrica (ver gráfica 5.3).

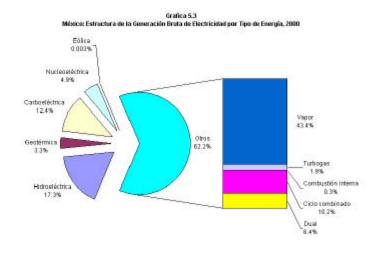
La energía hidroeléctrica es la que ocupa el segundo lugar en generación bruta de electricidad con el 17.3% del total de generación, seguida de las centrales carboeléctricas, la nucleoeléctrica y geotérmicas que generan el 12.4%, el 4.9% y 3.3%, respectivamente. La energía eólica, como se mencionó anteriormente, tiene una participación poco significativa en comparación con las ya mencionadas, en el año 2000, se estima que este tipo de energía generó únicamente 0.003% (6.1 Gwh).

<sup>70</sup> Las centrales de combustión interna utilizan combustóleo, generalmente diesel.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>69</sup> Las centrales turbogas emplean como combustible gas natural o diesel. Esta combustión permite aprovechar al máximo los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica.





Fuente: Batrorado por el CBP de la H. Clánara de Diputados con datos de la Secretaria de Energia, Compendio Estadístico del Sector Energia, 1980-2000.

# 5.1.2 Energía Nuclear

La energía nuclear<sup>71</sup> en México se utiliza solamente como energía primaria de transformación para generación de electricidad.

<sup>&</sup>lt;sup>71</sup> La energía nuclear es la contenida en el mineral de uranio después de pasar por un proceso de purificación y enriquecimiento. Se considera energía primaria únicamente el contenido de material fisionable de uranio, el cual se usa como combustible en reactores nucleares. En el reactor nuclear o pila atómica (dispositivo que puede mantener y controlar una reacción autosostenida de fusión nuclear en cadena), se deja desintegrar el uranio (mineral radiactivo que se encuentra en la naturaleza por lo regular sin enriquecer), liberando energía en forma de calor que se le aplica agua que circula a través y alrededor de la pila, produciendo así vapor que impulsa una turbina, la cual a su vez impulsa una dínamo. (Balance de energía 1999, p. 17 y El sector energético en México, INEGI, 2000, p. 320).

Desde el comienzo de su desarrollo con objetivos civiles, en los años cincuenta, la energía nuclear se ha convertido en una fuente muy importante de energía eléctrica a nivel mundial, alcanzando en 1990 alrededor del 17% de la producción mundial de electricidad. Los especialistas consideran que tiene un papel importante en regiones donde su utilización ha sido limitada, como en América Latina, porque las restricciones ecológicas le dan ventajas sobre otros métodos de generación. Sin embargo, en México se ha limitado la construcción de nuevas plantas nucleares por considerar a éstas como peligrosas, además del alto costo de construcción<sup>72</sup>.

No obstante, se argumenta que la operación de más de 400 unidades nucleoeléctricas en el mundo demuestra que el riesgo es inferior al de cualquier planta industrial que utilice calor para trabajar, pues en el diseño, construcción y operación de una nucleoeléctrica es fundamental la seguridad en su funcionamiento. Además, la generación con energía nuclear no produce emisiones de gases efecto invernadero, lo que puede fomentar la disminución de la dependencia de combustibles fósiles.

La única central nucleoeléctrica con la que cuenta el país es Laguna Verde, localizada sobre la costa del Golfo de México, en el municipio de Alto Lucero, Veracruz. Esta central se integra por dos unidades, cada una con una capacidad de 682 MWh. La unidad 1, que entró en operación en septiembre de 1990 ha generado más de 42 millones de MWh, cuenta con una disponibilidad de 85% y un factor de capacidad de 80.25%; mientras que la unidad 2, que inició operaciones en 1995, ha producido más de 22.6 millones de MWh, con una disponibilidad de 85% y capacidad de 87.86%. En cuanto a sistemas de seguridad, Laguna Verde cumple con las más estrictas normas y es vigilada por diversos organismos nacionales e internacionales responsables de la correcta aplicación de este tipo de energía.

En cuanto al consumo de energía nuclear, por región, Europa consume el 37.8%, del total mundial seguida por Norteamérica que consume el 33.7%, en donde Estados Unidos consume el 30.4%; Canadá el 2.9% y México el 0.4% (ver cuadro 5.2 del Anexo).

La perspectiva a nivel mundial es que se reduzca la participación de la energía nuclear en el mercado global de generación eléctrica de 17% en 1997 a un 10% para el año 2020. Ello, debido a los altos costos de construcción de centrales nucleares, los altos costos de decomisionamiento de planta (desarmar la planta y disponer de sus

<sup>&</sup>lt;sup>72</sup> Ramírez, Zacarías, Energías Alternas, ¿Se puede desafiar al petróleo?, Revista Expansión, año XXX, núm. 765, mayo 12, 1999, p.66-69.

componentes de forma segura), y la disposición del combustible gastado y seguridad. Asimismo, varios países desarrollados esperan reducir su dependencia de la energía nuclear, tal es el caso de Suecia, Alemania, Estados Unidos, y Reino Unido que buscarán reducir el suministro de generación nuclear. Por el contrario, Francia y Japón planean expandir la capacidad instalada con la que cuentan. (Ver cuadro 5.3 del Anexo)

## 5.2 Desarrollo de Fuentes Alternas o Renovables de Energía

De acuerdo con la ONU, dentro de la clasificación de nuevas fuentes de energía se consideran la solar, la geotérmica, la eólica, la de las mareas, olas y el gradiente térmico del mar, la biomasa (leña, carbón vegetal y turba), arenas alquitrandadas y la minihidráhulica (hidráulica de pequeños saltos).

Actualmente, el desarrollo de las energías renovables (E.R.) en países como el nuestro, se encuentra limitado por algunas barreras que se identifican en países que impiden su aprovechamiento. Las principales barreras que se identifican en países de América Latina y el Caribe<sup>73</sup> son:

### 1. Económicas:

- Costos de inversión inicial
- Falta de mecanismos de inversión para E.R.

#### 2. Políticas:

- Falta de políticas de promoción y desarrollo de las E.R.
- Desconocimiento entre los que toman decisiones sobre los beneficios del aprovechamiento de las E.R.
- La pobreza extrema en algunos países impide realizar inversiones en E.R.

#### Sociales:

- Desconocimiento entre la población de los beneficios de E.R.
- Pobreza extrema, no permite invertir o pagar por los servicios energéticos con E.R.

<sup>&</sup>lt;sup>73</sup> Consulta Regional para América Latina y el Caribe sobre Energías Renovables, Lima, Perú, febrero 14, 2001.

### 4. Regulatorias:

- Inadecuados marcos regulatorios
- Falta de normas técnicas
- Desconocimiento de externalidades

#### Técnicas:

- Evaluación del recurso ( no está evaluado)
- Falta de infraestructura industrial en renovables
- Falta de capacitación

México consume alrededor de 5.3 (Twh) por medio de energías renovables alternas (incluyendo solamente la geotermia, solar, eólica y biomasa) lo que equivale al 2.3% del total mundial.

A continuación se presentan brevemente algunos aspecto sobre las E.R. desarrolladas en México.

# 5.2.1 Energía Solar

La energía solar es la más difundida; sin embargo, contrasta con su desempeño<sup>74</sup>. A pesar de que existen distintas modalidades de este tipo de energía, el problema central es su costo, ya que produce al doble de precio que la tecnología convencional.

Los usos posibles de la energía solar son: calefacción doméstica, refrigeración, calentamiento de agua, destilación, generación de energía, fotosíntesis, hornos solares, cocinas, evaporación, acondicionamiento de aire, control de helada y secado. Se han ensayado todos los usos citados de la energía solar en escala de laboratorio, pero no se han llevado a escala industrial.

108

<sup>&</sup>lt;sup>74</sup> La energía solar funciona a partir de la captación de radiaciones intensas, cuanto mayor sea el área de impacto más alta es la capacidad de generación.

La generación de electricidad a partir de energía solar se logra mediante dos tipos de sistemas: los fototérmicos y los fotovoltaicos<sup>75</sup>.

En muchos casos, el costo de la realización de las operaciones con energía solar no puede competir con el costo de otras fuentes de energía en uso, por la gran inversión inicial que es necesaria, por ello la mayoría de los estudios de los problemas de utilización de esta energía esta relacionado con problemas económicos.

México cuenta con un alto potencial de aprovechamiento de este tipo de energía, ya que tres cuartas partes del territorio nacional son zonas con una insolación media del orden de los cinco kilowatts-hora por metro cuadrado (KWh/m²) al día, lo que representa más del doble del promedio de los Estados Unidos. Sin embargo, esta tecnología no se ha desarrollado por completo en México. Si bien los módulos fotovoltaicos son relativamente simples, su fabricación requiere de tecnología sofisticada que solamente está disponible en países como Estados Unidos, Alemania, Japón y España, entre otros.

En México, los proyectos fototérmicos se encuentran en etapas experimentales o abandonados; entre los que se pueden mencionar los siguientes<sup>76</sup>:

 Proyecto Tonatiuh, que fue creado en 1975 en el Municipio de San Luis de la Paz, Guanajuato, para la generación de electricidad que sería distribuida a varios estados. La tecnología empleada es extranjera, sin embargo este proyecto se encuentra actualmente suspendido.

Los sistemas fotovoltaicos convierten directamente parte de la energía de la luz solar en electricidad, a través de un proceso en el que el silicio, material con el que se fabrican las celdas fotovoltaicas, se contamina con otros materiales de ciertas características, obteniendo de ello propiedades eléctricas únicas en presencia de luz solar, con lo que se produce una corriente eléctrica directa. Las celdas fotovoltaicas no tienen partes móviles, son vitalmente libres de mantenimiento y tienen una vida útil de entre 20 y 30 años.

<sup>&</sup>lt;sup>75</sup> Los sistemas fototérmicos convierten la radiación solar en calor y lo transfieren a un fluido de trabajo. El calor generado se utiliza para el calentamiento de edificios, agua, movimiento de turbinas, generación de electricidad, para secar granos o destruir desechos peligrosos.

<sup>&</sup>lt;sup>76</sup> Comisión Nacional de Ahorro de Energía, "Semblanza de Energías Renovables", *CONAE*, México, Septiembre 2001.

- Proyecto Centro Médico Nacional 20 de Noviembre (ISSSTE) en el Distrito Federal. Fue creado en 1993, para el calentamiento de agua de todo el hospital, (alrededor de 50 a 60 metros cúbicos diarios). Este proyecto continúa en operación y utiliza tecnología nacional.
- Proyecto para el calentamiento de agua en instalaciones del sector hotelero, creado en febrero de 1994, en Cancún, Quintana Roo, y se aplica en el hotel Cancún Palace; cuenta con tecnología nacional integrada por 468 colectores solares planos con una superficie de captación de 936 m² para calentar 85 mil litros de agua al día a 55° C. El proyecto se encuentra en reparación.

## Proyectos Fotovoltaicos:

- Proyecto para la electrificación de albergues escolares, fue creado en 1993 en Otón P. Blanco, Quintana Roo, el proyecto se encuentra en operación continua desde su operación y la tecnología es extranjera con desarrollo de componentes nacionales.
- Plantas solares fotovoltaicas, que se encuentran ubicadas en diversas localidades de la República Mexicana.
   Bajo este proyecto se han instalado cerca de 35,000 sistemas fotovoltaicos unifamiliares de 50 a 75 watts de capacidad para electrificación doméstica rural. Principalmente se han utilizado para iluminación, televisores y radiograbadores. La normatividad para estos sistemas fue desarrollada por el Instituto de Investigaciones Eléctricas y la ejecución estuvo a cargo de diferentes empresas contratistas a quienes se adjudicaba la obra bajo el esquema de licitación pública internacional. La supervisión técnica está a cargo de la CFE. El proyecto se encuentra en operación continua y la tecnología es nacional.

De acuerdo con las estimaciones realizadas por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), en 1999 se contaban con más de cinco mil m² de pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en el país, con una generación total estimada de 7 GWh, que satisfacen pequeñas cargas distribuidas. La capacidad instalada en estos sistemas se incrementó de 7.1 MW en 1993 a 12.9 MW en 1999, cifra que representa una tasa media de crecimiento anual de 10% durante ese periodo<sup>77</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>77</sup> Secretaría de Energía, *Prospectiva del Sector Eléctrico*, 2000-2009, SE, México D.F., 2000.

## 5.2.2 Geotermia

La energía geotérmica se considera renovable en virtud de la baja agresión que ejerce al entorno.

La geotermia apareció a principios de 1970 como energía potencial alterna<sup>78</sup>. Este tipo de energía no es peligrosa, pero su potencial de generación es limitado; ya que este tipo de yacimientos se encuentran asociados a fenómenos volcánicos y sísmicos.

En la actualidad este tipo de energía funciona para mover turbinas por medio del vapor que generan los géiseres, fumarolas y fuentes termales, en algunos países como Islandia, la energía geotérmica se utiliza directamente para calentar edificios, piscinas y otras construcciones, mientras que el vapor de agua se utiliza para generar electricidad.

Existen diferentes instalaciones industriales de este tipo en Japón, México e Italia. Las instalaciones de recuperación a baja y mediana temperatura se utilizan para aportar calor a invernaderos, calefacción ciudadana o aplicaciones industriales.

La principal central geotérmica en México es la ubicada en Cerro Prieto, Baja California, en las cercanías de Mexicali, cuenta con una capacidad de 620 MW, y es el segundo campo geotérmico más grande del mundo, este campo representa el 82.7% del total de la capacidad geotermoeléctrica en operación en el país. El 17.3% restante, se integra por las centrales de Los Azufres, Michoacán y Los Humeros en Puebla.

<sup>&</sup>lt;sup>78</sup> Este tipo de energía se utilizó en la antigüedad por diversas culturas como la griega y romana, entre otras, para el calentamiento de baños y calefacción de casas. Este tipo de energía se produce aprovechando las anomalías térmicas en la estructura geológica de la corteza terrestre, siempre que coincida con la presencia de un acuífero subterráneo y una roca impermeable que impide el que agua fría invada la zona cálida.

## 5.2.3 Energía Eólica

La energía eólica<sup>79</sup> depende de que el viento corra a alta velocidad, lo cual, aún en sitios con mejores condiciones se logra de manera intermitente. Esta situación limita el aprovechamiento de la capacidad instalada y afecta el precio final al consumidor. Sin embargo, la instalación de plantas de mediana capacidad podría mejorar su rentabilidad.

Las principales ventajas competitivas de la energía eólica con respecto a energías de otro tipo son:

- La reducción de la dependencia de combustibles fósiles.
- La disminución de los niveles de emisiones contaminantes, asociados al consumo de combustibles fósiles, los cuales se reducen en forma proporcional a la generación con energía eólica.
- Las tecnologías de la energía eólica se encuentran desarrolladas para competir con otras fuentes energéticas.
- El tiempo de construcción es menor con respecto a otras opciones energéticas.
- Al ser plantas modulares, son convenientes cuando se requiere tiempo de respuesta de crecimiento rápido.
- Esta tecnología es una de las más dinámicas, constantemente salen al mercado nuevos productos, diseños y
  materiales para equipos aerogeneradores más eficientes con mayor capacidad y confiabilidad.

La energía eólica está considerada como una de las fuentes energéticas más prometedoras, ya que los avances tecnológicos obtenidos en los últimos años han reducido los costos de inversión y generación haciéndola competitiva con las plantas termoeléctricas convencionales.

<sup>&</sup>lt;sup>79</sup>Actualmente, el equipo utilizado para la generación de energía por este tipo de tecnología, son los aerogeneradores, los cuales se dividen en dos tipos: 1) los de mediana y gran potencia, agrupados en parques eólicos que suministran electricidad a la red general. Estas máquinas funcionan en un rango de velocidad de viento de 5 a 25 metros por segundo (m/s). Con velocidades inferiores a 5 metros por segundo el aerogenerador no funciona y por encima del límite superior debe pararse para evitar daños a los equipos. 2) Los de pequeña potencia para aplicaciones aisladas. En este caso, es necesario establecer un sistema de acumulación de energía eléctrica, baterías, para suministro de electricidad en horas de bajo viento. Dado el carácter difícilmente previsible de los vientos, se puede disponer de sistemas complementarios de generación, fundamentalmente pequeños motores diesel.

En 1999, la energía eólica tuvo un gran impulso. A nivel mundial registró un crecimiento de 38% (3 mil 695 MW), la capacidad de generación de electricidad a partir de viento creció a una tasa anual promedio de 30% en los últimos tres años. Ello permitió disminuir significativamente el costo de la tecnología; por ejemplo, se estima una reducción de los costos de 50% entre 1992 y 1997. Actualmente los costos promedio de la energía eléctrica generada a partir del viento se ubican entre 4 y 8 centavos de dólar por kWh generado, los cuales ya están muy cerca de los 2.5 centavos de dólar por kWh que cuesta la generación convencional mediante tecnología de punta<sup>80</sup>.

En 1997 la capacidad instalada mundial, fue de alrededor de 7 mil 700 MW. En México se cuenta con la central eólica de la Ventosa en Oaxaca, operada por la CFE, con una capacidad instalada de 1.575 MW, y la central eólica de Guerrero Negro en Baja California Sur, dentro de la zona de Reserva de la Biosfera de El Vizcaíno, la cual tiene una capacidad de 0.600 MW, y consta de un solo aerogenerador.

Algunos otros proyectos que se encuentran operando con éxito en México son:

- Proyecto de desarrollo de los aerogeneradores Ehecatl de pequeña potencia, se localiza en Toluca, Estado de México. Se instaló en enero de 1991, luego de 4 años de pruebas han sido sustituidos por los aerogeneradores Ehecatl que emplean perfiles aerodinámicos, además de ser mas económicos, su tecnología es nacional.
- Proyecto Aerogeneradores Fénix, se localiza en el Gavillero, Hidalgo. Su operación ha sido de 5 años, se proyectó para ser instalado en tres etapas: la primera en 1987, la segunda en 1995 y la tercera etapa se encuentra pendiente, debido al proceso de patente y documentación para licenciar la fabricación, desarrollo y adaptación de tecnología, su tecnología es mixta<sup>81</sup>.

En algunos estados como Chihuahua y Sonora, se utilizan sistemas eólicos para bombeo de agua denominados aerobombas, útiles en las localidades rurales aisladas de la red de suministro. Actualmente, se tienen cinco permisos de la CRE para instalar 148 MW a partir de energía eólica, desarrollados con capital privado.

<sup>&</sup>lt;sup>80</sup> CONAE, op. cit.

<sup>&</sup>lt;sup>81</sup> Ibidem.

Se estima que la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables se localizan en el Sur del Istmo de Tehuantepec (con potenciales de 2 mil a 3 mil MW), las penínsulas de Baja California y Yucatán, el altiplano del norte (desde la región central de Zacatecas hasta la frontera con Estados Unidos), la región central del altiplano y las costas del país.

Para el año 2003 se contarán con cuatro proyectos de generación eléctrica, los cuales tendrán una capacidad total de 125 MW y una generación potencial estimada de 336 GWh. Para el año 2009 se espera contar con 177 MW instalados y 575 GWh de generación mediante este sistema<sup>82</sup>.

### 5.2.4 Biomasa

La energía de biomasa es aquella que se produce a partir de productos vegetales y sus derivados. El concepto abarca principalmente leña, desechos forestales y agrícolas. El aprovechamiento de la biomasa como energético puede realizarse vía combustión directa o mediante la conversión de la biomasa en diferentes combustibles a través de digestión anaeróbica, gasificación o fermentación. Los materiales comúnmente utilizados son: madera, residuos sólidos, residuos de las actividades agrícolas y excremento de animales.

A nivel mundial se estima una capacidad instalada de 14 mil MW y se considera como la mayor fuente de potencia para generación de energía eléctrica con energías renovables, después de la hidroeléctrica. Se espera un crecimiento mundial de la generación con biomasa para el año 2020 de 30 mil MW.

Estados Unidos es el más grande generador de potencia con biomasa con 7 mil MW instalados. En México no existe una evaluación precisa del amplio potencial de aprovechamiento de las diversas formas de biomasa. Las comunidades rurales aisladas del país, satisfacen la mayor parte de sus necesidades energéticas con biomasa. Se estima que la leña provee cerca del 75% de la energía de los hogares rurales. En el sector agroindustrial, en especial la industria de la caña de azúcar, se ha establecido un potencial de generación de electricidad, a partir del bagazo de caña, superior a 3 mil GWh al año.

<sup>&</sup>lt;sup>82</sup> Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico, 2000-2009.

Entre los estudios elaborados por la CONAE sobresalen la caracterización del biogás generado por residuos sólidos urbanos<sup>83</sup> y un análisis de viabilidad técnica y económica en el uso del bagazo de caña para la satisfacción de los requerimientos térmicos y eléctricos en los ingenios azucareros.

En el primer caso, se estudió el potencial de aprovechamiento del biogás generado en un relleno sanitario ubicado en el oriente de la Ciudad de México y otro en la ciudad de Cancún, Q. Roo. Las evaluaciones preliminares, orientados al autoabastecimiento municipal, arrojaron resultados positivos, tanto económicos como energéticos, ya que además de disminuir la emisión de biogás a la atmósfera, disminuyen el consumo de combustibles fósiles empleados en la generación de energía eléctrica. Se considera, por ejemplo, que un relleno sanitario de la Ciudad de México con 5.6 millones de toneladas de residuos sólidos produce suficiente biogás para alimentar una planta de 5 MW de capacidad durante 10 años.

En el caso de los ingenios azucareros, se estudiaron siete ingenios con el esquema de cogeneración independiente, y se observó que éstos satisfacen totalmente sus requerimientos de energía térmica y eléctrica de la planta de azúcar, además de proporcionar entre 20 y 25 MW disponibles para su venta a la red eléctrica durante todo el año. Este esquema permite aumentar la eficiencia energética actual de los ingenios en alrededor de 45% y evita la quema de una cantidad importante de combustóleo por ingenio al año.

Actualmente la CRE otorgó 12 permisos para instalar 135 MW en plantas de generación eléctrica a partir de biomasa.

La generación por biomasa es uno de los métodos con mayor potencial; sin embargo, el aprovechamiento de bosques degradados para obtener cosechas bioenergéticas y desechos de cultivos, como el bagazo de caña, se identifican como un sistema que atenta contra la biodiversidad; en cambio, los desechos sólidos urbanos e industriales son abundantes, de ahí que la producción de biogás en rellenos sanitarios se perfila como una posibilidad viable.

<sup>&</sup>lt;sup>83</sup> El biogás se produce también en rellenos sanitarios, que contienen gran proporción de desechos orgánicos húmedos y en donde existen las condiciones adecuadas para que proliferen bacterias anaerobias que al digerir esos desechos producen metano y bióxido de carbono en el interior del relleno.

## 5.2.5 Minihidráulica

Se considera como proyectos minihidráulicos a los sistemas hidroeléctricos que cuentan con una potencia instalada menor a 10 MW. Estos se localizan en pequeños ríos y no requieren de grandes presas ni cuantiosas inversiones. La fuente de agua puede ser un arroyo, un canal u otra forma de corriente que pueda suministrar la cantidad y la presión de agua necesarias, a través de la tubería de alimentación para establecer la operación del sistema hidroeléctrico.

La Organización Latinoamericana de Energía clasifica las centrales generadoras, según su tamaño en: microcentrales hasta un límite de 50 kW, minicentrales de 500 kW y pequeñas centrales hidroeléctricas de 500 a 5 mil kW.

En México, las centrales minihidráulicas se utilizaron a fines del siglo pasado en varios estados de la República Mexicana; sin embargo, estas plantas fueron abandonándose por problemas gremiales y de legislación. Asimismo, la CFE dejó de instalar este tipo de plantas desde hace 30 años, debido a que no contribuyen de manera importante a la oferta de electricidad a gran escala.

El potencial minihidráulico nacional es del orden de 3 mil 250 MW. En los estados de Veracruz y Puebla se han identificado 100 sitios de aprovechamiento que alcanzarían una generación de 3 mil 570 GWh anuales, lo que equivale a una capacidad media de 400 MW.

Hacia finales del 2000, la CRE contaba con siete proyectos en operación, los cuales representan 84 MW instalados en centrales de este tipo y una generación potencial de 238 GWh. Se estima que para el año 2009 se cuente con 229 MW instalados y 989 GWh de generación.

### **CONCLUSIONES**

Actualmente el sector energético en México enfrenta deficiencias estructurales y financieras derivadas de las políticas energéticas instrumentadas desde los años ochenta. La caída de los precios internacionales del petróleo en 1998, hasta el nivel histórico más bajo para la mezcla mexicana de exportación de 10.18 dólares por barril (dpb) promedio anual, precio inclusive menor al de 12.01 dpb alcanzado durante la crisis petrolera de 1986, puso nuevamente en evidencia la fragilidad y vulnerabilidad de las finanzas públicas de México ante eventos externos.

La evolución de la política presupuestaria, tanto de ingresos como de egresos, sería incomprensible sin el papel que en ella ha jugado el petróleo, no sólo desde una perspectiva macroeconómica o financiera, sino a partir de la decisión política que permitió el uso de la renta petrolera para impulsar el desarrollo económico del país. La fragilidad fiscal se explica básicamente por la dependencia de los ingresos públicos a la renta petrolera.

Sin embargo, no obstante los cambios en la industria petrolera internacional y el modelo de desarrollo económico en México, la orientación de la política energética en el país prácticamente no ha cambiado desde los años ochenta. Por ello, el actual esquema de organización de la industria petrolera ya no resulta viable en un mercado en donde las economías se orientan hacia una mayor inserción en los procesos de globalización productiva y financiera.

En ese contexto, las principales empresas públicas energéticas de México, particularmente PEMEX, dejaron de ser viables en una economía orientada hacia la apertura y la liberalización económica, en la que se mantiene un ritmo acelerado de exportación de petróleo crudo para poder, a su vez, mantener el ritmo requerido de importaciones de gasolinas, gas natural y petroquímicos.

Por otra parte, el régimen fiscal especial aplicado a PEMEX, no solamente le ha mermado sus propias finanzas, sino que le ha impedido expandirse y modernizarse para poder ser competitivo en los mercados internacionales, lo cual cuestiona el modelo rentista que prevalece actualmente en PEMEX.

La estrategia petrolera consiste en captar la mayor parte de la renta petrolera de las actividades de exploración y explotación de la paraestatal y centrarse en ellas en detrimento de las vinculadas con lógicas económicas e

institucionales basadas en la ganancia, en el riesgo y en la introducción de tecnologías de punta. Este esquema ha limitado las fuentes de financiamiento nacionales y extranjeras para la expansión y modernización de las industrias petrolera, del gas natural y la petroquímica.

La estrategia rentista impuesta a PEMEX ha significado tener que posponer la búsqueda de nuevas alternativas de financiamiento y desarrollo tecnológico, lo que mantiene la dependencia tecnológica externa de la paraestatal. Debido a la excesiva dependencia de la tecnología del exterior, la orientación a privilegiar la extracción de crudo como principal fuente de ingreso de divisas y de excedentes y su débil capacidad para alcanzar una rentabilidad propiamente industrial, PEMEX se encuentra actualmente en una situación financiera y tecnológica altamente vulnerable y frágil.

Como se recordará en los últimos años de la década de los sesenta, el modelo de sustitución de importaciones y el modelo mexicano de organización petrolera se agotaron, abriéndose a partir de entonces un periodo de transición y rupturas institucionales que se han prolongado hasta la fecha.

La relación reservas/producción que se mantuvo entre 30 y 20 años desde 1940, bajó a menos de 20 años en 1969 y hasta 14 años en 1975, a partir de ese año dicha relación mantuvo una tendencia creciente hasta llegar a 60 años en 1981 y descender hasta 38 años en el 2000.

Por su parte la balanza petrolera pasó a ser deficitaria por primera vez en 1970, mientras que la producción de hidrocarburos aumentó en más de 90 por ciento entre 1958 y 1973. En el periodo 1974-1980 el incremento fue de 167.8 por ciento, reduciéndose considerablemente en el periodo 1981-1990, cuando dicho crecimiento fue de solamente 5.7 por ciento y entre 1991-2000 el mismo fue de 15.8 por ciento, crecimiento aún menor del alcanzado durante los años de auge de la producción petrolera.

Las reservas probadas de crudo se incrementaron entre 1958 y 1973 en solamente 25 por ciento, en tanto que en el periodo 1974-1980 este crecimiento fue de 1,330.5 por ciento, pasando dichas reservas de 3 mil 87 millones de barriles a 44 mil 161 millones de barriles, manteniéndose sin cambios significativos en los siguientes años. Entre 1981 y 1990 el aumento de las reservas fue de solamente 0.9 por ciento y entre 1991 y el 2000 hubo un decrecimiento de 9.9 por ciento. En este último año las reservas probadas de crudo ascendieron a 39 mil 918 millones de barriles.

Asimismo cabe destacar que mientras la producción de hidrocarburos creció 4.1 por ciento entre 1960 y 1972, la demanda anual se incrementó en 9.9 por ciento; entre 1973 y 1980 la producción creció en promedio anual 41.1 por ciento y el crecimiento de la demanda promedio anual fue de 11.2 por ciento; entre 1981 y 1990 los crecimientos fueron de 1.0 por ciento y 2.5 por ciento respectivamente; y en el periodo 1991-1999 fueron de 1.84 por ciento y 1.71 por ciento respectivamente. Es decir, contrariamente a lo que se observó entre los años sesenta y ochenta cuando la demanda crecía más aceleradamente que la producción de crudo, en los años noventa el crecimiento de la producción y de la demanda se mantuvieron prácticamente en equilibrio.

Asimismo, debemos destacar la contribución de PEMEX en el desarrollo económico del país, lo que sin duda fue desgastando el papel de la paraestatal, ya que durante la política de sustitución de importaciones fue una fuente fundamental de transferencia de recursos hacia otros sectores a través de subvenciones y bajos precios de los energéticos; y al Estado en forma de contribuciones fiscales, además de su importancia como fuente de divisas para el país y en algunos años el petróleo como el principal producto de exportación.

Así, mientras que en 1958 PEMEX aportó el 6.1 por ciento de los ingresos fiscales del Estado<sup>84</sup>, en 1973 este porcentaje se redujo a sólo 3.3 por ciento; en 1981 su participación fue de 3.9 por ciento, incrementándose a partir de ese año hasta representar el 43.4 por ciento en 1987 y en el año 2000 su participación se redujo hasta 37 por ciento, la cual aún resulta muy elevada, manteniéndose con ello el riesgo de las finanzas públicas nacionales ante factores externos como la caída en los precios internacionales del crudo.

A partir de 1974 se reiniciaron las exportaciones de petróleo crudo, llegando a representar ese año solamente el 1.5 por ciento del valor total de las exportaciones de mercancías; sin embargo, durante el auge petrolero de los años ochenta, dicha participación se elevó hasta el 64.9 por ciento en 1982, para comenzar a descender a partir de entonces y llegar a representar únicamente el 6.5 por ciento en 1999 y 8.9 por ciento en el 2000, ocupando su lugar las exportaciones de manufacturas. Es decir, que se redujo considerablemente la dependencia petrolera del sector externo entre los primeros años de la década de los ochenta y finales de los noventa.

Cuando el viejo modelo de desarrollo sustitutivo de importaciones y crecimiento hacia adentro entró en crisis, no sólo hizo necesario un cambio en la conducción de la política económica, sino también un cambio institucional profundo. El auge exportador de los años ochenta, basado en el endeudamiento externo y la renta petrolera,

<sup>&</sup>lt;sup>84</sup> Relación Recaudación por impuestos específicos al petróleo y derivados / Ingresos totales del Gobierno Federal.

finalmente llevó a la crisis financiera de 1985-86 y constituyó, sin duda, una salida equivocada a la crisis. El fracaso de esa estrategia obligó a replantear la estrategia de desarrollo, así como el papel que debería de jugar el petróleo en la misma.

En los años noventa las políticas públicas se reorientaron hacia la apertura y en la industria petrolera se inició un proceso de reestructuración, en el que jugó un papel fundamental la suscripción por parte de México del Tratado de Libre Comercio de América del Norte con Estados Unidos y Canadá que propugnaba por permitir los contratos de riesgo en exploración y producción; permitir una mayoría de inversión extranjera en la petroquímica; dividir a PEMEX en diferentes compañías competitivas; permitir la competencia nacional y extranjera; y privatizar a PEMEX. Algunas de dichas exigencias ya se han cumplido.

Sin embargo, en México se mantiene el carácter estratégico del sector petrolero y los derechos exclusivos del Estado sobre la gestión del patrimonio minero, así como sobre la explotación del petróleo y gas, de acuerdo a lo que expresamente consagra la Constitución federal en sus artículos 27 y 28. Con ello, la concesión a particulares sobre la explotación de los campos y yacimientos de hidrocarburos está expresamente prohibida por la Constitución, por lo que la liberalización integral del sector es inviable de acuerdo al régimen jurídico en vigor. Por ello, la reforma integral del sector es aún lejana y enfrentará grandes obstáculos, por razones tanto de carácter político como de índole económica. Respecto de esta última existe un elemento difícil de soslayar, la cuantiosa renta petrolera para el Estado, a la cual no va a renunciar tan fácilmente, al ser ésta una fuente de divisas tan importante para el equilibrio externo y para las finanzas públicas.

En ese contexto, la paraestatal emprendió, como lo indicamos a lo largo de este trabajo, un intento de reforma que ha quedado inconcluso o ha sido distorsionado. Bajo esta circunstancia, resulta necesario replantear la actual estrategia petrolera en nuestro país, preservando los elementos más dinámicos del pasado y los alcances que la actual apertura económica y la misma industria petrolera han realizado desde los años ochenta.

Lo que si resulta previsible es que las compañías extranjeras continúen aprovechando las nuevas reglas en materia petrolera para favorecer su participación en los contratos de servicios, en donde PEMEX podrá continuar siendo una corporación estatal económica viable, que requerirá, sin duda, de una reforma fiscal.

Por su parte la industria petroquímica ha desempeñado desde los años cincuenta un papel estratégico en el desarrollo económico de México, principalmente como proveedora de insumos y materias primas para otras

industrias. El crecimiento más importante de esta industria se observó en el periodo 1970-1980 cuando registró un ritmo de crecimiento promedio anual de 14.6 por ciento.

Sin embargo, esta industria ha tenido que enfrentar el proceso de apertura y liberalización económica de los años ochenta, lo que ha provocado, entre otros factores, que la producción de petroquímicos registrara una tendencia decreciente en un ambiente de competencia a nivel internacional, así la tasa media de crecimiento de esta industria en el periodo 1980-1990 fue de 9.5 por ciento y en el periodo 1990-2000 fue de -0.6 por ciento.

Esta industria se ha distinguido por su concentración geográfica, el uso intensivo de capital, el cambio acelerado de procesos y productos, la posición dominante de grandes corporaciones y el alto costo de las materias primas que utiliza para su producción.

En ese sentido, debemos de considerar los elementos que se presentan a nivel mundial y que son los que le proporcionan ventajas competitivas -aprovechamiento de tecnologías- a las empresas públicas y privadas dedicadas a estas actividades, como son la integración de economías de escala, el control sobre la tecnología y la capacidad de acceso a los mercados básicos y finales. Estos aspectos son, precisamente donde se observan las mayores debilidades del sector petroquímico nacional; ya que esta industria no ha logrado aprovechar las economías de escala, su desarrollo ha sido prácticamente de adaptación ante los cambios que se dan a escala internacional, más que de creación de tecnologías e innovaciones, mientras que los mercados de productos finales son relativamente pequeños.

Lo anterior, aunado a las limitaciones de inversión que ha tenido que enfrentar PEMEX y su subsidiaria PEMEX Petroquímica Básica, han repercutido en el abastecimiento de petroquímicos básicos para el resto de las industrias; además de la consecuente limitación en la coordinación de los tramos subsiguientes de las cadenas petroquímicas que requieren de una planeación financiera estratégica que involucre no sólo a PEMEX sino también al resto de la industria, de tal forma que la industria nacional se vea integrada y se fortalezca el mercado interno de básicos.

Como parte del proceso de reestructuración de la industria petroquímica, el gobierno ha reclasificado en tres ocasiones desde 1986 a los petroquímicos básicos, que por disposición constitucional están reservados al Estado. Así, de un total de 34 productos petroquímicos básicos y 36 secundarios en 1986, se paso a 19 básicos y 67 secundarios en 1989 y con la reclasificación de 1992 quedaron únicamente considerados 8 básicos o primarios

(butanos, etano, heptano, hexano materia prima para negro de humo, naftas, pentanos y propano), dejando abierta la posibilidad de que en el resto de petroquímicos pudiera participar la inversión privada nacional y extranjera.

Asimismo, como parte de los compromisos adoptados por México en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte en materia energética, se acordó desgravar de manera inmediata con la entrada en vigor del Tratado el 1º de enero de 1994 el 50.8 por ciento de las un mil 613 fracciones arancelarias de bienes petroquímicos, el 11.5 por ciento se desgravó a los cinco años (a partir del 1º de enero de 1999) y el restante 37.6 por ciento quedará desgravado a partir del décimo año (a partir del 1º. de enero de 2004), es decir a partir de esta última fecha quedará completamente abierto el mercado mexicano de petroquímicos a sus socios de Norteamérica.

El proceso de apertura y la competencia externa que ello lleva consigo, obliga a replantear la política de la industria petroquímica en México, en donde se considere la creación de economías de escala que incluyan la elaboración de productos petroquímicos básicos cerca de las materias primas y la elaboración de productos finales cerca de los mercados de consumo; maximizar exportaciones de productos de consumo final y que la exportación de productos intermedios no impida exportar productos finales.

Dentro de los cambios importantes en la política energética, destaca el fortalecimiento de fuentes alternativas de energía, en donde el uso de gas natural como energía sustituta del petróleo, viene desempeñando un papel central.

En ese contexto se observa un crecimiento importante del consumo de gas natural en los últimos años, entre 1993 y 1999 la tasa media de crecimiento anual en el consumo de gas natural en México fue de 4.6 por ciento, pasando de un consumo de 68 millones 89 mil metros cúbicos diarios en 1993 a 112 millones 918 mil metros cúbicos en 1999. Este crecimiento en el consumo ha estado acompañado de un crecimiento en la producción, la cual observó una tasa media de crecimiento anual de 3.2 por ciento en el periodo 1970-2000, pasando de una producción de un mil 822 millones de pies cúbicos diarios en 1970 a 4 mil 679 millones de pies cúbicos en el 2000, lo cual representa un avance importante después de que durante los años setenta, al proceso de extracción de gas natural se le desvinculó de la política económica para su aprovechamiento. Por la prioridad que se le dio a la extracción y producción de petróleo, no se asignaron los recursos presupuestales ni se desarrollaron las obras necesarias para el manejo y utilización del gas asociado al crudo.

La insuficiencia de las instalaciones de campo, tales como sistemas de recolección, compresoras, reguladoras y desulfurizadoras, los limitados medios de transporte y la escasa red de gasoductos limitó la expansión en el

consumo de este energético, no sólo por parte del sector industrial, sino también su uso residencial, para el desarrollo del sector eléctrico y como fuente de energía sustituta para el transporte.

Como parte del proceso de reestructuración de la industria del gas, se abrieron todas las fases de la cadena del gas natural, excepto la extracción, a la participación del sector privado, al tiempo que se estableció una nueva institución con la regulación propia de la reestructuración en curso del sector energético, la Comisión Reguladora de Energía (CRE)<sup>85</sup>.

Es importante destacar que la CRE le quitó un espacio muy importante de control a PEMEX, el del gas natural, que bien podría argumentarse sólo fue en transporte, distribución y almacenamiento y no en la parte más importante que es la extracción. Sin embargo, debe considerarse que la apertura en estas fases de la cadena gasífera empuja la apertura del llamado *upstream* y lo más importante, que el gas natural ha pasado a ser el eje del sector energético, por su dinamismo, menor grado de contaminación que genera, pero sobre todo porque es el que impulsa la dinámica internacional, los organismos internacionales, la tecnología del ciclo combinado, las empresas internacionales y los gobiernos.

El gas natural pasó a ser en los años noventa el eje de la política energética no sólo por la relación que tiene con la industria eléctrica, sino en la sustitución de otros productos petroleros generados por PEMEX, incluyendo el gas licuado de petróleo (LP).

En ese contexto, el gas natural visto como un insumo estratégico obliga a definir con mayor claridad una política industrial que permita prever y normar las acciones que contribuyan al desarrollo de otros sectores como el industrial y el eléctrico en un campo más amplio que la coyuntura, pero sin afectar la eficiencia de sus operaciones, como sucedió durante el auge petrolero.

Actualmente México cuenta con un marco regulatorio adecuado para promover las inversiones en el desarrollo de la infraestructura necesaria para el uso del gas natural. La eficiencia con la que pueda operar la industria del gas en

<sup>&</sup>lt;sup>85</sup> En 1995 se asignaron a la CRE las funciones de regulación a través de la expedición de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México.

los próximos años podrá ser un factor adicional para mejorar los niveles de competitividad del aparato productivo nacional en los mercados internacionales.

Dentro del sector energético, la industria eléctrica ocupa un papel estratégico por su importancia en el desarrollo industrial del país, sin embargo, desde que esta industria fue nacionalizada en 1960 (mediante una adición al artículo 27 constitucional, que reservó en exclusiva para el Estado el servicio público de energía eléctrica) viene enfrentando problemas estructurales que le han obstaculizado la posibilidad de ampliar su capacidad instalada para satisfacer la creciente demanda del fluido eléctrico.

Como un esfuerzo por reactivar esta industria, el gobierno realizó en la década de los noventa importantes reformas al marco jurídico del sector eléctrico, así como una Propuesta de Cambio Estructural que no logró concretarse. En ese proceso de reformas destacan las siguientes:

- Las reformas que se realizaron en diciembre de 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, para ampliar la participación en el sector de los particulares nacionales y extranjeros, en el marco de lo previsto en la Constitución Federal, es decir, que no fueran actividades de servicio público. En general, se incorporaron en dicha reforma, las figuras de productor independiente (para la generación de energía eléctrica para su venta a la CFE o para exportarla, con una capacidad de generación mayor a 30 Megawatts); y la de pequeño productor (para generar energía para autoconsumo, venta a la CFE o para exportación) dentro de un límite de 30 Megawatts.
- La modificación en 1993 a la Ley de Inversión Extranjera, la cual se flexibilizó para eliminar las restricciones en cuanto a porcentajes de participación del capital extranjero en la generación de energía eléctrica que no constituya servicio público, tales como auto-abastecimiento, co-generación, pequeña producción y producción independiente.
- La creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en 1993 con el propósito de crear las condiciones necesarias para que los interesados en el sector participen con reglas claras, definidas por la propia autoridad y de conocimiento público, en un mercado en proceso de apertura.

 Las reformas a los artículos 27 y 28 constitucionales en febrero de 1999, para permitir la competencia y participación privada en las actividades que dentro de la industria eléctrica constituyen un servicio público reservado en exclusiva al Estado, con esta reforma jurídica se sentaron las bases para una ulterior reforma integral en la industria eléctrica nacional.

Actualmente, uno de los principales problemas que enfrenta el sector eléctrico en México es la falta de recursos financieros de sus principales productores, la CFE y la LFC, ya desde finales de los años ochenta se habían restringido las formas tradicionales de financiamiento para la industria eléctrica, que dieron origen a que en los años noventa surgieran otras fuentes alternativas de financiamiento como la Construcción, Arrendamiento y Transferencia (CAT) que están dirigidas a apoyar grandes proyectos de desarrollo en la industria eléctrica, particularmente proyectos de generación de energía.

Asimismo, entre 1980 y el 2000 se hicieron diversas modificaciones tecnológicas dentro de la industria eléctrica que le permitieron el funcionamiento de plantas generadoras de pequeña escala, contrariamente a las plantas de gran escala que requerían igualmente de grandes inversiones y largos periodos de maduración en la industria eléctrica.

Las principales causas que se han argumentado para justificar las reformas al sector eléctrico son particularmente de carácter financiero, por una parte se observa una creciente demanda del servicio de energía eléctrica y por otra limitaciones presupuestarias del gobierno federal para este sector.

De acuerdo a la Secretaría de Energía, la demanda eléctrica durante el periodo 2000-2009 será de 5.9 por ciento promedio anual y para poder satisfacer estos requerimientos se necesitaría tener que invertir casi 600 mil millones de pesos en proyectos de infraestructura eléctrica, es decir, aproximadamente 60 mil millones de pesos anuales durante el periodo de referencia, lo cual hubiera significado tener que ampliar en más de 65 por ciento el presupuesto asignado a la CFE y LFC durante el 2000, aún cuando la misma Secretaría de Energía prevé que durante los diez años que está considerando, podrían llegar a canalizarse por parte de inversionistas privados aproximadamente 310 mil millones de pesos a través de proyectos de Construcción, Arrendamiento y Transferencias (CAT) y por productores independientes.

En ese contexto, sería necesario adecuar el marco legal a la situación actual del país, para que a partir de ello se puedan analizar las diferentes opciones económicas y financieras para la industria eléctrica, ya que aún cuando actualmente participan actores privados en la producción de energía eléctrica bajo ciertas modalidades, la Constitución federal establece limitaciones para que el sector privado participe en el proceso global de producción de electricidad, ya que éste es un servicio público reservado exclusivamente al Estado.

Resumiendo, es incuestionable que existe un problema real de financiamiento a la industria eléctrica en el país, actualmente y ante la limitación que impone continuar endeudándose para financiar a este sector, los recursos extra-presupuestales que requiere esta industria provienen del esquema conocido como "Proyectos de Infraestructura de Largo Plazo de Impacto Diferido en el Registro del Gasto" (Pidiregas), es decir, inversiones privadas que han financiado casi el 60 por ciento de las inversiones del sector eléctrico entre 1995 y el 2000, pero finalmente son deudas que tendrá que pagar el sector público.

No obstante los problemas estructurales que vienen presentando las principales empresas públicas generadoras de energía en el país para poder satisfacer la creciente demanda, poco se ha hecho para expandir las fuentes alternativas de energía y que representan un potencial de desarrollo importante para el país, así por ejemplo, la generación de electricidad por medio de energía nuclear comenzó a desarrollarse en México hasta 1990, teniendo desde entonces un crecimiento promedio anual de 24.5 por ciento hasta 1999.

Por su parte, la energía eólica ha sido poco aprovechada en el país, no obstante el clima favorable que tiene la mayor parte del territorio nacional para aprovechar al máximo la explotación de la energía solar, así por ejemplo, países con climas menos favorables que el nuestro como Alemania, Austria, Grecia, Francia y Dinamarca, entre otros, han logrado aprovechar más este tipo de generación de energía, por ello mientras que en México el área de colectores solares instalados por cada mil habitantes es de 0.33, en Alemania es de 35, en Austria de 240, en Grecia de 260, en Francia de 14 y en Dinamarca de 60. Actualmente la generación de electricidad a través de energía eólica representa solamente el 0.003 por ciento del total.

En síntesis, poco se ha hecho en nuestro país para desarrollar fuentes alternas de energía, no obstante los problemas estructurales que vienen presentado las fuentes tradicionales de generación de energía en el país, por lo que se deberá poner mayor énfasis en ello, como una alternativa viable para satisfacer la creciente demanda de electricidad no sólo del sector industrial, sino también para otros usos, como el agrícola, residencial y comercial.

Por ello es importante considerar la volatilidad en los precios de energéticos, como el gas natural y el gas LP, que afectan, tanto a la economía industrial, como a la doméstica. Es decir, el desarrollo de energías alternas renovables permitiría por un lado, la reducción de la dependencia de hidrocarburos como fuente primaria de energía, evitando las consecuencias derivadas de problemas coyunturales; y por otro lado, reduciría las presiones sobre la demanda de gas natural. Además de que el desarrollo de ese tipo de energías permitiría una mayor disponibilidad y diversificación de fuentes de energía limpias que contribuirían al desarrollo industrial y tecnológico del país sin la consecuente contaminación del medio ambiente.

# **BIBLIOGRAFÍA**

- Al-Chalabi, F.J., "La OPEP y el Precio Internacional del Petróleo: El Cambio Estructural", Siglo XXI, México, 1985.
- Angelier, Jean-Pierre, "The determinants of Oil Prices", en Energy Studies Review", vol. 3, num.3, 1993.
- Ayala Espino, José. "El cambio institucional y la organización de la industria petrolera, en revista Economía Informa, Facultad de Economía, UNAM, num. 284, febrero, 2000, pp.17-22.
- Campos Aragón, Leticia (coord.), "La Apertura Externa en el Sector Eléctrico Mexicano", Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, 1997.
- Centro de Estudios de Sector privado, AC., "Gas Natural: El Energético del Futuro", en <u>Actividad Económica</u>, febrero, 2001.
- Centro de Estudios Económicos del Sector Privado, A.C. "Hacia la Modernización del Sector Eléctrico Nacional", Actividad Económica, num.212, CEESP, México, 1999.
- Centro de Estudios Económicos del Sector Privado, A.C., "La Industria Eléctrica en México, 1994-2000", en <u>Actividad Económica</u>, marzo, 2001.
- Comisión Nacional de Ahorro de Energía, "Semblanza de Energías Renovables", CONAE, México, Septiembre 2001.
- Cornejo, Sarahí Ángeles, "El rumbo de la Industria Petrolera", <u>Economía Informa</u>, Facultad de Economía, UNAM, num. 284, febrero, 2000, pp.43-50.
- De la Garza, Enrique (coord.). "Historia de la Industria Eléctrica en México", UAM, Unidad Iztapalapa, 1996.
- De La Vega Navarro, Ángel, "Una aportación al estudio de las reservas de hidrocarburos en México", <u>Economía</u> <u>Informa</u>, Facultad de Economía, UNAM, núm. 290, septiembre, 2000, pp.47-52.
  - "Cambio Institucional y organización de la Industria Petrolera en el desarrollo y la transición de México", Economía Informa, Facultad de Economía, UNAM, núm. 284, febrero, 2000, pp.8-16.
  - "Dynamiques économiques des pays exportateurs et reorganisation de leurs industries pétrolières", en Economies et Sociéte's, série Economie de l'Energie, 9/1996, Paris, septiembre de 1996.

- "La coyuntura petrolera reciente: ¿Nueva era de los precios y/o nuevo sistema petrolero internacional?, Economía Informa, Facultad de Economía, UNAM, núm. 267, mayo, 1998, pp.4-12.
- "La Evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición de México", Programa Universitario de Energía (PUE), UNAM, julio de 1999.
- García Páez, Benjamín, "La Problemática Petrolera en México", <u>Economía Informa</u>, Facultad de Economía, UNAM, núm. 267, mayo, 1998, pp.13-16.
  - Petróleo y Finanzas Públicas en México, <u>Comercio Exterior</u>, Bancomext, vol. 50, núm.11, noviembre de 2000, pp.962-966.
- Guerrero Mongradón, Aleida, "La reforma al sector eléctrico en México", <u>Economía Informa</u>, Facultad de Economía, UNAM, núm. 299, julio-agosto, 2001, pp. 55-62.
- Kessel, Georgina y Chong Sup Kim, Estructura industrial y opciones de regulació para el Sector Eléctrico Mexicano, en (Pablo T. Spiller y Carlos Sales (coord.) "Regulación de los Sectores de Infraestructura y Energéticos en México", 1ª ed., ITAM, México, 1999.
- Kessel Martínez, Georgina. "La Modernidad del Sector Eléctrico", México, SEMIP-CIDE, 1994.
- Monteforte, Raúl. La Organización del Sector Eléctrico Mexicano: Contexto Internacional y Perspectivas de Cambio, México, Programa Universitario de Energía, UNAM, 1991.

### Petróleos Mexicanos

- -Anuarios Estadísticos, 1988, 1992, 1999, 2000
- -Informe Estadístico, 2000
- -Memoria de Labores, 1997, 1998 y 1999
- Quesada Suárez, Gabriel, Gas Natural, un paso al futuro del gas, CÉSPEDES, pp.28-30, abril-mayo de 1999.
- Ramírez, Zacarías, "¿Se puede desafiar al petróleo?", Expansión, año XXX, num.765, mayo, 1999.
- Rodríguez Padilla, Víctor, Impacto de la Reforma Económica sobre las Inversiones de la Industria Eléctrica en México: el Regreso del Capital Privado como Palanca de Desarrollo, Serie Reformas Económicas, CEPAL, núm. 18, 1999.

- -"El petróleo, el cambio en el sistema político y el replanteamiento del proceso de integración con Estados Unidos., Economía Informa, Facultad de Economía, UNAM, núm. 284, febrero, 2000, pp.23-27.
- Ruiz Durán, Clemente, "La necesidad de Despetrolizar las Finanzas Públicas", <u>Economía Informa</u>, Facultad de Economía, UNAM, núm.267, mayo, 1998, pp.22-24.
- Salomón, Alfredo, "Perfil de la Producción y el Consumo de Energía en México", <u>Comercio Exterior</u>, v.49, num.10, octubre, 1999.
- Secretaría de Energía, Balance de Energía 1999, SE, México, D.F., 2000.
  - Compendio Estadístico del Sector Energía, 1980-2000, SE, México, 2001.
  - El Sector Energía en México. Análisis y Prospectiva, SE, México, 2000.
  - Glosario de Energía (página electrónica)
  - Programa de Desarrollo y Restructuración del Sector de la Energía, 1995-2000.
  - Programa Sectorial de Energía 2001-2006, SE, México, 2001.
  - Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México; SE, México, 1999.
  - -Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2000-2009, SE, México D.F., 2000.
  - -Prospectiva del Sector Eléctrico, 2000-2009, SE, México D.F., 2000.
- Spiller, Pablo T., y Carlos Sales, "Regulación de los Sectores de Infraestructura y Energéticos en México", 1ª ed., ITAM, México, 1999.
- Universidad Nacional Autónoma de México, "Compendio del Sector Energético Mexicano", UNAM, México, 1990.
- Vargas Suárez, Rocío., Reforma y apertura de la industria petrolera mexicana: límites y contradicciones, <u>Economía</u> <u>Informa</u>, Facultad de Economía, UNAM, núm.284, febrero, 2000, pp.28-31.
- Wionczek, Miguel, "Posibilidades y Limitaciones de la Planeación Energética en México", Colegio de México, 1ª Edición, México, 1988.
- Direcciones en Internet: (http://):

Asociación Nacional de Energía Solar, A.C., (www.anes.org)

Comisión Reguladora de Energía, (www.cre.gob.mx)

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (www.conae.gob.mx)

Comisión Federal de Electricidad, (www.cfe.gob.mx)

Luz y Fuerza del Centro, (www.lfc.gob.mx)

Energy Information Administration, Departamento de Energía de los Estados Unidos, (http://www.eia.doe.gov)

Petróleos Mexicanos, (<u>www.pemex.gob.mx</u>)

Secretaría de Energía, (www.energia.gob.mx)

# ANEXO ESTADÍSTICO

#### **ANEXO**

### 1. PETRÓLEO CRUDO

- Cuadro 1.1 Reservas de Hidrocarburos (millones de barriles)
- Cuadro 1.2 Reservas de Hidrocarburos (proporción porcentual)
- Cuadro 1.3 Producción Mundial y Nacional de Petróleo Crudo
- Cuadro 1.4 Producción de Petróleo Crudo por Región
- Cuadro 1.5 Consumo de Petróleo
- Cuadro 1.6 Consumo Mundial de Petróleo
- Cuadro 1.7 Precios Internacionales del Petróleo
- Cuadro 1.8 Producción Nacional y Exportación de Crudo
- Cuadro1.9 Participación de las Exportaciones de Crudo en las Exportaciones

  Totales
- Cuadro 1.10 Exportaciones de Petróleo Crudo por País de Destino
- Cuadro 1.11 Finanzas de la Industria Petrolera, 1980-2000
- Cuadro 1.12 Ingresos e Impuestos de la Industria Petrolera, 1970-2000

### 2. PETROQUÍMICA

- Cuadro 2.1 Producción de Petroquímicos
- Cuadro 2.2 Elaboración de Productos Petroquímicos de Pemex Petroquímica (PPQ)
- Cuadro 2.3 Clasificación de Productos Petroquímicos

- Cuadro 2.4 Capacidad Instalada de las Plantas Petroquímicas en Operación
- Cuadro 2.5 Volumen de las Ventas Internas de Productos Petroquímicos
- Cuadro 2.6 Valor de las Ventas Internas de Productos Petroquímicos de PPQ
- Cuadro 2.7 Balanza Comercial de Productos Petroquímicos de Pemex
- Cuadro 2.8 Origen y Destino del Comercio Exterior Petroquímico, 1999
- Cuadro 2.9 Precios al Público de Productos Petroquímicos Seleccionados
- Cuadro 2.10 Principales Indicadores de la Industria Petroquímica Nacional
- Cuadro 2.10b Principales Indicadores de la Industria Petroquímica Nacional

#### 3. GAS NATURAL

- Cuadro 3.1 Reservas de Gas Natural, 1970-2000
- Cuadro 3.2 Producción de Gas Natural, 1970-2000
- Cuadro 3.3 Consuno Nacional de Gas Natural por Sector, 1993-1999
- Cuadro 3.4 Participación por Sector en el Consumo de Gas Natural, 1993-1999
- Cuadro 3.5 Precios Comparativos del Gas Natural, 1990-2000
- Cuadro 3.6 Evolución de los Precios al Público de Gas Natural
- Cuadro 3.7 Precios al Público de Gas Natural, 1990-2000
- Cuadro 3.8 Precios del Gas Natural para Uso Industrial por Zona
- Cuadro 3.9 Ventas Internas de Gas Natural, 1989-1999

### 4. ENERGÍA ELÉCTRICA

- Cuadro 4.1 Generación Bruta de Energía Eléctrica por Sector
- Cuadro 4.2 Generación Bruta de Energía Eléctrica por Tipo de Planta

- Cuadro 4.3 Generación Neta de Energía Eléctrica por Tipo de Planta
- Cuadro 4.4 Capacidad Instalada de Energía Eléctrica del Sector Paraestatal (Megawatts)
- Cuadro 4.5 Capacidad Instalada de Energía Eléctrica del Sector Paraestatal (proporción porcentual)
- Cuadro 4.6 Líneas de Transmisión y Distribución del Sector Eléctrico Paraestatal, 1982-2000
- Cuadro 4.7 Líneas de Distribución y Substransmición por Tipo de Tensión de CFE, 1982-2000
- Cuadro 4.8 Volumen de Ventas de Energía Eléctrica del Sector Paraestatal, 1970-2000
- Cuadro 4.9 Exportación e Importación de Energía Eléctrica de CFE, 1980-2000
- Cuadro 4.10 Costos, Precios y Subsidios de las Tarifas Eléctricas
- Cuadro 4.11 Precios Promedio de Energía del Sector Eléctrico Paraestatal
- Cuadro 4.12 Aplicación de las Tarifas Eléctricas
- Cuadro 4.13 Precios de la Electricidad para la Industria, 1993-1999
- Cuadro 4.14 Precios de la Electricidad para Servicio Residencial, 1993-1999

### 5. FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA

- Cuadro 5.1 Generación Bruta de Electricidad por medio de Energía Nuclear, 1989-1999
- Cuadro 5.2 Consumo Mundial de Energía Nuclear

- Cuadro 5.3 Proyecciones de la Capacidad de Generación Nuclear Mundial por Región y País, 2000-2020
- Cuadro 5.4 Consumo Mundial de Energías Alternas, 1980-1999
- Cuadro 5.5 Áreas Instaladas de Colectores Solares Planos, 1998
- Cuadro 5.6 Capacidad Eléctrica Instalada en Celdas Fotovoltaicas para Países Varios
- Cuadro 5.7 Centrales Minihidráulicas en Operación
- Cuadro 5.8 Generación de Energía Hidroeléctrica Neta Mundial, 1980-1999
- Cuadro 5.9 Prospectiva de Participación Externa a la Comisión Nacional de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro por Energías Renovables, 2000-2009

# PETRÓ LEO

Cuadro 1.1

México: Reservas de Hidrocarburos\*

(Millones de Barriles)

	03	Rese	rvas Nacionales	Producción de	Relación Reservas		
Año	Totales <sup>1</sup>	Crudo	Condensados <sup>2</sup>	Gas Seco <sup>3</sup> equivalente a	Hidrocarburos	Producción	
				crudo		(años)	
1970	5,568	2,880	409	2,279	304	18	
1971	5,428	2,837	397	2,194	298	18	
1972	5,388	2,833	405	2,150	309	17	
1973	5,432	2,847	423	2,162	318	17	
1974	5,773	3,087	449	2,237	379	15	
1975	6,338	3,431	522	2,385	439	14	
1976	11,161	6,436	843	3,882	469	24	
1977	16,002	9,086	1,342	5,574	533	30	
1978	40,194	25,615	2,792	11,787	658	61	
1979	45,803	30,616	2,944	12,243	785	58	
1980	60,126	44,161	3,063	12,902	1,015	59	
1981	72,008	48,084	8,914	15,010	1,199	60	
1982	72,008	48,084	8,914	15,010	1,372	52	
1983	72,500	49,911	7,185	15,404	1,338	54	
1984	71,750	49,260	7,150	15,340	1,325	54	
1985	70,900	48,612	6,981	15,307	1,317	54	
1986	70,000	48,041	6,839	15,120	1,283	55	
1987	69,000	47,176	6,934	14,890	1,329	52	
1988	67,600	46,191	6,821	14,588	1,248	54	
1989	66,450	45,250	6,733	14,467	1,258	53	
1990	65,500	44,560	6,738	14,202	1,268	52	
1991	65,000	44,292	6,633	14,075	1,310	50	
1992	65,050	44,439	6,786	13,825	1,304	50	
1993	64,516	44,043	6,733	13,740	1,316	49	
1994	63,220	43,127	6,648	13,445	1,320	48	
1995	62,058	42,146	6,650	13,262	1,293	48	
1996	60,900	42,072	6,400	12,428	1,413	43	
1997	60,160	41,392	6,430	12,338	1,505	40	
1998	57,741	41,064	5,875	10,802	1,548	37	
1999	58,204	41,495	6,036	10,673	1,434	41	
2000 p /	56,154	39,918	5,574	10,662	1.469	38	

<sup>\*</sup> Reservas Totales al 31 de diciembre de cada año (incluyen las probadas, posibles y probables). Los datos reportados se presentan como reservas a fin de año para hacer la serie compatible con los años anteriores a 1985. De otra manera se interpretarían como cifras al 1 de enero del año siguiente.

Nota: Hasta 1997, el nivel de reservas que se reporta, corresponde a la anterior clasificación y definiciones establecidas para calcularlo. A partir de 1998 las reservas de hidrocarburos se calculan con base a las nuevas metodologías aceptadas para la industria petrolera internacional, por lo que dichos datos no son comparables con años anteriores.

<sup>1/</sup> Incluye crudo, condensados, liquidos de gas natural y gas seco equivalente a crudo y se expresan en millones de barriles de petroleo crudo equivalente.

<sup>2/</sup> Se refiere a los liquidos de gas obtenidos en plantas de proceso.

<sup>3/</sup>El gas seco se compone esencialmente de metano con cantidades insignificantes de productos licuables. Para fines prácticos, la SENER utiliza términos de gas natural y gas seco indistintamente.

Fuente: Elaborado por la CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de PEMEX, Anuarios Estadísticos, varios años; INEGI, Estadísticas Históricas de México, Tomo I e Informes de Gobierno, varios años.

Cuadro 1.2 México: Reservas de Hidrocarburos\*

(proporción porcentual)

	Reservas Nacionales							
Αñο	Totales <sup>1</sup>	Crudo	C o n d e n s a d o s <sup>2</sup>	Gas Seco equivalente a				
				crudo				
1970	100	51.7	7.3	40.9				
1971	100	52.3	7.3	40.4				
1972	100	52.6	7.5	39.9				
1973	100	52.4	7.8	39.8				
1974	100	53.5	7.8	38.7				
1975	100	54.1	8.2	37.6				
1976	100	57.7	7.6	34.8				
1977	100	56.8	8.4	34.8				
1978	100	63.7	6.9	29.3				
1979	100	66.8	6.4	26.7				
1980	100	73.4	5.1	21.5				
1981	100	66.8	12.4	20.8				
1982	100	66.8	12.4	20.8				
1983	100	68.8	9.9	21.2				
1984	100	68.7	10.0	21.4				
1985	100	68.6	9.8	21.6				
1986	100	68.6	9.8	21.6				
1987	100	68.4	10.0	21.6				
1988	100	68.3	10.1	21.6				
1989	100	68.1	10.1	21.8				
1990	100	68.0	10.3	21.7				
1991	100	68.1	10.2	21.7				
1992	100	68.3	10.4	21.3				
1993	100	68.3	10.4	21.3				
1994	100	68.2	10.5	21.3				
1995	100	67.9	10.7	21.4				
1996	100	69.1	10.5	20.4				
1997	100	68.8	10.7	20.5				
1998	100	71.1	10.2	18.7				
1999	100	71.3	10.4	18.3				
2000	100	71.1	9.9	19.0				

<sup>\*</sup> Reservas a fin de año.

Nota: hasta 1998, el nivel de reservas que se reporta, corresponde a la anterior clasificación y definiciones establecidas para calcularlo. Apartir de 1999 las reservas de hidrocarburos se calculan con base a las nuevas metodologias aceptados para la industria petrolera internacional, por lo que dichos datos no son comparables con años anteriores.

<sup>1/</sup> Incluye crudo, condensados, líquidos de gas natural y gas seco equivalente a crudo y se expresan en millones de barriles de petroleo crudo equivalente. Fuente: Elaborado por la CEFP de la H. Camara de Diputados con datos de PEMEX, Anuarios Estadísticos, varios años; INEGI, Estadísticas Históricas de México, Tomo I e Informes de Gobierno, varios años.

Cuadro 1.3

México: Producción Mundial y Nacional de Petróleo Crudo

(millones de barriles)

		Cru	ıdo		_ Participación
Año		Mundial		Nacional*	%
	1	(variación porcentual anual)	2	(variación porcentual anual)	(2/1)
1970	16,666.0	-	156.6	-	0.9
1971	17,470.0	4.8	155.9	-0.4	0.9
1972	18,137.0	3.8	161.4	3.5	0.9
1973	20,049.0	10.5	164.9	2.2	0.8
1974	20,513.0	2.3	209.9	27.3	1.0
1975	19,659.0	-4.2	261.6	24.6	1.3
1976	20,979.0	6.7	293.1	12.0	1.4
1977	21,720.0	3.5	358.0	22.1	1.6
1978	21,884.0	0.8	442.6	23.6	2.0
1979	22,846.0	4.4	536.6	21.2	2.3
1980	21,797.3	-4.6	706.6	31.7	3.2
1981	20,445.0	-6.2	843.9	19.4	4.1
1982	19,354.0	-5.3	1,002.4	18.8	5.2
1983	19,365.0	0.1	972.9	-2.9	5.0
1984	19,762.9	2.1	979.8	0.7	5.0
1985	19,490.0	-1.4	960.1	-2.0	4.9
1986	20,408.0	4.7	886.1	-7.7	4.3
1987	20,366.0	-0.2	927.3	4.7	4.6
1988	21,082.3	3.5	914.9	-1.3	4.3
1989	21,664.0	2.8	917.4	0.3	4.2
1990	22,063.0	1.8	930.0	1.4	4.2
1991	21,871.0	-0.9	976.7	5.0	4.5
1992	21,914.3	0.2	973.7	-0.3	4.4
1993	21,836.9	-0.4	975.8	0.2	4.5
1994	22,075.2	1.1	980.1	0.4	4.4
1995	22,445.3	1.7	955.3	-2.5	4.3
1996	23,172.4	3.2	1,043.3	9.2	4.5
1997	23,895.8	3.1	1,103.1	5.7	4.6
1998	24,144.4	1.0	1,120.7	1.6	4.6
1999	23,565.9	-2.4	1,060.7	-5.4	4.5
2000p	nd	nd	1,156.8	9.1	nd
TMC 70-00	1.2	-	6.9	-	-

p\_/ Cifras preliminares.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la H.Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía y PEMEX.

nd. No disponible.

<sup>\*</sup> De 1970 a 1979 la producción de crudo incluye condensados. De 1980 al 2000 se excluyen los condensados para fines de comparación a nivel mundial.

Cuadro 1.4

México: Producción de Petroleo Crudo por Región\*

(millones de barriles)

			– Región Sur	Región Marina			Región		
Año	Total	Región Norte		Total	Noreste	Suroeste	Norte	Sur	Marina
						•	(participación porcentual)		
1970	157	88	69	0	0	0	56.1	43.9	0.0
1971	156	80	76	0	0	0	51.4	48.6	0.0
1972	161	78	84	0	0	0	48.1	51.9	0.0
1973	165	76	89	0	0	0	45.9	54.1	0.0
1974	210	78	132	0	0	0	37.2	62.8	0.0
1975	262	78	184	0	0	0	29.8	70.2	0.0
1976	293	72	221	0	0	0	24.6	75.4	0.0
1977	358	71	287	0	0	0	19.8	80.2	0.0
1978	443	73	369	0	0	0	16.6	83.4	0.0
1979	537	68	468	19	0	0	12.7	87.3	3.5
1980	709	67	642	225	0	0	9.5	90.5	31.7
1981	844	69	776	395	0	0	8.1	91.9	46.8
1982	1,003	66	937	590	0	0	6.6	93.4	58.9
1983	981	55	927	611	0	0	5.6	94.4	62.3
1984	1,024	48	977	665	0	0	4.7	95.3	64.9
1985	987	46	941	637	0	0	4.6	95.4	64.5
1986	913	46	867	584	0	0	5.0	95.0	64.0
1987	955	43	912	633	0	0	4.5	95.5	66.3
1988	945	39	906	635	0	0	4.1	95.9	67.2
1989	917	36	245	636	440	196	3.9	26.8	69.3
1990	930	38	237	655	447	208	4.1	25.5	70.4
1991	977	39	243	695	471	224	4.0	24.9	71.2
1992	974	36	239	699	473	226	3.7	24.5	71.8
1993	976	36	228	712	475	237	3.7	23.4	72.9
1994	980	36	214	731	470	261	3.6	21.8	74.5
1995	955	35	213	707	444	263	3.6	22.3	74.0
1996	1,043	35	230	778	494	285	3.4	22.0	74.6
1997	1,103	35	229	839	562	277	3.2	20.7	76.1
1998	1,121	34	227	860	599	261	3.0	20.2	76.8
1999	1,061	30	214	817	567	249	2.8	20.2	77.0
2000	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd

<sup>\*</sup>Los registros de Producción de Crudo por Región de 1970-1988 incluyen condensados.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de PEMEX.

Cuadro 1.5 México: Consumo de Petróleo

(millones de barriles diarios)

Año	México	Variación Porcentual Anual				
1970	0.50	11.11				
1971	0.52	4.00				
1972	0.59	13.46				
1973	0.67	13.56				
1974	0.71	5.97				
1975	0.75	5.63				
1976	0.83	10.67				
1977	0.88	6.02				
1978	0.99	12.50				
1979	1.10	11.11				
1980	1.27	15.45				
1981	1.40	10.24				
1982	1.48	5.71				
1983	1.35	-8.78				
1984	1.45	7.41				
1985	1.47	1.38				
1986	1.49	1.36				
1987	1.52	2.01				
1988	1.55	1.97				
1989	1.64	5.81				
1990	1.68	2.44				
1991	1.70	1.19				
1992	1.72	1.18				
1993	1.71	-0.58				
1994	1.80	5.26				
1995	1.72	-4.44				
1996	1.76	2.33				
1997	1.87	6.25				
1998	1.94	3.48				
1999	1.98	2.07				
TMC 70-99	4.85	-				

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diptuados con datos de International Energy Database, (EIA) y Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE).

Cuadro 1.6 Consumo Mundial de Petróleo

[millones de barriles diarios]

120					Consum	idores Miem	bros de la OC	DE					Con	sumidores n	o Miembros d	le la OCDE			Propor	rción (%)
Año	Canada	Francia	Alemania	Italia	Japán	México	Corea del Sur	España	Reino Unido	Estados Unidos	Total OCDE	Brasil	China	India	URS.S.	Rusia	Total no OCDE	Total Mundial	México	Estados Unidos
1960	0.84	0.56	0.63	0.44	0.66	0.30	0.01	0.10	0.94	9.80	15.78	0.27	0.17	0.16	2.38	63	5.96	21:34	1.41	46.92
1970	1.52	194	2.83	1.71	3.82	0.50	0.20	0.58	2.10	14.70	34.49	0.53	0.62	0.40	5.31	23	12.32	46.81	1.07	31.40
1971	1.58	2.12	2.94	1.84	4.14	0.52	0.23	0.64	2.14	15.21	36.07	0.68	0.79	0.42	5.66	23	13.35	49.42	1.06	30.78
1972	166	2.32	3.13	1.95	4.36	0.59	0.23	0.68	2.29	16.37	38.74	0.66	0.91	0.46	6.12	900	14.35	53.09	1.11	30.88
1973	1.73	2.60	3.34	207	4.95	0.67	0.28	0.78	2.34	17.31	41.53	0.78	1.12	0.43	5.50	-	15.71	57.24	1.17	30.24
1974	1.78	2.45	3.06	2.00	4.86	0.71	0.29	0.86	2.21	16.65	40.12	0.86	1.19	0.47	7.28	20	15.56	56.68	1.25	29.38
1975	1.78	2.25	2.98	1.88	4.62	0.75	0.31	0.87	1.91	16.32	38.82	0.92	1.36	0.50	7.52	900	17.38	56.20	1.33	29.04
1976	1.82	2.42	3.21	1.97	4.84	0.83	0.36	0.97	1.89	17.46	41.39	1.00	1.53	0.51	7.78	-	18.28	59.67	1.39	29.26
1977	1.85	2.29	3.21	1.90	4.88	0.88	0.42	0.94	1.91	18.43	42.43	1.02	1.64	0.55	B.18	63	19.40	61.83	1.42	29.81
1978	1.90	2.41	3.29	1.95	4.95	0.99	0.48	0.98	1.94	18.85	43.62	1.11	1.79	0.62	B.48	200	20.54	64.16	1.54	29.38
1979	1.97	2.46	3.37	2.04	5.06	1.10	0.53	1.02	1.97	18.51	44.01	1.18	1.84	0.66	8.64		21.21	65.22	1.69	28.38
1960	1.67	2.28	3.08	1.93	4.96	1.27	0.54	0.99	1.73	17.08	41.41	1.15	1.77	0.64	9.00	53	21.66	63.07	2.01	27.05
1981	1.77	2.02	2.80	1.87	4.85	1.40	0.54	0.94	1.59	16.05	39.14	1.09	1.71	0.73	8.94	200	21.75	80.90	2.30	26.37
1982	1.58	1.88	274	1.78	4.58	1.48	0.53	1.00	1.59	15.30	37.45	1.06	1.86	0.74	9.08	-	22.05	59.90	2.49	25.71
1983	1.45	1.84	2.86	1.75	4.40	1.35	0.56	1.01	1.53	15.23	36.59	0.98	1.73	0.77	8.95		22.15	58.74	2.30	25.93
1984	1.47	1.75	2.66	1.65	4.58	1.45	0.59	0.91	1.85	15.73	37.43	1.03	1.74	0.82	8.91	20	22.41	59.84	2.42	26.29
1965	1.50	1.78	270	1.72	4.38	1.47	0.57	0.85	1.63	15.73	37.23	1.08	1.89	0.90	8.95	- 6	22.67	60.10	2.45	26.17
1986	1.51	1.77	2.86	1.74	4.44	1.49	0.61	0.88	1.65	15.28	38.28	1.24	2.00	0.95	8.98		23.48	81.76	241	26.35
1987	1.55	1.79	277	1.86	4.48	1.52	0.64	0.90	1.60	16.67	38.96	1.26	2.12	0.99	9.00	***	24:04	63.00	2.41	26.46
1988	1.69	1.80	274	1.84	4.75	1.55	0.73	0.98	1.70	17.38	40.24	1.30	2.28	1.08	B. 89		24.58	64.82	2.39	26.66
1989	1.73	1.86	2.58	1.93	4.98	1.64	0.84	1.03	1.74	17.33	40.88	1.32	2.38	1.15	B.74	20	25.04	65.92	2.49	26.29
1990	1.68	1.82	2.86	1.87	5.14	1.68	1.03	1.01	1.75	18.99	40.92	1.34	2.30	1.17	8.39	60	25.06	65.98	2.55	25.75
1991	1.62	1.94	2.83	1.85	4.28	1.70	1.20	1.07	1.80	16.71	41.40	1.35	2.50	1.19	8.35	-	25.17	86.57	2.55	25.10
1992	1.64	1.93	2.84	1.94	5.45	1.72	1.46	1.11	1.80	17.03	42.42	1.37	2.66	1.28		4.42	24.34	66.76	2.58	25.51
1993	1.68	1.88	2.90	1.85	5.40	1.71	1.89	1.06	1.62	17.24	42.98	1.43	2.95	1.31	55	375	24.02	67.00	2.55	25.73
1994	1.73	1.83	2.88	1.84	5.67	1.80	1.86	1.13	1.84	17.72	44.17	1.51	3.16	1.41	- 1	3.18	24.11	68.28	2.64	26.95
1995	1.76	1.90	2.88	2.05	5.71	1.72	2.03	1.26	1.85	17.72	44.96	1.60	3.36	1.58	14	2.98	24.91	69.87	2.46	25.36
1996	1.80	1.94	2.91	2.05	5.87	1.78	2.18	1.18	1.85	18.31	48.07	1.72	3.51	1.68	2.5	262	25.33	71.40	2.46	25.64
1997	1.86	1.96	2.90	2.05	5.71	1.87	2.39	1.30	1.80	18.62	46.83	1.82	3.92	1.77	- 12	256	26:30	73.13	2.56	25.46
1998	1.86	2.03	2.92	2.07	5.51	1.94	1.97	1.39	1.77	18.92	46.98	1.92	4.11	1.84	14	2.45	26.66	73.64	2.63	25.09
1999	1.93	2.03	2.82	1.98	5.67	1.98	2.04	1.43	1.72	19.52	nd	1.95	4.32	1.93	2500	2.40	10	ní	nd	ad
2000	rd	nt	nd	nd	nd	110	nt	nd	nd	nf	nd	nt	nd	nd	nd	nd	rd	ná	nd	10

Nota-Alemania se diridii en 1989 para consettise en Alemania del Geste y Alemania del Geste y Alemania del Este y de 1951 se convierte en Nemania un Étada, Mexico y Corea del Sur se adicionan a la OCOE en mayo y diciembre de 1996 respectivamente; Hangna y Polonia son incluidas en el total de la OCOE deste el 7 de mayo y el 12 de

noviembre de 1 996 respectivamente.

Fuentix: Bisbonstöpper el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados con datas de la International Energy Datatasa y la Digantización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE).

Cuadro 1.7
México: Precios internacionales del petróleo

(dólares por barril)

	Merca	do Mexican	o de Exporta	ción <sup>1/</sup>	Mercado	s Internacio	nales <sup>1/</sup>
Año	Mezcla Mexicana de Exportación	Istmo	Mava	Olmeca	Saudi Arabian	WTI	Brent
1973		1511110	Iviaya	Oimeca	3.07	VVII	DIGIIL
1973					9.87		
1974		11.44			10.70		
1975		12.18			10.70		
1976		13.39			12.42		
		13.39					
1978 1979		19.55	24.50		13.00 11.51		
1979	31.05	33.30	21.50 28.39		35.99	27.07	
						37.87	
1981	33.18	36.23	30.76		34.19	36.17	
1982	28.81	32.89	25.33		31.72	32.67	00.04
1983	26.46	29.57	23.99		28.76	30.41	30.24
1984	26.82	29.00	25.33		28.06	29.36	28.94
1985	25.38	27.21	24.05		27.54	28.00	27.57
1986	12.01	13.57	10.14		13.27	14.52	14.36
1987	16.00	17.52	15.20		17.23	19.17	18.37
1988	12.22	13.70	11.05		13.4	15.96	14.99
1989	15.62	17.15	14.36	18.73	16.21	19.69	18.21
1990	18.77	21.89	16.76	23.44	20.82	24.36	23.41
1991	14.57	18.12	12.23	20.04	17.47	21.49	19.95
1992	14.86	18.01	13.08	19.55	17.89	20.53	19.26
1993	13.21	15.82	11.40	17.28	15.67	18.42	16.99
1994	13.88	15.51	12.57	16.24	14.23	17.16	15.80
1995	15.72	16.79	14.39	17.51	15.59	18.46	17.05
1996	18.91	20.07	17.23	21.43	19.06	22.06	20.60
1997	16.51	18.30	14.69	19.52	16.84	20.52	19.07
1998	10.18	11.95	8.56	13.14	10.65	14.42	12.76
1999	15.70	17.10	14.37	17.97	16.07	19.21	17.83
2000	24.63	27.59	22.86	28.95	24.7	29.95	28.27

Nota: Los datos que se reportan son a partir de que se inició su registró. A raíz de la crisis del petróleo de 1973 y la inserción de México en el comercio internacional de hidrocarburos, empiezan a formalizarse las estadísticas sobre losprecios marcadores de crudo.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía y Energy Information Administration.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Los tipos de crudo se comienzan a producir a partir de la fecha en que se reporta.

Cuadro 1.8

México: Producción Nacional y Exportación de Crudo

(Miles de barriles diarios)

	Producción Nacional	Exportación de crudo	Participación
Año	de crudo		(%)
	(1)	(2)	(2/1)
1970	429.0	-	-
1971	427.1	-	-
1972	442.2	-	-
1973	451.8	-	-
1974	575.1	15.9	2.8
1975	716.7	94.2	13.1
1976	803.0	94.4	11.8
1977	980.8	202.0	20.6
1978	1,212.6	365.1	30.1
1979	1,470.0	532.8	36.2
1980	1,936.0	827.8	42.9
1981	2,312.1	1,098.0	47.5
1982	2,746.4	1,492.1	54.2
1983	2,665.5	1,537.0	57.7
1984	2,684.5	1,524.6	56.8
1985	2,630.4	1,439.0	54.7
1986	2,427.7	1,289.6	53.1
1987	2,540.6	1,345.1	53.0
1988	2,506.6	1,306.7	52.1
1989	2,513.3	1,277.7	50.8
1990	2,548.0	1,277.1	50.1
1991	2,675.8	1,368.7	51.2
1992	2,667.7	1,367.8	51.3
1993	2,673.4	1,337.1	50.0
1994	2,685.1	1,307.4	48.7
1995	2,617.2	1,305.5	49.9
1996	2,858.3	1,543.8	54.0
1997	3,022.2	1,720.9	56.9
1998	3,070.5	1,741.0	56.0
1999	2,906.0	1,553.0	53.0
2000	3,169.4	1,652.0	52.1

Nota: De 1965 a 1973 se suspendieron las exportaciones de petróleo crudo.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con base en datos de la Secretaría de Energía y PEMEX.

Cuadro 1.9

México: Participación de las Exportaciones de Crudo en las Exportaciones Totales

(millones de dólares)

Año	Exportación Total de Mercancías	Exportaciones de Petróleo Crudo <sup>1</sup>	Participación (%)
1970	1,119.2	-	-
1971	1,702.0	-	-
1972	2,163.3	-	-
1973	2,826.2	-	-
1974	4,051.1	61.9	1.5
1975	4,258.0	393.6	9.2
1976	4,980.3	420.0	8.4
1977	6,035.7	987.3	16.4
1978	7,920.7	1,760.3	22.2
1979	11,517.1	3,811.3	33.1
1980	18,031.0	9,448.8	52.4
1981	23,307.3	13,305.2	57.1
1982	24,055.2	15,622.7	64.9
1983	25,953.1	14,793.1	57.0
1984	29,100.4	14,967.5	51.4
1985	26,757.3	13,308.8	49.7
1986	21,803.6	5,580.2	25.6
1987	27,599.5	7,877.0	28.5
1988	30,691.5	5,883.5	19.2
1989	35,171.0	7,291.8	20.7
1990	40,710.9	8,920.7	21.9
1991	42,687.5	7,264.8	17.0
1992	46,195.6	7,419.5	16.1
1993	51,886.0	6,485.3	12.5
1994	60,882.2	6,624.1	10.9
1995	79,541.6	7,419.6	9.3
1996	95,999.7	10,705.3	11.2
1997	110,431.4	10,333.8	9.4
1998	117,459.6	6,367.9	5.4
1999	136,391.1	8,858.8	6.5
2000	166,424.0	14,884.1	8.9

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>De 1970 a 1973 no se realizaron exportaciones.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos del Banco de México y PEMEX.

Cuadro 1.10

México: Exportaciones de Petróleo Crudo por País de Destino

(miles de barriles diarios)

Año	Total	Estados Unidos	España	Japón	Pacto de San José <sup>1</sup>	Holanda	Antillas Holandesas	Sudáfrica	Canadá	Francia	Israel	Portugal	Brasil	Gran Bretaña	Cuba	Austria	Bélgica	Otros
1983	1,537.0	823.2	161.8	120.1	54.5				39.7	82.6	54.3	10.1	58.6	85.4		10.1		36.6
1984	1,524.5	750.9	168.5	159.1	48.9				43.2	91.5	48.0	12.6	50.6	100.8		8.4		42.0
1985	1,439.0	751.5	181.7	157.9	43.3				31.6	84.9	47.4	7.6	24.3	65.6	1.8	4.1		37.3
1986	1,289.6	652.3	196.4	181.5	43.7				13.6	81.8	39.1	10.0	10.1	24.3		8.6	6.8	21.4
1987	1,344.8	639.5	204.2	178.5	53.0				10.6	93.0	39.4	12.5	4.7	41.8		4.5	26.8	36.3
1988	1,306.6	684.9	204.7	174.4	42.4	4.2			7.7	89.3		10.0		6.5			22.9	59.6
1989	1,277.8	725.5	194.7	166.9	44.6	12.3			7.2	57.4		9.9		1.4			7.1	50.8
1990	1,277.1	720.5	213.1	145.7	35.0	29.4			4.9	56.0		10.0					1.3	61.2
1991	1,368.6	765.8	247.1	144.6	44.2	10.7	6.3		13.6	47.3		17.3		9.0	0.6		10.0	52.1
1992	1,367.9	798.0	238.7	89.7	53.6	4.8	5.0		31.1	28.9		24.8		9.4			12.3	71.6
1993	1,337.3	879.3	199.2	80.4	45.3				25.6	24.7		15.1		7.8	8.3		14.0	37.6
1994	1,307.4	960.8	154.4	81.2	29.9		0.8		18.9	8.9		10.0		8.6	20.0		13.9	
1995	1,305.3	1,037.1	99.8	77.2	24.6	2.7	9.4		11.5	3.1		10.1		6.1	11.6		12.1	
1996	1,543.9	1,209.6	95.2	86.9	30.7		67.0		20.5	3.1		7.5		3.1	7.4		12.9	
1997	1,720.8	1,334.9	122.8	62.6	42.3	17.9	58.2	12.7	30.4			15.5		9.2	2.6		2.5	9.2
1998	1,741.0	1,341.0	135.0	32.0	45.0	18.0	86.0	13.0	33.0		4.0	21.0		11.0				2.0
1999	1,554.0	1,171.0	122.0	42.0	33.0	11.0	103.0	5.0	23.0		5.0	20.0		17.0				2.0
2000p	1,653.0	1,242.0	143.0	35.0	45.0	1.0	110.0		28.0		5.0	17.0		18.0				9.0

NOTA: Los espacios en blanco indican que no se reportaron exportaciones con esos paises.

Fuente: Elaborado por CEFP de la H. Cámara de Diputados, con datos de Pemex, Anuarios Estadísticos varios años.

<sup>1/</sup> Incluye países de Centroamérica y el Caribe.

n/ Cifras preliminares

Cuadro 1.11 México: Finanzas de la Industria Petrolera

(Millones de pesos)

Año	Ingresos del Gobierno Federal	Recaudación por impuestos específicos al petróleo y derivados	Participación (%)
1980	683.8	23.5	3.4
1981	935.3	36.6	3.9
1982	1,532.3	153.5	10.0
1983	3,181.2	1,288.8	40.5
1984	4,974.7	2,150.2	43.2
1985	7,990.5	3,011.7	37.7
1986	12,670.3	4,881.3	38.5
1987	32,973.6	14,298.9	43.4
1988	65,505.9	22,269.0	34.0
1989	90,204.4	28,801.3	31.9
1990	117,710.3	34,698.2	29.5
1991	177,372.0	42,226.3	23.8
1992	210,446.0	51,057.3	24.3
1993	194,813.0	52,970.6	27.2
1994	220,382.5	59,086.8	26.8
1995	280,144.4	99,500.8	35.5
1996	392,566.0	147,582.5	37.6
1997	503,554.0	181,479.8	36.0
1998	545,175.7	170,924.0	31.4
1999	674,348.1	209,861.2	31.1
2000p	866,231.4	320,185.9	37.0

p/ Cifras preliminares.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Dirección de Estudios Hacendarios del CEFP, sobre la base de la SHCP.

Cuadro 1.12

México: Ingresos e Impuestos de la Industria Petrolera

(Millones de pesos)

Año	Ingresos Totales por Ventas	Impuestos Pagados <sup>2</sup>	Participación (%)		
1970	13.4	1.6	11.8		
1971	14.6	1.8	12.1		
1972	16.0	1.9	12.0		
1973	18.5	2.3	12.3		
1974	32.4	3.8	11.7		
1975	38.4	7.7	20.0		
1976	45.5	9.7	21.3		
1977	76.3	19.8	25.9		
1978	100.9	30.3	30.0		
1979	166.3	62.4	37.5		
1980	340.2	23.5	6.9		
1981	465.7	36.6	7.9		
1982	1,085.2	153.5	14.1		
1983	2,503.0	1,288.8	51.5		
1984	3,746.7	2,150.2	57.4		
1985	5,833.3	3,011.7	51.6		
1986	7,476.9	4,881.3	65.3		
1987	18,096.5	14,298.9	79.0		
1988	30,522.0	22,269.0	73.0		
1989	38,217.0	28,801.3	75.4		
1990	55,034.0	34,698.2	63.0		
1991	58,376.0	42,226.3	72.3		
1992	77,740.0	51,057.3	65.7		
1993	84,202.0	52,970.6	62.9		
1994	100,300.0	59,086.8	58.9		
1995	161,547.0	99,500.8	61.6		
1996	235,820.0	147,582.5	62.6		
1997	269,507.0	181,479.8	67.3		
1998	265,749.0	170,924.0	64.3		
1999	318,719.0	209,861.2	65.8		
2000p	442,690.0	320,185.9	72.3		

p/ Cifras preliminares.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, PEMEX, Anuarios Estadísticos e INEGI, Estadísticas Históricas de México, T. I, 1999.

<sup>1/</sup> Incluye en 1996 se incliyen 7 mil millones de pesos por concepto de utilidad en cambios.

<sup>2/</sup> De 1970 a 1979 los datos corresponden a la serie histórica de INEGI por lo que la serie puede ser no compatible con los datos de 1980 a 2000, elaborada por la Dirección de Estudios Hacendarios del CEFP.

## **PETROQUÍMICA**

Cuadro 2.1

México: Producción de Petroquímicos<sup>1</sup>

(volumen y porcentajes)

Año -	Total	Básicos N	o Básicos	Total	Básicos	No Básicos
Allo	(miles	de toneladas)		(varia	ción porcentua	al anual)
1970	1,855	106	1,749	-	-	-
1971	2,007	112	1,895	8.2	5.7	8.3
1972	2,232	159	2,073	11.2	42.0	9.4
1973	2,546	247	2,299	14.1	55.3	10.9
1974	2,852	271	2,581	12.0	9.7	12.3
1975	3,523	324	3,199	23.5	19.6	23.9
1976	3,811	352	3,459	8.2	8.6	8.1
1977	4,073	416	3,657	6.9	18.2	5.7
1978	5,640	496	5,144	38.5	19.2	40.7
1979	6,190	608	5,582	9.8	22.6	8.5
1980	7,224	699	6,525	16.7	15.0	16.9
1981	9,160	1,410	7,750	26.8	101.7	18.8
1982	10,590	1,632	8,958	15.6	15.8	15.6
1983	11,265	1,708	9,556	6.4	4.7	6.7
1984	11,221	1,955	9,266	-0.4	14.4	-3.0
1985	12,402	2,971	9,431	10.5	52.0	1.8
1986	13,768	4,381	9,387	11.0	47.4	-0.5
1987	14,903	4,469	10,434	8.2	2.0	11.2
1988	15,717	4,203	11,514	5.5	-5.9	10.3
1989	16,242	3,452	12,790	3.3	-17.9	11.1
1990	17,904	3,914	13,990	10.2	13.4	9.4
1991	18,592	4,443	14,149	3.8	13.5	1.1
1992	19,196	4,633	14,563	3.2	4.3	2.9
1993	21,597	8,184	13,412	12.5	76.7	-7.9
1994	23,041	8,494	14,547	6.7	3.8	8.5
1995	22,918	8,171	14,747	-0.5	-3.8	1.4
1996	21,527	7,565	13,961	-6.1	-7.4	-5.3
1997	19,320	6,747	12,573	-10.3	-10.8	-9.9
1998	18,081	6,773	11,308	-6.4	0.4	-10.1
1999	16,128	6,863	9,265	-10.8	1.3	-18.1
2000	16,797	7,438	9,359	4.1	8.4	1.0
TMC 70-00	7.6	15.2	5.8			

Nota: De 1970 a 1980 se construyó la serie con datos del INEGI. De acuerdo a la clasificaicón que hace la Secretaría de Energia en el Compedio Estadístico de 1980-1998.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, Compendios Estadísticos, varios años; PEMEX, Anuarios Estadísticos, varios años e INEGI, Estadísticas Históricas de México, T. I.

<sup>1/</sup> La información se basa en la selección presentada por la Secretaría de Energía en el Compendio Estadístico del Sector Energía, 1980-1999. A partir de 1993 se da la producción de acuerdo con la nueva organización de la industria petroquímica a cargo de Pemex.

<sup>2/</sup> Cifra estimadas al mes de mayo.

Cuadro 2.2 México: Elaboración de productos petroquímicos de Pemex Petroquímica (PPQ)\*

(miles de toneladas)

							Total
AÑO	Derivados del metano	Derivados del etano	Aromáticos y derivados	Propileno y derivados	Otros 1	Volumen	Variación Porcentual Anua
1970	1,104	158	246	139	42	1,689	-
1971	1,154	188	255	182	51	1,830	8.3
1972	1,273	238	235	212	48	2,006	9.6
1973	1,310	348	287	214	48	2,207	10.0
1974	1,368	464	354	231	58	2,475	12.1
1975	1,925	506	325	243	52	3,051	23.3
1976	2,053	557	362	263	66	3,301	8.2
1977	2,240	552	322	271	65	3,450	4.5
1978	3,661	580	341	269	69	4,920	42.6
1979	3,893	724	308	300	62	5,287	7.5
1980	4,464	770	452	312	135	6,133	16.0
1981	5,310	891	476	339	325	7,341	19.7
1982	6,212	1,075	531	340	407	8,565	16.7
1983	5,927	1,479	975	359	442	9,183	7.2
1984	5,510	1,448	1072	371	457	8,858	-3.5
1985	5,652	1,417	1092	378	1,166	9,705	9.6
1986	5,033	1,744	1234	472	1,676	10,159	4.7
1987	5,318	1,923	1684	524	1,612	11,061	8.9
1988	6,094	2,089	1675	595	826	11,279	2.0
1989	6,134	2,636	1,596	309	915	11,590	2.8
1990	6,274	3,116	1,756	362	1,175	12,683	9.4
1991	6,537	2,967	1,758	445	1,410	13,117	3.4
1992	6,453	3,377	1,679	400	1,729	13,638	4.0
1993	5,185	3,087	1,598	282	1,758	11,910	-12.7
1994	5,927	3,048	1,700	346	2,045	13,066	9.7
1995	5,862	3,140	1,738	477	2,230	13,447	2.9
1996	5,961	3,088	1,649	446	2,147	13,291	-1.2
1997	5,067	3,089	1,461	377	1,519	11,513	-13.4
1998	4,374	2,945	1,402	243	996	9,960	-13.5
1999	3,019	2,696	1,235	193	848	7,991	-19.8
2000	2,271	2,636	667	180	1,083	6,837	-14.4
MC 70-00	2.4	9.8	3.4	0.9	11.4	4.8	-

<sup>\*</sup>Producción exclusivamente de PPQ.

<sup>1/</sup> Incluye ácido clorhídrico, ácido muriático, butano crudo, especialidades petroquímicas, heptano, hexano, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno, pentano, polímero petroquímico, refinado II, sulfato de amonio y tetracloruro de carbono.

Las especialidades petroquímicas incluyen aditivos para gasolina sin plomo, depresores de congelación, desemulsionantes, desparafinantes, inhibidores de corrosión, reductores de tensión superficial y supresores de humo.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de Pemex, Anuario Estadístico 2000.

Cuadro 2.3

México: Clasificación de Productos Petroquimicos

1906	a .	198	) b	1992 °		1996 (clasificación vigente)	
Primarios	Reclasificados como secundarios	Primarios	Reclasificados como secundarios	Primarios	Reclasificados como secunderios	Primarios	
Acetaldehido	Acetato de vinilo	Amoniaco	Ciclohexanona	Butanos	Acetilena	Etano	
Acetonitrilo	Acetilena	Benceno	Clarabencenos	Etano	Amoniaco	Propano	
Acrientrio	Acido acético	Butadeno	Clorometanos	Heptano	Benceno	Butanos	
Alfa olofinas	Acido acrílico	Dodecibencena	Claraprena	Hexano	Butadiena	Pertanos	
Amoniaco	Acido cianhídrico	Etanp	Clarura de etilo	Materia prima para negro de humo	Butilenos	Hexano	
Benceno	Acroleina	Etileno	Clorura de vinila	Natas	Etileno	Hepteno	
Butadieno	Alicos 5##8 y 9	Heptano	Copalimero de stileno-propilano	Pentanos	Metanol	Materia prima para negro de humo	
Ciclohexano	Alcohol alltico	Hexano	Cumeno	Propano	N-parafina s	Naftas	
Cloruro de vinilo	Alcohol láurico	Materia prima para negro de humo	Dicloroetano		Ortoxilano	Metano *	
Cumena	Alcoholes oxo	Metanol	Dimetil Tereftalato	Total: 8	Paraxilano	The Country of the Co	
Dicloroetano	Anhidrido acético	N-paratinas	Elastómeros etileno-propileno	Position D	Propileno	Total: 9	
Dadecilbencena	Ammina 150	Ortovileno	Estireno		Tolueno	1 85 M. V	
Estrena	N-butanel	Paraxilano	Estirent-acritoritrilo (San)		Xilenas		
Elano	Butiraldehido	Pentanos	Etanolaminas		COLUMN A		
Éter metil terbutílica	Claraformo	Propiero	Éter metil terbutilico d		Total 13		
Etibenceno	Clarapteno	Ter amil metil eter	Etilaminas		tual is		
Etileno	Cloruro de allio	Tetramero de propileno	Etiberceno				
	Cloruro de etilo	Tolueno	Fenol				
Heptano		Xienos	Formaldehido				
Hexano	Clarura de metilieno						
sopropanol	Clorura de metila	Total: 19	Fosfato de amonio				
Materia prima negro de humo		0.150.1	Hule estireno-butadieno				
Metanol	Dicloruro de propileno	Reclasificados como secundarios					
V-paratinas	Etilenclorhidrina	2-etil hexanol	Isopropeno				
Olefinas internas	2-etilhexanol	Acetaldehido	Isopropanol				
Ortoxilena	Isapropena	Acetato de vinilo	Metil metacrilato				
Oxido de etilena	Naftaleno	Acetieno	Metilaminas				
Paraxileno	Noneno	Acetocianhidrina	Nitrato de amonio				
Pentanos	Oxido de propileno	Acetona	Nitrobencenos				
Polietileno de alta densidad	Polibutenas	Acetonitrilo	Mitrotoluenas				
Polietileno de baja densidad		Acido acético	N-butanol				
<sup>2</sup> rapileno	Propilanclohidrina	Acide acrilico	Olefinas internas				
l'etrámero de propileno	Tetracloroetano	Acide cianhidrice	Oxido de etileno				
Tolueno	Tetracloruro de carbono	Acide terettálico	Oxida de propilena				
Glenos	Tricloroetilena	Acrientria	Paraformal de hido				
	Tricloroetano	Acrilonitrilo-butadieno-estireno-(ABS)	Pentaeritritol				
Total: 34	Yinil tolueno	Acroleina	Polibutadiene				
		Alcoholes oxo	Polibutenos				
	Total: 36	Alfa elefinas	Polietileno de alta densidad				
		Anhidrido acético	Polistileno de baja densidad				
		Anhidrido flálico	Polietileno lineal de baja densidad				
		Anhidrido maléico	Polipropileno				
		Antina	Sulfato de amonio				
		Butiraldehido	Terbutanol				
		Caprolactama	Urea				
		Ciclohexano	Total 67				

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup>Publicado en el Dierio Oficial de la Federación el 13 de Octubre de 1985.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Publicado en el Diario Oficial de la l'exteración el 15 de Agosto de 1909.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup>Publicanto en el Diario Oficial de la Feoleración el 17 de agosto de 1992. Aquellos productos que no están en talácicos o secundarios se consideran desregulados.

<sup>&</sup>quot;Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 7 de junio de 1991.

<sup>\*</sup> Ouando provenga de carburos de histógeno, obtenidos de yacinientos obicados en territorio nacional y se utilide como materia prima en procesos industriales petroquimicos.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Camário de Dipulación combase a Jorge Mátra Márquez, La Competitividad de la industria Química en La industria Mexicana en el Mercado Mundial, FCE, 1994

Cuadro 2.4

México: Capacidad Instalada de las Plantas Petroquímicas en Operación

Año	Capacidad Instalada Nominal (miles de toneladas métricas por año)	Indice de Utilización de la Capacidad Instalada (porcentaje)				
1970	2,349	82.2				
1971	2,495	84.0				
1972	2,990	77.6				
1973	3,299	80.3				
1974	4,059	73.4				
1975	4,409	82.5				
1976	5,039	78.3				
1977	7,169	58.6				
1978	8,529	67.9				
1979	7,840	80.9				
1980	8,887	81.3				
1981	11,676	78.5				
1982	14,833	71.4				
1983	15,039	74.9				
1984	15,731	71.3				
1985	17,760	65.9				
1986	18,025	69.9				
1987	17,968	76.9				
1988	18,892	81.8				
1989	19,519	82.3				
1990	20,011	87.9				
1991	19,808	90.9				
1992	19,838	92.9				
1993	21,354	87.3				
1994	22,154	90.5				
1995	22,154	89.5				
1996	22,154	83.4				
1997	22,120	72.6				
1998	22,233	66.1				
1999	20,840	61.8				
2000e	20,840	60.8				

e/ Estimacion anual con datos reales al mes de mayo.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados, Informe de Gobierno, varios años; y Secretaria de Energía, Compendio Estadistico, 1980-2000.

Cuadro 2.5

MEXICO: Volumen de las ventas internas de productos petroquímicos<sup>1</sup>

(miles de toneladas)

AÑO	Derivados del metano	Derivados del etano	Aromáticos y derivados	Propileno y derivados	Otros <sup>2</sup>	Total	Variación Porcentual Anual
1988	3,361	822	614	195	101	5,093	2.9
1989	3,482	875	640	231	117	5,345	4.9
1990	3,325	1,042	737	261	120	5,485	2.6
1991	3,654	1,016	700	308	104	5,782	5.4
1992	3,262	1,221	701	310	126	5,620	-2.8
1993	3,000	1,164	643	230	117	5,154	-8.3
1994	3,287	1,120	739	282	127	5,555	7.8
1995	3,464	1,178	739	294	119	5,794	4.3
1996	3,658	1,202	657	280	55	5,852	1.0
1997	2,864	1,242	599	253	22	4,980	-14.9
1998	2,488	1,194	559	183	27	4,451	-10.6
1999	1,787	1,135	505	131	25	3,583	-19.5
2000	1,055	990	331	116	27	2,519	-29.7
TMC 88-00	-9.2	1.6	-5.0	-4.2	-10.4	-5.7	

<sup>1/</sup> Incluye únicamente ventas de Pemex Petroquímica (PPQ).

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos del Anuario Estadístico del 2000 de Petróleos Mexicanos.

<sup>2/</sup> Incluye aceite, lámparas, ácido muriático, álicos, butadieno, cera polietilénica, citrolina, gas nafta, gasolvente, impregnante, nafta pesada catalítica, gasolina incolora, petróleo incoloro, sulfato de amonio, rafinado ligero y tetracloruro de carbono.

Cuadro 2.6

MEXICO: Valor de las ventas internas de productos petroquímicos de PPQ<sup>1</sup>

(millones de pesos)

AÑO	Derivados del metano	Derivados del etano	Aromáticos y derivados	Propileno y derivados	Otros <sup>2</sup>	Total	Variación Porcentua Anual
1988	256	891	457	224	55	1,883	81.7
1989	285	1,397	651	303	65	2,700	43.4
1990	319	1,408	882	362	82	3,053	13.1
1991	567	1,484	843	501	91	3,485	14.2
1992	557	1,646	802	493	112	3,609	3.6
1993	761	1,543	728	352	97	3,482	-3.5
1994	1,235	1,884	1,078	521	117	4,834	38.9
1995	2,115	4,172	2,528	1,318	176	10,309	113.2
1996	3,354	5,265	2,210	1,410	29	12,267	19.0
1997	2,875	6,035	1,894	1,385	4	12,193	-0.6
1998	2,093	5,309	1,513	810	19	9,744	-20.1
1999	1,559	5,495	1,654	599	23	9,330	-4.2
2000	1,549	5,906	1,661	806	32	9,954	6.7
TMC 88-00	6.2	6.5	4.4	4.4	-1.8	5.7	

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>/ Excluye IVA

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos del Anuario Estadístico del 2000 de Petróleos Mexicanos.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup>/ Incluye aceite, lámparas, ácido muriático, álicos, butadieno, cera polietilénica, citrolina, gas nafta, gasolvente, impregnante, nafta pesada catalítica, gasolina incolora, petróleo incoloro, sulfato de amonio, rafinado ligero y tetracloruro de carbono.

Cuadro 2.7

México: Balanza Comercial de Productos Petroquímicos de Pemex
(volumen y millones de dólares)

**Balanza Comercial Balanza Comercial** Exportación a/ Importación Exportación a/ Importación Año (Miles de Toneladas) (Millones de Dólares) -24.8 -7.3 1970 66.0 90.8 3.787 11.1 1971 67.3 105.0 -37.7 3.867 -9.2 13.1 1972 41.2 166.3 -125.1 2.778 18.8 -16.0 40.9 1973 124.9 -84.0 4.996 24.0 -19.0 1974 20.7 163.5 -142.9 9.527 70.5 -61.0 1975 13.9 179.2 -165.3 4.331 57.1 -52.7 1976 1.7 316.6 -314.9 0.343 103.8 -103.5 30.2 1977 460.4 -430.2 3.315 156.5 -153.2 1978 700.8 485.4 215.3 67.546 163.6 -96.0 1979 750.0 595.9 154.1 -224.0 107.684 331.6 1980 755.2 762.1 -6.9 125.27 522.9 -397.6 22.6 -369.8 1981 812.5 789.8 153.573 523.4 1982 872.9 701.5 171.5 140.351 401.3 -260.9 1983 806.0 128.3 677.7 123.948 336.6 -212.6 1984 576.1 869.3 -293.2 128.485 441.7 -313.3 1985 339.5 -848.6 572.8 -496.7 1188.0 76.154 -559.9 1986 190.7 750.5 30.209 324.8 -294.6 1987 194.7 195.9 -1.2 30.834 34.8 -4.0 1988 517.6 34.3 483.3 73.5 17.6 55.9 1989 450.4 15.9 434.5 110.5 9.1 101.4 1990 849.7 1.3 848.4 235.9 1.8 234.1 1991 972.2 47.7 924.5 227.5 246.1 18.6 1992 70.1 203.9 1236.7 1166.6 26.3 177.6 1237.3 26.9 1993 1324.1 86.8 186.2 159.3 1994 1556.2 178.1 1378.1 275.4 57.1 218.3 1995 1224.5 97.4 1127.1 246.8 32.2 214.6 1996 1123.4 90.4 1033.0 201 24.9 176.1 1997 1059.8 164.7 895.1 186.5 51.8 134.7 1998 1009.2 71.7 937.5 20.7 97.9 118.6 1999 809.2 106.2 703.0 108.3 25.9 82.4 2000p 1116.2 317.3 798.9 245.7 71.8 173.9

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos del VI Informe de Gobierno, 1994 con base a datos de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y Pemex, Anuario Estadístico, 2000.

p/ Cifra preliminar.

a/ Incluye pentanos.

Cuadro 2.8

México: Origen y destino de las comercio exterior petroquímico, 1999<sup>1/</sup>

(miles de toneladas)

País de Origen	Volumen	Participación %	País de Destino	Volumen	Participación %
Estados Unidos	5,382	65.1	Estados Unidos	1,783	55.4
Puerto Rico	798	9.7	Bélgica-Luxemburgo	126	3.9
Venezuela	135	1.6	Argentina	118	3.7
Alemania	61	0.7	Guatemala	70	2.2
Italia	30	0.4	Islas Gran Caimán	23	0.7
Corea del Sur	136	1.6	Colombia	105	3.3
Canadá	60	0.7	Brasil	91	2.8
España	47	0.6	Chile	67	2.1
Bélgica-Luxemburgo	24	0.3	Reino Unido	61	1.9
Reino Unido	17	0.2	Venezuela	61	1.9
Holanda	30	0.4	Taiwán	44	1.4
Francia	28	0.3	Holanda	21	0.6
Japón	27	0.3	Japón	12	0.4
Taiwán	24	0.3	Hong Kong	9	0.3
Brasil	24	0.3	Ecuador	9	0.3
Suiza	18	0.2	Corea del Sur	8	0.3
Islas Gran Caimán	5	0.1	Rep. Popular China	1	0.0
Otros países	1,422	17.2	Otros países	607	18.9
Total	8,270	100.0	Total	3,217	100.0

<sup>1/</sup> Datos correspondientes a la industria petroquímica nacional, es decir, incluye tanto a Pemex como a la industria petroquímica privada. Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, Anuario Petroquímico, 1999.

Cuadro 2.9

México: Precios al Público de Productos Petroquímicos Seleccionados\*

(pesos por tonelada)

AÑO	Acetaldehído	Acrilonitrilo	Amoniaco	Benceno	Ciclohexano	Cloruro de vinilo	Cumeno	Estireno
1988	671.00	1,441.00	101.00	503.00	611.00	865.00	699.00	1,738.00
1989	1,008.50	1,678.36	101.00	802.66	898.89	1,084.38	934.30	2,019.40
1990	939.81	1,658.37	121.83	1,004.78	1,172.17	1,000.05	1,021.22	2,067.87
1991	1,038.74	1,835.59	212.10	1,035.10	1,248.61	845.20	1,171.88	1,848.62
1992	1,036.00	1,847.44	243.36	931.70	1,329.71	862.13	1,028.68	1,535.01
1993	1,027.39	1,902.75	356.24	915.92	1,254.77	1,087.20	1,003.77	1,640.67
1994	1,163.06	2,458.37	531.45	1,083.18	1,435.31	1,475.49	1,049.86	2,483.65
1995	1,842.25	7,810.15	854.02	1,689.67	2,327.01	3,123.16	1,955.26	5,381.72
1996	2,430.21	5,395.70	1,413.81	2,276.19	2,955.68	3,303.53	3,111.66	4,701.47
1997	3,023.07	5,865.35	1,321.01	2,498.41	3,317.01	3,913.66	3,706.40	5,114.41
1998	3,471.04	4,407.02	1,081.30	2,459.71	3,315.02	3,437.62	3,631.44	4,373.19
1999	3,330.43	7,457.66	1,002.71	3,255.00	4,095.00	4,563.67	-	8,283.60

AÑO	Etileno	Metanol	Ortoxileno (	Oxido de etileno	Paraxileno	Polietileno AD	Polietileno BD	Polipropileno
1988	-	243.00	493.00	819.00	683.00	1,540.00	1,540.00	-
1989	-	353.21	907.17	1,527.28	1,089.76	2,320.58	2,320.58	-
1990	-	254.21	947.72	990.54	1,306.79	2,100.96	2,122.90	-
1991	1,174.71	426.23	1,090.33	977.77	1,193.61	2,244.31	2,269.65	1,813.05
1992	1,238.06	409.92	1,098.82	763.85	1,196.15	2,111.42	2,498.92	1,876.25
1993	1,283.81	442.84	1,023.84	1,335.71	1,272.84	2,006.86	2,451.29	1,943.71
1994	1,519.00	1,160.81	1,246.00	1,690.18	1,706.63	2,656.93	2,826.54	2,601.10
1995	3,136.33	1,244.54	3,508.24	4,770.09	4,751.91	5,781.27	6,167.73	6,262.07
1996	3,389.59	1,325.42	2,458.35	5,408.37	4,843.40	7,467.28	8,039.42	7,512.83
1997	4,396.03	1,976.35	3,142.64	4,522.37	3,654.85	8,385.04	8,543.44	7,225.17
1998	3,711.90	1,440.23	2,842.17	4,681.89	2,992.95	7,915.21	7,991.55	6,356.45
1999	5,603.90	1,401.50	3,976.96	6,008.86	4,241.66	9,767.77	10,290.01	7,815.55

<sup>\*</sup>Promedios anuales, excluyen IVA.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de Pemex, Anuario Estadístico, 2000.

Cuadro 2.10

México: Principales Indicadores de la Industria Petroquímica Nacional, 1988-1999

Año	Número de Empresas	Capacidad Instalada	Producción	Utilización de la Capacidad Instalada	Consumo Aparente	Exportaciones	Importaciones	Balanza Comercial
		(toneladas)	(toneladas)	(%)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)	(toneladas)
1988	167	22,773,590	18,475,418	81.1	18,049,869	1,804,289	1,378,740	425,549
1989	175	23,586,724	19,866,402	84.2	19,722,248	1,725,937	1,581,783	144,154
1990	193	24,008,133	21,326,796	88.8	19,703,233	3,096,153	1,472,590	1,623,563
1991	193	25,508,006	22,118,329	86.7	20,852,588	3,214,318	1,948,577	1,265,741
1992	224	27,751,485	21,767,936	78.4	20,316,367	3,888,285	2,436,716	1,451,569
1993	264	25,460,665	20,611,100	81.0	20,467,397	3,529,003	3,385,300	143,703
1994	221	28,102,522	22,253,303	79.2	21,721,797	4,490,460	3,958,954	531,506
1995	253	28,710,086	24,101,309	83.9	23,644,760	4,717,398	4,260,849	456,549
1996	259	31,566,927	25,027,101	79.3	24,885,655	4,372,729	4,231,283	141,446
1997	257	32,375,518	22,368,667	69.1	24,524,296	3,475,568	5,631,197	-2,155,629
1998	248	33,294,874	21,697,230	65.2	25,122,095	3,668,634	7,093,499	-3,424,865
1999p	249	33,323,945	20,435,485	61.3	25,489,341	3,216,519	8,270,375	-5,053,856
2000e	243	33,571,609	18,502,288	55.1	24.812.639	2,713,455	9.023,806	-6,310,351

p/ Cifras preliminares al mes de julio.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, Compendio Estadístico, 1980-2000.

e/ Cifras estimadas con datos al mes de julio.

Cuadro 2.10b México: Principales Indicadores de la Industria Petroquímica Nacional, 1988-1999

(miles de pesos)

Año	Valor de la Producción	Consumo Aparente	Exportaciones	Importaciones	Balanza Comercial
4000	40.070.002	14 640 522	2 202 065	2 044 745	729 650
1988	10,879,883	11,618,533	2,303,065	3,041,715	-738,650
1989	14,529,818	15,845,015	2,681,490	3,996,687	-1,315,197
1990	16,473,599	16,772,913	3,943,414	4,242,728	-299,314
1991	20,289,427	21,901,828	4,644,289	6,256,690	-1,612,401
1992	22,422,381	25,150,259	5,013,302	7,741,180	-2,727,878
1993	21,458,987	24,940,801	5,000,030	8,481,844	-3,481,814
1994	27,690,676	31,359,770	7,778,561	11,447,655	-3,669,094
1995	63,136,843	67,208,941	19,745,825	23,817,923	-4,072,098
1996	79,446,047	93,283,242	22,180,327	36,017,522	-13,837,195
1997	81,352,397	105,244,251	22,363,973	46,255,827	-23,891,854
1998	77,479,362	109,869,267	23,645,286	56,035,191	-32,389,905
1999p	80,236,163	120,357,060	23,975,653	64,096,550	-40,120,897
2000e	86,963,965	135,742,878	25,322,845	74,101,758	-48,778,913

p/ Cifras preliminares al mes de julio.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, Compendio Estadístico, 1980-2000.

e/ Cifras estimadas con datos al mes de julio.

## **GAS NATURAL**

Cuadro 3.1

México: Reservas de Gas Natural, 1970-2000

(miles de millones de pies cúbicos)

Año	Reservas <sup>1</sup>	Producción <sup>2</sup>	Reservas/Producción
			(años)
1970	11,395	665	17
1971	10,970	643	17
1972	10,750	660	16
1973	10,810	677	16
1974	11,185	745	15
1975	11,925	786	15
1976	19,410	772	25
1977	27,868	747	37
1978	58,935	935	63
1979	61,217	1,065	58
1980	64,511	1,295	50
1981	75,352	1,482	51
1982	75,352	1,550	49
1983	76,998	1,480	52
1984	76,702	1,370	56
1985	76,536	1,315	58
1986	75,796	1,252	61
1987	74,831	1,277	59
1988	73,356	1,270	58
1989	72,744	1,304	56
1990	71,508	1,333	54
1991	70,954	1,326	54
1992	70,046	1,308	54
1993	69,675	1,305	53
1994	68,413	1,323	52
1995	67,668	1,372	49
1996	63,913	1,531	42
1997	63,456	1,630	39
1998	62,166	1,749	36
1999	55,507	1,749	32
2000p	55,515	1,708	33

De 1970 a 1976, cifras estimadas por el CEFP de acuerdo al factor de conversión correspondiente. Las cifras de 1999 y 2000 corresponden a la Memoria de Labores de Pemex 1999 e Informe Estadístico, 2000 de Pemex, y a la nueva metodología de cuantificación de las reservas, por lo que su comparación con los años anteriores puede no ser compatible.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la H.Cámara de Diputados con datos de Pemex, Anuarios Estadísticos, varios años e Informe Estadístico 2000.

<sup>1/</sup> Cifras de las reservas totales a fin de año, es decir, incluyen las reservas probadas, probables y posibles

<sup>2/</sup> Cifras estimadas para elaborar la relación años/reservas.

Cuadro 3.2

México: Producción de Gas Natural, 1970-2000

Año	(Millones de pies cúbicos diarios)	(tasa anual de crecimiento)
1970	1,822.0	-
1971	1,762.8	-3.2
1972	1,808.9	2.6
1973	1,854.2	2.5
1974	2,040.2	10.0
1975	2,154.7	5.6
1976	2,114.5	-1.9
1977	2,046.2	-3.2
1978	2,561.4	25.2
1979	2,916.7	13.9
1980	3,548.0	21.6
1981	4,060.8	14.5
1982	4,246.4	4.6
1983	4,053.6	-4.5
1984	3,752.6	-7.4
1985	3,603.8	-4.0
1986	3,431.1	-4.8
1987	3,498.3	2.0
1988	3,478.3	-0.6
1989	3,571.7	2.7
1990	3,651.5	2.2
1991	3,633.5	-0.5
1992	3,583.6	-1.4
1993	3,576.5	-0.2
1994	3,624.6	1.3
1995	3,759.2	3.7
1996	4,194.9	11.6
1997	4,467.1	6.5
1998	4,790.7	7.2
1999	4,790.5	0.0
2000p	4,679.0	-2.3
<b>TMCA 70-00</b>	3.2	

De 1970 a 1976, cifras estimadas por el CEFP de acuerdo al factor de conversión correspondiente.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la H.Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía y PEMEX, Anuarios Estadísticos varios años e Informe Estadístico 2000.

Cuadro 3.3

Consumo Nacional de Gas Natural por Sector 1993-1999

(miles de metros cúbicos diarios)

Sector 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 tmca **Petrolero** 31,888 34,256 34,122 45,942 39,827 44,278 48,959 6.3 Industrial 38,854 39,816 41,954 43,188 41,574 42,550 41,435 1.1 Industrial 20,906 21,181 22,688 24,574 25,156 27,358 28,713 5.4 Petroquímica 17,948 18,635 19,266 18,614 12,722 -5.6 16,418 15,192 Eléctrico 13,173 15,458 16,669 16,883 18,497 21,394 23,401 10.1 Residencial y de servicios 2,174 2,089 2,083 2,241 2,073 2,110 -0.5 2,174 Transporte vehicular 30 86,089 91,619 94,828 102,072 106,590 114,976 112,918 4.6 Total

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía.

Cuadro 3.4

México: Participación por Sector en el Consumo Gas Natural, 1993-1999

(porcentajes)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Petrolero	37.0	37.4	36.0	39.0	41.5	42.6	40.7
Industrial	45.1	43.5	44.2	42.3	39.0	37.0	36.7
Industrial	24.3	23.1	23.9	24.1	23.6	23.8	25.4
Petroquímica	20.8	20.3	20.3	18.2	15.4	13.2	11.3
Eléctrico	15.3	16.9	17.6	16.5	17.4	18.6	20.7
Residencial y de servicios	2.5	2.3	2.2	2.1	2.1	1.8	1.9
Transporte vehicular	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.03
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía.

Cuadro 3.5
México: Precios comparativos del Gas Natural, 1990-2000<sup>1</sup>

(Dólares U.S. Por millón de Btu<sup>2</sup>)

País	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
MÉXICO											
Gas natural uso doméstico	1.46	1.51	2.08	3.42	4.40	2.62	3.32	3.76	4.80	4.60	7.00
Gas natural uso industrial	1.86	1.45	1.65	1.82	1.60	1.24	2.04	2.09	2.15	2.38	7.5 <sup>3</sup>
ESTADOS UNIDOS											
Gas natural uso doméstico	5.25	5.10	5.40	5.50	5.55	5.58	6.75	6.75	6.80	6.80	7.10
Gas natural uso industrial	2.00	1.90	2.00	2.05	2.10	2.50	3.25	3.80	3.00	2.90	3.25
CANADÁ											
Gas natural uso doméstico	3.75	3.75	3.90	4.10	4.10	4.00	4.09	4.09	4.09	4.00	4.20
Gas natural uso industrial	1.50	1.50	1.75	1.75	1.75	1.73	1.73	1.73	1.75	2.00	2.10
REINO UNIDO											
Gas natural uso doméstico	7.75	7.80	7.80	8.05	8.05	8.10	8.10	8.30	8.20	8.00	8.30
Gas natural uso industrial	3.50	3.75	3.75	3.50	3.45	3.20	2.40	2.50	2.75	5.55	3.00
ESPAÑA											
Gas natural uso doméstico	13.50	13.00	14.10	15.00	15.25	15.50	15.55	13.90	13.50	12.00	13.25
Gas natural uso industrial	2.75	2.90	2.50	2.45	3.50	4.00	4.25	3.80	3.50	3.25	3.75
FRANCIA											
Gas natural uso doméstico	4.75	4.80	4.80	4.70	4.90	5.25	5.00	4.90	4.50	4.00	4.25
Gas natural uso industrial	2.50	2.90	2.75	2.50	2.55	2.90	2.75	2.80	2.25	2.00	2.25
ALEMANIA											
Gas natural uso doméstico	5.10	5.50	5.15	5.00	5.05	5.75	5.75	6.00	5.50	4.75	5.00
Gas natural uso industrial	2.45	2.80	2.55	2.25	2.50	2.85	2.90	3.00	2.70	2.05	2.10

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Precios promedio anuales y promedios por zona, antes de impuesto

Fuentes: Elaborado por el Centro de Estudios de Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados con datos de la Internacional Energy Prices and Taxes, Diciembre de 2000; Eurostat, Natural Gas Prices in the UE, 2000; y Comisión Reguladora de Energía, Estadísticas de México, 2000.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Btu: Unidades Térmicas Británicas

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> A partir de enero de 2001 y hasta marzo de 2001 el precio de gas natural para uso industrial se fijó en 4.00 doólares. Por millón de Btu.

Cuadro 3.6
México: Evolución de los Precios al Público de Gas Natural

(pesos corrientes)

. ~ ~	Gas Natural <sup>2</sup>								
AÑO	Uso doméstico	Variacion%	Uso doméstico	Variación%					
1989	0.197	-	0.243	-					
1990	0.212	7.61	0.243	0.00					
1991	0.235	10.85	0.237	-2.47					
1992	0.355	51.06	0.290	22.36					
1993	0.55	54.93	0.269	-7.24					
1994	0.572	4.00	0.562	-2.60					
1995	0.948	65.73	0.533	103.44					
1996	1.581	66.77	1.152	116.14					
1997	1.593	0.76	0.794	-31.08					
1998	1.604	0.69	0.828	4.28					
1999	1940	20.95	0.764	-7.73					
2000 p	2.275	17.27	0.856	12.04					

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Precios al 31 de diciembre de cada año, incluye impuestos

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de PEMEX, Informes Petroleros, Diciembre de 2000.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Pesos por metro cúbico

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Pesos por Kilogramo

p Cifras preeliminares

Cuadro 3.7

México:Precios al Público de Gas Natural, 1990-2000 <sup>1</sup>

(Dólares por mil pies cúbicos)

AÑO	Doméstico Naci	onal	Industrial Centro		
ANO	Precio Promedio Anual	Variación %	Precio Promedio Anual	Variación %	
1990	1.71	-	2.11	-	
1991	1.76	2.92	1.68	-20.38	
1992	2.33	32.39	1.87	11.31	
1993	3.67	57.51	2.16	15.51	
1994	4.39	19.62	1.95	-9.72	
1995	2.87	-34.62	1.46	-23.59	
1996	3.57	24.39	2.29	53.69	
1997	4.06	13.73	2.44	6.55	
1998	2.60	-35.96	2.35	-3.69	
1999 <sup>2</sup>	2.62	0.77	2.50	6.38	
2000	3.99	52.29	3.99	59.6	

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Precios promedio anual al público antes del IVA

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de PEMEX, Gerencia de Precios.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> A partir de junio de 1999 desaparece el Sector Venta de Carpio y se sustituyen por el Sector Centro para Gas Industrial,con ello se iguala el precio del gas para uso industrial con el de uso doméstico.

Cuadro 3.8

México: Precios del Gas Natural para Uso Industrial por Zona<sup>1</sup>

(pesos por gigacaloría)

70114	Precio Base	Precio base	Base	Adicional	Adicional No	Contractual	No
ZONA	Firme Anual	Firme Mensual	Variable	Notificado	Notificado	Menor	Contractual
Chihuahua Impartasián	251.83	252.23	253.41			254.20	258.95
Chihuahua Importación				207.50	272.22		
Chihuahua Norte	265.21	265.61	266.79	267.58	272.33	267.58	272.33
Chihuahua Sur	233.57	233.97	235.15	235.94	240.69	235.94	240.69
Anáhuac	267.12	267.52	268.70	269.49	274.24	269.49	274.24
Samalayuca-Hueco	259.64	260.04	261.22	262.01	266.76	262.01	266.76
Torreón	229.17	229.57	230.75	231.54	236.29	231.54	236.29
Monterrey	222.32	222.72	223.90	224.69	229.44	224.69	229.44
Monclova	225.19	225.59	226.77	227.56	232.31	227.56	232.31
Reynosa	220.59	220.99	222.17	222.96	227.71	222.96	227.71
Madero	215.25	215.65	216.83	217.62	222.37	217.62	222.37
Guadalajara	227.97	228.37	229.55	230.34	235.09	230.34	235.09
Salamanca	222.95	223.35	224.53	225.32	230.07	225.32	230.07
Lázaro Cárdenas	231.58	231.98	233.16	223.95	238.70	233.95	238.7
Centro	219.18	219.58	220.76	221.55	226.30	221.55	226.3
Poza Rica	213.73	214.13	215.31	216.10	220.85	216.10	220.85
Veracruz	210.50	210.90	212.08	212.87	217.82	212.87	217.62
Mendoza	212.99	213.39	214.57	215.36	220.11	215.36	220.11
Minatitlán	208.37	208.77	209.95	210.74	215.49	210.74	215.49
Cárdena	205.89	206.29	207.47	208.26	213.01	208.26	213.01
Piedras Negras	225.80	226.20	227.38	228.17	232.92	228.17	232.92
Zonas Urbanas							
Cd. Juárez	252.26	252.66	253.84			254.63	259.38
Guadalajara-El Salto	229.61	230.01	231.19	231.98	236.73	231.98	236.73
Orizaba-Cd. Mendoza	214.03	214.43	215.61	216.40	221.15	216.40	221.15
Monclova	225.23	225.63	226.81	227.60	232.35	227.60	232.35
Veracruz	211.40	211.80	212.98	213.77	218.52	213.77	218.52

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Precios corrientes al 31 de diciembre de 2000, a los precios en la zona fronteriza se aplica IVA de 10% y del 15% para el resto del país.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de PEMEX. Informe Anual, 2000.

Cuadro 3.9 México: Ventas Internas de Gas Natural, 1989-1999

(Millones de pesos)

AÑO	Pesos corrientes	variación (Promedio Anual%)	Pesos constantes (1994=100)	variación (Promedio Anual%)
1989	2,696.8	-	5,005.5	-
1990	2,889.8	7.2	4,369.9	-12.70
1991	2,691.4	-6.90	3,418.6	-21.79
1992	3,037.1	12.8	3,442.4	0.7
1993	3,426.2	12.8	3,644.4	5.9
1994	3,478.4	1.5	3,478.4	-4.55
1995	5,191.1	49.2	3,668.8	5.47
1996	9,993.3	92.5	5,257.0	43.29
1997	12,553.6	25.6	5,695.4	8.34
1998	13,203.9	5.2	5,263.9	-7.58
1999	15,557.5	17.8	5,361.4	1.85
999/1989		19.2		0.68
1999/1995		31.6		9.95

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de PEMEX. Informe Anual, 2000

## ENERGÍA ELÉCTRICA

Cuadro 4.1 México: Generación Bruta de Energía Eléctrica por Sector

(Gigawatts/Hora)

Años	Nacional	Sector Público	Sector Privado	Servicio Mixto <sup>1</sup>
1970	29,351	26,030	2,321	1,000
1971	31,898	28,483	2,329	1,086
1972	35,206	31,533	2,613	1,060
1973	38,071	34,244	2,758	1,069
1974	41,948	38,008	2,816	1,124
1975	44,821	40,879	2,960	982
1976	48,386	44,632	2,894	860
1977	52,688	48,945	2,837	906
1978	57,246	52,977	3,122	1,147
1979	62,847	58,070	3,505	1,272
1980	66,956	61,868	3,858	1,230
1981	73,490	67,879	4,443	1,168
1982	80,578	73,225	6,057	1,296
1983	82,272	74,831	7,046	395
1984	86,971	79,507	7,044	420
1985	93,404	85,352	7,637	415
1986	97,241	89,383	7,752	106
1987	104,002	96,310	7,692	-
1988	109,862	101,905	7,957	-
1989	117,744	110,101	7,643	-
1990	122,757	114,325	8,432	-
1991	126,962	118,412	8,550	-
1992	130,283	121,697	8,586	-
1993	135,316	126,566	8,750	-
1994	146,722	137,522	9,200	-
1995	150,638	142,344	8,294	-
1996	160,494	151,889	8,605	-
1997	170,519	161,385	9,134	-
1998	180,490	170,982	9,508	-
1999 p	202,694	180,917	21,777	-
2000e	216,166	188,166	28,000	-
MC 70-00	6.9	6.8	8.7	-

<sup>1/</sup> A partir de 1987 dejó de generarse el Servicio Mixto.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de INEGI, Estadísticas Históricas de México, Tomo I, y Secretaría de Energía.

p/ Cifras preliminares a partir de la fecha en que se indica.

e/ Estimación anual con datos reales al mes de mayo.

Cuadro 4.2 México: Generación Bruta de Energía Eléctrica por Tipo de Planta

(Gigawatts/Hora)

	3.410767.367	TOTAL SPECIAL SECURITION OF			Termoelé	ctrica			_				
Año	Total Nacional	Total sector paraestatal	Total	Vapor	Turbogas	Combustión interna	Cicle combinade	Dual	Hidroeléctrica	Geotérmica	Carboeléctrica	Nucleoeléctrica	Eélica
1970	29,351	26,030	11,038	10,173		865			14,805		187		
1971	31,898	28,483	14,075	13,182	437	456			14,269		139		
972	25,205	31,533	16,094	14,587	1,060	447			15,245		193		
1973	38.071	34.244	17,823	15.283	2,070	470			16,081	161	179		
1974	41,948	38,008	20,793	17 732	2,068	762	198		16,602	463	183		
975	44,821	40,879	25,193	19,410	3,403	734	1,848		15,018	51B	152		
976	48,386	44,632	26,785	21,948	2,366	540	1,932		17,087	579	180		
1977	52,688	48,945	29,129	25,091	1,537	496	2,045		19,035	592	189		
978	57,246	52,977	36,313	30,322	3,027	476	2,488		16,066	598	D		
979	62,847	68,070	39,212	33,098	3,343	454	2,317		17,839	1,019	D		
980	66,956	61,868	44,213	37 D12	3,623	311	3 267		16,740	915	D		
1981	73,490	67,879	42,436	35,527	3,202	251	3,456		24,446	964	33		
982	80,578	73,225	47,922	40,025	2,438	187	5 272		22,729	1 296	1,278		
983	82,272	74,831	50.471	44,822	1,261	107	4,281		20,583	1,353	2,424		
984	86,971	79,507	51,503	46,342	939	100	4,122		23,448	1.424	3,132		
985	93,404	85,352	53,772	48,322	853	43	4,554		26,067	1,541	3,852		
986	97,241	89,383	69,776	53,247	600	63	5,886		19,876	3,394	6,337		
987	104,002	96,310	66,403	58,298	602	63	7.440		18.200	4.418	7,289		
988	109,862	101,906	68,431	60,838	474	73	7,046		20,778	4,661	8,035		
1989	117,744	110,101	72,984	65,087	629	98	7,150		24,200	4.675	7,890	372	
990	122,757	114,325	75,152	66,916	669	80	7,487		23,338	5,124	7,774	2,937	
991	126,962	118,412	78,921	70,328	659	186	7.748		21 737	5,435	8,077	4,242	
1992	130,283	121.697	77.561	69,829	281	237	7.214		26,095	5,804	8,318	3,919	
1993	135,316	126 588	79,022	66,339	277	277	7.981	2,148	26,236	5 677	10,500	4,931	
994	146,722	137,522	94.597	77.023	455	249	9 099	7,770	20,048	5,598	13,036	4,239	4
995	160,638	142,344	86,219	68,948	455	354	10,399	6,053	27,528	5,589	14,479	8,433	Б
996	160,494	151,889	89,100	74,805	440	419	10,661	2,775	31,442	5729	17,735	7,878	5
1997	170,519	161,385	101,454	82,103	657	490	11,233	7,001	26,430	5,466	17,575	10,456	4
1998	180,490	170,982	113,484	88 206	1,088	314	13,184	12,692	24 B1B	5,657	17,957	9,265	5
99 p/	202,694	180,917	114,322	85,104	2,077	382	15,526	11,234	32,714	5,523	18,251	10,002	Б
100e/	216,166	188,188	117,013	81 743	3,598	459	19,240	11,973	32,503	6,11B	23,330	9,196	8
C 70-00*	6.9	6.8	8.2	7.2	7.5	-2.1	19.2	27.8	2.7	14.4	17.5	33.9	7.7

Fuerte: Baltorada por el CEFF de la H. Cámera de Diputados con únitos de INEGI, Estadísticas Históricas de Néxico, Torso I y Secretaria de Energia, Congensia Estadístico del Sector Energia, 1980-2000.

pl'Offres prétrimeres e partir de la techa en que se indice. «Visitimeción enual con datos recies al mes de mayo. Vise tasse medias de crecimiento se calculan para series continuas, por la que el pariado puede ser variable.

Cuadro 4.3

México: Generación Neta de Energía Eléctrica por Tipo de Planta<sup>1</sup>

(Gigawatts/Hora)

					Termo	eléctrica							
Año	Total Nacional	Total Sector Paraestatal	Total	Vapor	Turbogas	Combustión interna	Ciclo combinado	Dual	Hidroeléctrica	Geotérmica	Carboeléctrica	Nucleoeléctrica	Eólica
1970	28,555	25,234	10,476	9,667	22	809	燈		14,758	20			
1971	31,005	27,590	13,367	12,491	435	441	15		14,223	5/			
1972	34,136	30,463	15,264	13,777	1,055	432	15		15,199	-			
1973	36,965	33,138	16,946	14,432	2,060	454	-		16,040	152			
1974	40,611	36,671	19,707	16,718	2,057	737	195		16,527	437			
1975	43,237	39,395	23,934	18,252	3,384	711	1,587		14,970	491			
1976	46,615	42,861	25,300	20,564	2,354	522	1,860		17,011	550			
1977	50,798	47,055	27,574	23,655	1,518	440	1,961		18,918	563			
1978	55,064	50,795	34,254	28,385	3,011	460	2,398		15,972	569			
1979	60,482	55,705	36,972	30,973	3,327	438	2,234		17,768	965			
1980	64,244	59,156	41,626	34,619	3,551	288	3,168		16,661	869			
1981	71,495	65,884	41,039	34,175	3,191	243	3,430		23,894	951			
1982	77,150	69,797	44,902	37,196	2,352	177	5,177		22,452	1,228	1,215		
1983	78,946	71,505	47,444	41,889	1,250	103	4,202		20,511	1,284	2,266		
1984	83,450	75,986	48,338	43,294	928	95	4,021		23,394	1,352	2,902		
1985	90,412	82,360	51,272	45,959	842	41	4,430		25,989	1,559	3,540		
1986	93,024	85,166	56,257	49,885	589	62	5,721		19,784	3,253	5,872		
1987	99,361	91,669	62,545	54,649	595	60	7,241		18,128	4,257	6,739		
1988	104,927	96,970	64,377	56,996	467	72	6,842		20,686	4,464	7,443		
1989	112,479	104,836	68,680	61,034	620	93	6,933		24,048	4,474	7,295	339	
1990	117,093	108,661	70,609	62,627	660	75	7,247		23,180	4,912	7,175	2,785	
1991	121,356	112,806	74,346	65,975	650	180	7,541		21,669	5,217	7,511	4,063	
1992	124,570	115,984	72,918	65,407	273	230	7,008		26,018	5,584	7,723	3,741	
1993	129,286	120,536	74,260	64,014	270	265.7	7,756	1,654	26,151	5,652	9,750	4,724	
1994	139,671	130,471	88,932	72,178	448	239.5	8,861	7,207	19,973	5,374	12,126	4,062	4
1995	143,857	135,563	81,162	64,609	446	351.9	10,147	5,608	27,427	5,437	13,422	8,109	6
1996	154,142	145,537	84,623	70,742	438	404.7	10,437	2,601	31,364	5,523	16,612	7,412	5
1997	163,382	154,248	96,216	77,550	654	444.7	10,990	6,578	26,331	5,268	16,479	9,950	4
1998	172,751	163,243	107,666	81,442	1,083	301.1	12,859	11,980	24,486	5,452	16,823	8,812	5
1999 p/	193,318	171,541	107,474	79,486	2,048	363.7	15,099	10,477	32,276	5,382	16,824	9,580	6
2000e/	206,843	178,843	110,557	76,601	3,561	435	18,769	11,192	32,070	5,842	21,640	8,728	5
TMC 70-00*	6.8	6.7	8.2	7.1	7.5	-2.0	19.2	31.4	2.6	14.5	17.3	34.4	5.6

<sup>1/</sup>La generación neta resulta de deducir los usos propios de las centrales generadoras a su generación bruta. Las series inician a partir del año en que se reporta debido a que anteriormente no existía capacidad instalada en los espacios que aparace Nota: Los totales puede no coincir con la suma de los parciales debido al redondeo.

p/ Cifras preliminares a partir de la fecha en que se indica.

e/ Estimación anual con datos reales al mes de mayo.

<sup>\*</sup>Las tasas medias de crecimiento se calculan para series continuas,por lo que el periodo puede ser variable.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de INEGI, Estadísticas Históricas de México, Tomo I y Secretaría de Energía, Compendio Estadístico del Sector Energía, 1980-2000.

Cuadro 4.4

México: Capacidad Instalada de Energía Eléctrica del Sector Paraestatal 1/

(Megawatts)

AÑOS	Total Nacional	Total Sector Paraestatal (SEN)	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Geotermoeléctrica	Carboeléctrica	Nucleoeléctrica	Eólica
1970	7,414	6,068	2,803	3,228				
1971	7,874	6,498	3,234	3,227				
1972	8,501	6,913	3,648	3,228				
1973	9,363	7,726	4,168	3,446	75			
1974	9,667	8,371	4,738	3,521	75			
1975	11,251	9,830	5,674	4,044	75			
1976	12,180	11,460	6,807	4,541	75			
1977	13,638	12,092	7,257	4,723	75			
1978	15,909	13,992	8,692	5,225	75			
1979	16,257	14,298	8,929	5,219	150			
1980	16,862	14,625	8,483	5,992	150			
1981	19,772	17,396	10,366	6,550	180	300		700
1982	21,450	18,390	11,335	6,550	205	300	*	÷:
1983	22,091	19,004	11,667	6,532	205	600	-	70
1984	22,608	19,360	12,023	6,532	205	600	E	- 63
1985	24,069	20,807	12,950	6,532	425	900		70
1986	23,868	21,266	13,299	6,532	535	900	÷	-
1987	25,755	23,145	13,749	7,546	650	1,200		70
1988	26,428	23,554	13,955	7,749	650	1,200	*	-
1989	27,402	24,439	14,779	7,760	700	1,200	. <del></del>	721
1990	26,261	25,293	14,914	7,804	700	1,200	675	- 63
1991	30,068	26,797	16,271	7,931	720	1,200	675	700
1992	30,448	27,068	16,532	7,931	730	1,200	675	÷3
1993	34,526	33,572	22,086	8,171	740	1,900	675	720
1994	37,214	36,018	23,567	9,121	753	1,900	675	1.6
1995	35,437	33,037	19,395	9,329	753	2,250	1,309	1.6
1996	37,281	34,791	20,102	10,034	744	2,600	1,309	1.6
1997	37,458	34,815	20,120	10,034	750	2,600	1,309	1.6
1998	37,964	35,255	20,895	9,700	750	2,600	1,309	1.6
1999	39,009	35,666	21,327	9,619	750	2,600	1,368	2.2
2000e/	40,269	36,269	21,825	9,619	857	2,600	1,365	2.2

<sup>1/</sup> Se refiere a la capacidad efectiva, es decir, la capacidad total máxima posible de salida de cada planta durante varias horas continuas de operación.

e/ Estimación anual con datos reales al mes de mayo.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional, constituido por la CFE y LFC.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la Honorable Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, CFE y LFC.

Cuadro 4.5

México: Capacidad Instalada de Energía Eléctrica del Sector Paraestatal 1/

(proporción porcentual)

AÑOS	Total Sector	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Geotermoeléctrica	Carboeléctrica	Nucleoeléctrica	Eólica
	Paraestatal						
1970	81.8	46.2	53.2				
1971	82.5	49.8	49.7				
1972	81.3	52.8	46.7				
1973	82.5	53.9	44.6	1.0			
1974	86.6	56.6	42.1	0.9			
1975	87.4	57.7	41.1	0.8			
1976	94.1	59.4	39.6	0.7			
1977	88.7	60.0	39.1	0.6			
1978	88.0	62.1	37.3	0.5			
1979	87.9	62.4	36.5	1.0			
1980	86.7	58.0	41.0	1.0			
1981	88.0	59.6	37.7	1.0	1.7		
1982	85.7	61.6	35.6	1.1	1.6		
1983	86.0	61.4	34.4	1.1	3.2		
1984	85.6	62.1	33.7	1.1	3.1		
1985	86.4	62.2	31.4	2.0	4.3		
1986	89.1	62.5	30.7	2.5	4.2		
1987	89.9	59.4	32.6	2.8	5.2		
1988	89.1	59.2	32.9	2.8	5.1		
1989	89.2	60.5	31.8	2.9	4.9		
1990	96.3	59.0	30.9	2.8	4.7	2.7	
1991	89.1	60.7	29.6	2.7	4.5	2.5	
1992	88.9	61.1	29.3	2.7	4.4	2.5	
1993	97.2	65.8	24.3	2.2	5.7	2.0	
1994	96.8	65.4	25.3	2.1	5.3	1.9	0.004
1995	93.2	58.7	28.2	2.3	6.8	4.0	0.008
1996	93.3	57.8	28.8	2.1	7.5	3.8	0.008
1997	92.9	57.8	28.8	2.2	7.5	3.8	0.008
1998	92.9	59.3	27.5	2.1	7.4	3.7	0.008
1999	91.4	59.8	27.0	2.1	7.3	3.8	0.008
2000e/	90.1	60.2	26.5	2.4	7.2	3.8	0.008

<sup>1</sup>\_/ Se refiere a potencia real.

FUENTE: Elaborado por el CEFP de la Honorable Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, CFE y LFC.

Cuadro 4.6

México: Líneas de Transmisión y Distribución del Sector Eléctrico Paraestatal, 1982-2000

A ~ -	Líne	as disponibles o	del sector paraestata	al (km)		Líneas disponib	les de CFE (km) 4			Líneas Disponit	oles de LFC (km)	4
Año	Suma	Transmisión	Subtrasmisión	Distribución	Suma	Transmisión <sup>1</sup>	Subtrasmisión <sup>2</sup>	Distribución <sup>3</sup>	Suma	Transmisión	Subtrasmisió	n Distribución
1982	342,488.0	18,774.0	29,705.0	294,009.0	342,488.0	18,774.0	29,705.0	294,009.0				
1983	363,050.0	18,913.0	30,747.0	313,390.0	363,050.0	18,913.0	30,747.0	313,390.0				
1984	382,068.0	19,736.0	32,047.0	330,285.0	382,068.0	19,736.0	32,047.0	330,285.0				
1985	400,462.0	22,035.0	34,219.0	344,208.0	400,462.0	22,035.0	34,219.0	344,208.0				
1986	414,532.0	22,557.0	33,811.0	358,164.0	414,532.0	22,557.0	33,811.0	358,164.0				
1987	431,557.0	23,510.0	33,420.0	374,627.0	431,557.0	23,510.0	33,420.0	374,627.0				
1988	465,728.0	25,595.0	37,258.0	402,875.0	444,387.0	25,253.0	34,134.0	385,000.0	21,341.0	342.0	3,124.0	17,875.0
1989	477,489.0	27,002.0	38,145.0	412,342.0	455,956.0	26,623.0	35,021.0	394,312.0	21,533.0	379.0	3,124.0	18,030.0
1990	489,887.0	27,433.0	38,616.0	423,838.0	467,838.0	27,054.0	35,492.0	405,292.0	22,049.0	379.0	3,124.0	18,546.0
1991	509,544.0	28,343.0	38,430.0	442,771.0	484,908.0	27,964.0	35,304.0	421,640.0	24,636.0	379.0	3,126.0	21,131.0
1992	524,886.0	28,794.0	38,542.0	457,550.0	499,955.0	28,415.0	35,416.0	436,124.0	24,931.0	379.0	3,126.0	21,426.0
1993	540,500.0	29,617.0	38,568.0	472,315.0	515,210.0	29,238.0	35,430.0	450,542.0	25,290.0	379.0	3,138.0	21,773.0
1994	553,757.2	30,412.0	39,021.6	484,323.6	527,805.0	30,033.0	35,867.0	461,905.0	25,952.2	379.0	3,154.6	22,418.6
1995	564,599.6	30,791.0	39,469.5	494,339.0	538,223.0	30,412.0	36,262.0	471,549.0	26,376.6	379.0	3,207.5	22,790.1
1996	579,042.0	31,495.3	39,655.5	507,891.2	552,073.0	31,116.0	36,379.0	484,578.0	26,969.0	379.3	3,276.5	23,313.2
1997	599,727.4	32,183.3	40,124.1	527,420.0	572,188.0	31,804.0	36,846.0	503,538.0	27,539.4	379.3	3,278.1	23,882.0
1998	615,486.2	33,442.3	41,540.9	540,503.2	587,476.0	33,063.0	38,226.0	516,187.0	28,010.2	379.3	3,314.9	24,316.0
1999	629,633.8	34,458.3	42,168.3	553,007.0	601,030.0	34,079.0	38,844.0	528,107.0	28,603.8	379.3	3,324.3	24,900.2
2000e/	646,423.5	35,912.3	43,395.7	567,115.5	617,533.0	35,533.0	40,000.0	542,000.0	28,890.5	379.3	3,395.7	25,115.5
TMC 82-00*	3.6	3.7	2.1	3.7	3.3	3.6	1.7	3.5	2.6	0.9	0.7	2.9

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Voltajes de 400kV a 150 kV.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, Compendio Estadístico del Sector Energía, 1980-2000.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Voltajes de 138 kV a 69 kV.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Voltajes de 44 kV hasta baja tensión.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> No incluye redes de distribución. La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo de cifras.

e/ Estimación anual con datos reales al mes de mayo.

<sup>\*</sup> Las tasas medias de crecimiento se calculan para series continuas, por lo que el periodo puede ser variable.

Cuadro 4.7

México: Líneas de Distribución y Substransmisión por Tipo de Tensión de CFE, 1982 -2000.

. ~ -			Líneas de Distribución	
AÑO	TOTAL	Alta <sup>1</sup>	Media	Ваја
1982	323,714	29,705	175,094	118,915
1983	344,137	30,747	180,475	132,915
1984	362,332	32,047	185,984	144,301
1985	378,427	34,219	190,103	154,105
1986	391,975	33,811	199,571	158,593
1987	408,047	33,420	211,341	163,286
1988	419,134	34,134	219,695	165,305
1989	429,333	35,021	228,297	166,015
1990	440,784	35,492	235,043	170,249
1991	456,944	35,304	246,488	175,152
1992	471,540	35,416	255,515	180,609
1993	485,972	35,430	264,687	185,855
1994	497,772	35,867	271,398	190,507
1995	507,811	36,262	277,232	194,317
1996	520,957	36,379	287,618	196,960
1997	540,384	36,846	297,636	205,902
1998	554,413	38,226	307,422	208,765
1999	566,952	38,844	316,138	211,969
2000 <sup>e</sup>	582,000	40,000	318.000	224,000
TMC 82-00*	3.3	1.7	3.4	3.6

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Alta comprede de 69 kV e incluye las líneas de 115 kV de Baja California Sur.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaria de Energía.

<sup>&</sup>lt;sup>e</sup> Estimación anual con datos reales al mes de mayo.

<sup>\*</sup> Las tasa medias de crecimiento se calculan para series continuas, por lo que el periodo puede ser variable.

Cuadro 4.8
MEXICO: Volumen de Ventas de Energía Eléctrica del Sector Paraestatal, 1970-2000

(Gigawatts-Hora) Año Ventas Totales Industrial Agrícola Doméstica Comercial Servicio Público 1970 21,559.0 11,795.0 1,349.0 3,582.0 3,253.0 1,580.0 1971 23,369.0 12,746.0 1,372.0 3,980.0 3,503.0 1,768.0 1972 26,140.0 14,265.0 1,639.0 4,442.0 3,862.0 1,932.0 1973 28,725.0 1,741.0 4,105.0 2,145.0 15,791.0 4,943.0 1974 2,069.0 31,856.0 17,752.0 5,509.0 4,073.0 2,453.0 1975 34,358.0 19,202.0 2,257.0 6,056.0 4,224.0 2,619.0 1976 37,668.0 21,205.0 2,437.0 6,706.0 4,429.0 2,891.0 1977 40,916.0 23,085.0 2,652.0 7,362.0 4,657.0 3,160.0 1978 44,793.0 25,271.0 2,935.0 8,269.0 5,022.0 3,296.0 1979 3,328.0 3,437.0 48,900.0 27,521.0 9,210.0 5,404.0 1980 52,369.6 29,599.5 3,748.8 9,994.7 5,431.8 3,594.8 1981 57,044.2 32,244.0 3,842.8 11,211.9 5,837.7 3,907.8 1982 61,457.2 33,783.3 4,801.0 12,510.8 6,161.6 4,200.5 1983 4,439.7 12,979.9 3,870.3 62,215.7 34,903.0 6,022.8 1984 4,646.4 66,233.2 38,080.0 13,410.2 6,215.8 3,880.8 1985 70,614.6 40,713.9 4,962.0 14,285.3 6,537.9 4,115.5 1986 72,827.5 41,427.8 5,412.6 15,078.6 6,590.4 4,318.1 1987 77,449.1 44,593.5 6,005.3 15,711.6 6,643.4 4,495.3 1988 81,884.8 47,384.3 6,409.0 16,824.7 6,822.9 4,443.9 1989 88,537.7 50,771.9 7,216.8 18,812.5 7,308.5 4,428.0 1990 92,123.3 52,745.5 6,707.4 20,389.5 7,751.7 4,529.2 1991 94,768.5 53,532.5 6,497.8 21,983.9 8,048.9 4,705.4 1992 97,570.3 54,294.0 5,671.3 25,050.8 8,654.7 4,899.5 1993 101,277.2 55,740.8 5,919.7 25,510.9 5,239.3 8,866.5 1994 109,532.7 60,697.2 6,551.2 27,780.9 9,216.4 5,287.0 1995 113,365.4 6,690.1 9,044.0 63,883.8 28,461.8 5,285.7 1996 121,573.1 71,570.5 7,543.2 28,482.5 8,930.6 5,046.3 1997 130,254.7 78,379.5 7,651.5 29,642.3 9,486.1 5,095.3 1998 137,209.0 82,440.2 7,744.0 31,689.2 10,159.1 5,176.6 1999 144,994.0 87,233.0 7,996.0 33,370.0 10,962.0 5,433.0 8.071.0 11.553.0 2000 154.988.0 94.088.0 35.714.0 5.562.0

Nota: De 1970 a 1979 datos tomados del Anexo Estadístico del VI Informe de Gobierno 1994, anexo con cifras de la Secretaria de Energía, Minas e Ind Paraestatal, (SEMIP).

De 1980 al 2000, Secretaria de Energía Compendio Estadístico, del Sector de Energia, 1980-2000.

Fuente: Elaborado por la CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos del VI Informe de Gobierno1994, y Secretaria de Energía.

MEXICO: Exportación e Importación de Energía Eléctrica de CFE, 1980-2000 <sup>1</sup>

Cuadro 4.9

A ~ -	Exportacion	es	Importacion	es
Año —	Volumen <sup>2</sup>	Valor <sup>3</sup>	Volumen <sup>2</sup>	Valor <sup>3</sup>
1980	104.0	n.d	615.0	n.d
1981	44.0	250.0	336.0	n.d
1982	8.0	14.0	9.0	30.0
1983	56.0	367.0	4.0	40.0
1984	90.0	601.0	5.0	790.0
1985	114.0	899.0	140.3	1,837.2
1986	1,461.0	32,587.0	100.7	1,732.8
1987	2,042.0	115,084.0	123.1	4,880.0
1988	1,996.0	174,446.0	170.9	12,748.0
1989	1,932.0	202,768.0	611.8	59,332.0
1990	1,946.0	242,134.0	575.1	68,269.0
1991	2,019.0	253,285.0	617.9	69,571.0
1992	2,041.0	265,319.0	989.5	124,603.0
1993	2,015.0	265,902.0	908.6	124,204.0
1994	1,970.0	295,176.0	1,140.2	175,948.0
1995	1,944.0	485,888.1	1,163.8	300,133.4
1996	1,288.4	352,341.0	1,387.5	423,745.0
1997	51.6	16,748.0	1,511.8	373,515.6
1998	77.0	24,020.0	1,510.0	560,582.0
1999	130.6	40,609.7	657.2	304,271.3
2000 <sup>e</sup>	133.6	33,816.7	1,408.1	766,562.1

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Datos integrados a partir del año en que se inició su registro.

Fuente: Elaborado por la CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Gigawatts-hora.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> De 1980 a 1991 se reportan cifras equivalentes a miles de nuevos pesos.

<sup>&</sup>lt;sup>e</sup> Estimacion anual con datos reales al mes de abril.

Cuadro 4.10
México: Costos, Precios y Subsidios de las Tarifas Eléctricas

(centavos por KWh)

Havania			1999			2	2000*	
Usuario	Costo	Precio	Subsidio	Precio/Costo	Costo	Precio	Subsidio	Precio/Costo
				(%)				
CFE	74	51	23	68.9	77	55	22	71.4
Residencial	119	49	70	41.2	124	58	65	46.8
Agrícola	88	26	62	29.5	92	28	63	30.4
Servicios	104	94	10	90.4	108	102	6	94.4
Media Tensión	58	52	5	89.7	60	57	3	95.0
Alta Tensión	39	35	4	89.7	41	39	2	95.1
Comercial	120	120	0	100.0	124	126	0	101.6
LFC	115	60	55	52.2	120	67	53	55.8
Residencial	192	49	143	25.5	200	55	145	27.5
Agrícola	145	25	120	17.2	151	27	124	17.9
Servicios	106	90	16	84.9	110	99	11	90.0
Media Tensión	78	52	26	66.7	82	60	21	73.2
Alta Tensión	57	39	18	68.4	60	46	14	76.7
Comercial	172	114	57	66.3	179	120	58	67.0
Sistema Eléctrico Nacional	82	52	30	63.4	85	58	27	68.2
Residencial	133	49	83	36.8	138	58	80	42.0
Agrícola	89	26	63	29.2	92	28	64	30.4
Servicios	105	93	12	88.6	109	101	8	92.7
Media Tensión	63	52	11	82.5	66	58	8	87.9
Alta Tensión	41	36	5	87.8	42	40	3	95.2
Comercial	136	118	18	86.8	142	124	18	87.3

<sup>\*</sup>Cifras estimadas para el periodo enero-mayo.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, DGPDE con información de Luz y Fuerza del Centro (LFC) y Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Cuadro 4.11

Mexico: Precios Promedio de energía del sector eléctrico paraestatal, 1980-2000

(Pesos/kilowatt-hora)

_	•				Precios M	Medios		•	•	
Año _	Indust	rial	Agríco	la	Domést	ica	Gener	al	Servicio P	úblico
	CFE	LFC	CFE	LFC	CFE	LFC	CFE	LFC	CFE	LFC
1980	0.00076	0.00079	0.00040	0.00033	0.00108	0.00120	0.00131	0.00109	0.00075	0.00081
1981	0.00090	0.00102	0.00040	0.00037	0.00131	0.00148	0.00160	0.00138	0.00086	0.00093
1982	0.00128	0.00144	0.00022	0.00060	0.00177	0.00195	0.00223	0.00193	0.00112	0.00120
1983	0.00210	0.00236	0.00020	0.00098	0.00270	0.00295	0.00360	0.00312	0.00180	0.00195
1984	0.00491	0.00537	0.00112	0.00263	0.00602	0.00623	0.00810	0.00713	0.00462	0.00465
1985	0.00764	0.00828	0.00188	0.00198	0.00866	0.00885	0.01280	0.01108	0.00727	0.00741
1986	0.01616	0.01840	0.00335	0.00370	0.01811	0.01819	0.02820	0.02512	0.01610	0.01712
1987	0.03530	0.04090	0.00702	0.00740	0.03265	0.03241	0.06300	0.05607	0.03610	0.03921
1988	0.07920	0.09262	0.02204	0.02319	0.07180	0.06982	0.14940	0.12931	0.08620	0.08928
1989	0.10150	0.11870	0.02252	0.02131	0.08330	0.07674	0.20690	0.17168	0.12580	0.12777
1990	0.12390	0.14683	0.03164	0.03454	0.11660	0.10078	0.26290	0.21644	0.18840	0.20209
1991	0.15610	0.18489	0.06820	0.06637	0.16010	0.15059	0.34410	0.28209	0.24250	0.25790
1992	0.17560	0.21207	0.09886	0.09620	0.19370	0.18512	0.41830	0.33614	0.29760	0.30807
1993	0.17730	0.22162	0.12537	0.12118	0.20240	0.19530	0.44960	0.36114	0.32260	0.33421
1994	0.16930	0.21998	0.12761	0.12450	0.21390	0.20922	0.47930	0.33750	0.37750	0.34438
1995	0.19930	0.26141	0.13466	0.13340	0.25270	0.25092	0.61590	0.46922	0.41545	0.41548
1996	0.27790	0.34767	0.16770	0.15940	0.31890	0.32102	0.77752	0.58960	0.55030	0.54656
1997	0.35780	0.45012	0.19630	0.19057	0.37470	0.37740	0.92430	0.71327	0.65500	0.64291
1998	0.38590	0.49245	0.22600	0.22718	0.43740	0.43377	1.05070	0.79800	0.82430	0.78976
1999	0.43970	0.49593	0.25740	0.25008	0.49240	0.49399	1.20140	1.14430	0.94690	0.89803
2000	0.50220	0.56934	0.28590	0.27980	0.55560	0.55567	1.29600	1.22758	1.05390	1.00910

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados en base a datos de la Secretaría de Energía.

Cuadro 4.12

México: Aplicación de las Tarifas Eléctricas

Sector	Tarifa	Aplicación	Subsidio
Residencial			
	1	Aplica para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia,	
		apartamento o vivienda.	
	1A	Aplica en localidades cuya temperatura sea de 25 grados como mínimo.	Si (alto)
	1B	Aplica a todos los servicios para uso doméstico, en o viviendas, cuya temperatura mensual en verano sea de 28 grados.	Si (aito)
	1C	Aplica a todos los servicios para uso doméstico, en o viviendas, cuya temperatura mensual en verano sea de 30 grados.	
	1D	Aplica a todos los servicios para uso doméstico, en o viviendas, cuya temperatura mensual en verano sea de 31 grados.	
	1E	Aplica a todos los servicios para uso doméstico, en o viviendas, cuya temperatura mensual en verano sea de 32 grados.	
Comercial <sup>1</sup>			
	2	Aplica a los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso con demanda hasta de 25 Kw.	No
	3	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
		Aplica a los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, demanda de más de 25 Kw. Excepto los servicios	No
Servicios		para las cuales se fija específicamente su tarifa.	No
Servicios Servicio Público:	5	Esta tarifa solo se aplicara para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas,	
Servicio Fublico.	3	parques y jardínes públicos, en las zonas de Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara.	
	5A	Esta tarifa solo se aplicara para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas,	Si (mínimo)
		parques y jardínes públicos, en todo el país, exceptuando las de la tarifa 5.	
Servicio de		pariques y jarames pasieses, en teue et pare, exceptaunue tue de la tama et	
Bombeo de Agua			
Potable:	6	Aplica al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.	
Servicio temporal:	7	Aplica a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso	No
Agrícola			
Servicio de		Se aplica a los servicios que destinen la energía para el bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión de tierras dedicadas	
Bombeo de Agua	;	al cultivo y al alumbrado del local donde se encuente instalado el equipo de bombeo.	Si
para Riego Agricola:		Se aplica a los servicios que destinen la energía para el bombeo de aguapara riego agrícola en media tensión utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo y al alumbrado del local donde se encuentre el equipo de bombeo.	Oi.

## Cuadro 4.12

## México: Aplicación de las Tarifas Eléctricas

continuación		
Industrial <sup>2</sup>		
Empresa Mediana		
	OM	
Tarifa ordinaria:	Aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW.	Si (mínimo)
	H-M Tarifa horaria que aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión con una demanda	31 (1111111110)
Tarifa horaria:	de 100 kW, o más.	
	HM-R Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión.	
	HM-RF Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión.	
	HM-RM Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión.	
	Tarifa horaria que se aplica a los servicios que destinen la energía en cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel	
Gran Industria	H-S subtransmisión y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.	
	HS-R Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subransmisión.	
	HS-RF Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel subransmisión.	
	HS-RM Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subransmisión.	
	H-SL Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización.	No
	H-T Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión mayor o igual a 220 kV.	
	HT-R Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión.	
	HT-RF Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión.	
	HT-RM Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión.	
	H-TL Aplica para servicio general en alta tensión, nivel transmisión para larga utilización.	
	I-15 Para servico interrrumpible, apicable a los usuario de las tarifa H-S, H-SL, H-TL, con demanda máxima mayor o igual a 10	0, 000 kW.
	I-30 Para servicio interrrumpible, apicable a los usuario de las tarifa H-S, H-SL, H-TL, con demanda máxima mayor o igual a 2	0, 000 kW.
<u> </u>	5 4 514 4 4 1055	<u> </u>

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con información de la CFE.

Cuadro 4.13
Precios de la Electricidad para la Industria, 1993-1999

(dólares/kWh)

País	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Suiza	0.10	0.11	0.13	0.12	0.10	0.1	0.10
Italia	0.09	0.09	0.09	0.10	0.09	0.10	0.09
Portugal	0.12	0.12	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08
Turquia	0.09	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08
Dinamarca	0.07	0.06	0.07	0.07	0.06	0.07	0.07
Inglaterra	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06
Holanda	0.06	0.06	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06
Irlanda	0.06	0.06	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06
Alemania	0.09	0.09	0.10	0.09	0.07	0.07	0.06
España	80.0	0.08	0.08	0.08	0.06	0.06	0.06
Corea	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.05	0.06
Hungría	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06
Republica Checa	0.05	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05
Finlandia	0.05	0.05	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05
México	0.05	0.04	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04
Estados Unidos*	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04
Polonia	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Nueva Zelanda	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Austria	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	nd
Francia	0.05	0.05	0.06	0.06	0.05	0.05	nd

<sup>\*</sup> No incluye impuestos.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de Energy Prices and Taxes, IEA.

Cuadro 4.14
Precios de la Electricidad para Servicio Residencial, 1993-1999

(dólares/kWh) 1993 1996 1999 País 1994 1995 1997 1998 Japón 0.23 0.25 0.27 0.23 0.21 0.19 0.21 **Dinamarca** 0.18 0.18 0.21 0.22 0.20 0.21 0.21 0.17 **Alemania** 0.18 0.20 0.18 0.16 0.16 0.15 Italia 0.15 0.16 0.17 0.18 0.16 0.16 0.15 España 0.18 0.18 0.20 0.19 0.16 0.15 0.14 0.18 0.18 0.16 0.15 **Portugal** 0.16 0.16 0.14 0.11 0.12 0.13 0.13 Holanda 0.14 0.15 0.13 Suiza 0.12 0.13 0.17 0.16 0.14 0.14 0.13 0.15 0.15 0.17 Francia 0.16 0.13 0.13 nd México<sup>1</sup> 0.13 0.12 0.09 0.11 0.13 0.13 nd Irlanda 0.12 0.12 0.12 0.13 0.14 0.13 0.12 0.13 0.13 0.12 0.12 0.13 0.12 0.12 Inglaterra Finlandia 80.0 0.09 0.11 0.11 0.10 0.10 0.09 0.10 0.08 80.0 0.09 80.0 80.0 0.08 Turquía Estados Unidos<sup>2</sup> 80.0 0.08 80.0 80.0 80.0 80.0 80.0 0.10 0.11 0.11 0.07 80.0 Corea 0.11 0.10 0.04 0.04 0.06 0.06 0.07 0.07 0.07 Hungría Nueva Zelanda 0.06 0.07 80.0 80.0 0.09 0.07 0.07 **Polonia** 0.05 0.05 0.06 0.07 0.06 0.07 0.06 Noruega 0.07 0.07 80.0 80.0 80.0 0.07 0.06 0.07 0.06 **México** (tarifa subsidiada) 0.07 0.05 0.05 0.05 0.06 República Checa 0.03 0.03 0.04 0.04 0.04 0.05 0.05

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H.Cámara de Diputados con datos de Energy Prices and Taxes, IEA y Secretaría de Energía.

<sup>1</sup> Precio a costo país, es decir, este precio considera la recuperación de los costos en que incurre CFE para abastecer al sector residencial.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> No incluye impuestos.

## FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA

Cuadro 5.1

Generación Bruta de Electricidad por medio de Energía Nuclear, 1989 - 1999

(Terawatts-hora)

Región y País	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Norteamerica	589.2	682.1	733.3	735.2	744.5	787.3	816.5	806.4	752.8	780.7	837.3
Canada	32.2	75.8	86.1	81.3	97.6	110.7	100.4	95.2	84.1	72.7	73.9
México	-	2.9	4.2	3.9	4.9	4.2	8.4	7.9	10.4	9.3	10.0
Estados Unidos	557.0	603.4	643.0	650.0	642.0	672.4	707.7	703.3	658.3	698.7	753.4
Centro y Sur América	6.6	9.4	9.2	8.8	8.1	8.2	9.6	9.8	11.1	10.8	11.1
Argentina	5.0	7.4	7.7	7.1	7.7	8.2	7.1	7.4	8	7.5	7.1
Brasil	1.6	2.0	1.4	1.8	0.4	0.0	2.5	2.4	3.2	3.3	4
Europa Occidental	732.2	738.6	769.7	787.8	820.9	820.2	835.7	879.5	886.5	884.2	878.1
Bélgica	41.2	42.7	42.9	43.5	41.9	40.6	41.4	43.3	47.4	46.1	49.0
Finlandia	18.8	18.9	19.2	19.0	19.6	19.1	18.9	19.5	20.9	21.9	23.0
Francia	302.5	314.1	331.4	337.6	336.7	359.1	377.6	397	389.3	384.4	377.4
Alemania 1	149.6	147.2	147.3	158.8	153.5	151.1	154.3	161.7	170.4	161.0	167.8
Holanda	4.0	3.4	3.3	3.8	3.9	4.0	4.0	4.2	3.1	3.8	3.8
España	56.1	54.3	55.6	55.8	56.1	55.1	54.5	59.1	55.4	58.6	58.9
Suecia	65.6	68.2	76.8	63.5	61.4	72.8	69.9	76.2	70.6	73.8	74.5
Suiza	22.8	23.6	22.9	23.4	23.3	24.2	24.8	25.0	25.3	25.7	24.8
Reino Unido Europa del Este y Ex	71.6	66.1	70.4	78.5	90.4	89.5	85.5	88.8	98.8	103.7	94.1
Unión Soviética <sup>2</sup>	nd	nd	nd	267.5	259	227.8	234.9	261.6	247.1	248.9	264.7
Africa	11.7	8.9	9.7	9.9	7.7	10.3	11.9	12.5	13.3	14.3	13.5
Asia Oriental	263.4	284.3	303.3	315.2	345.2	366.7	407	426.4	456.2	477.2	478
China	-	-	-	-	2.6	14.2	13	14.3	11.4	14.5	14.6
Japan	183.7	191.9	205.8	218.0	243.5	253.8	286.1	293.2	318.0	326.9	317.4
Sur Corea	47.2	52.8	56.3	56.4	58.1	58.3	64.0	72.5	78.9	87.3	94.6
Total Mundial	1,654.20	1,722.50	1,825.20	42,124.50	2,185.60	2,220.40	2,315.10	2,396.30	2,367.00	2,416.40	2,482.60

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma de sus componentes debido a redondeos u omisión de algunos países.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Administración de Información de Energía (EIA), basada en "Nucleonics Week", McGraw-Hill Publishing Companies, Inc. Bajo permiso; y CFE.

<sup>1/</sup> En 1990, los datos para Alemanio corresponden únicamente a Alemania Occidental. A partir de 1991, los datos son para la Alemania Unificada.

<sup>2/</sup> La generación bruta es estimada desde 1992 a 1997 para Europa Oriental calculdada como cinco por ciento más que la generación neta nuclear reportada por la Agencia Internacional de Energía Atómica y publicada anualmente en "Nuclear Power Reactors in the World".

Cuadro 5.2 Consumo Mundial de Energía Nuclear\*

(millones de toneladas de petróleo equivalente y porcentaje respecto al total mundial)

Defe	199	2	199	3	1994	1	199	5	199	6	199	7	1998	3	1999	9
País	total	%														
Norteamérica	189.9	34.8	191.3	33.9	202.8	35.3	210.3	35.1	209.1	33.7	194.7	31.6	203.9	32.5	219.3	33.7
Estados Unidos	168.1	30.8	165.8	29.4	173.9	30.3	182.9	30.5	183.2	29.5	170.7	27.7	183.0	29.2	197.7	30.4
Canadá	20.8	3.8	24.2	4.3	27.8	4.8	25.2	4.2	23.9	3.8	21.3	3.5	18.5	3.0	19.0	2.9
México	1.0	0.2	1.3	0.2	1.1	0.2	2.2	0.4	2.0	0.3	2.7	0.4	2.4	0.4	2.6	0.4
Sudamérica	2.3	0.4	2.1	0.4	2.1	0.4	2.5	0.4	2.5	0.4	2.9	0.5	2.7	0.4	2.8	0.4
Argentina	1.8	0.3	2.0	0.4	2.1	0.4	1.8	0.3	1.9	0.3	2.1	0.3	1.9	0.3	1.8	0.3
Brasil	0.5	0.1	0.1	0.0	*	-	0.7	0.1	0.6	0.1	0.8	0.1	0.8	0.1	1.0	0.2
Europa	215.8	39.5	225.5	39.9	225.9	39.3	231.0	38.5	242.1	39.0	245.2	39.7	242.6	38.7	246.1	37.8
Bélgica y Luxemburgo	11.2	2.1	10.8	1.9	10.5	1.8	10.7	1.8	11.2	1.8	12.2	2.0	11.9	1.9	12.6	1.9
Francia	87.3	16.0	95.0	16.8	92.9	16.2	97.3	16.2	102.5	16.5	102.0	16.5	99.6	15.9	101.5	15.6
Alemania	41.0	7.5	39.6	7.0	39.0	6.8	39.8	6.6	41.7	6.7	43.9	7.1	41.7	6.7	43.8	6.7
España	14.4	2.6	14.5	2.6	14.3	2.5	14.3	2.4	14.5	2.3	14.3	2.3	15.2	2.4	15.2	2.3
Inglaterra	19.8	3.6	23.1	4.1	22.8	4.0	23.0	3.8	24.4	3.9	25.3	4.1	25.8	4.1	24.8	3.8
Otros países de Europa	42.1	7.7	42.5	7.5	46.4	8.1	45.9	7.7	47.8	7.7	47.5	7.7	48.4	7.7	48.2	7.4
Ex Unión Soviética	53.8	9.9	53.5	9.5	45.1	7.8	46.9	7.8	52.8	8.5	52.0	8.4	50.2	8.0	52.8	8.1
Africa	2.5	0.5	2.0	0.4	2.6	0.5	3.1	0.5	3.2	0.5	3.4	0.6	3.7	0.6	3.9	0.6
Asia	81.4	14.9	90.1	16.0	96.1	16.7	106.1	17.7	111.6	18.0	118.7	19.2	123.8	19.7	125.9	19.3
Total Mundial	545.7	100.0	564.5	100.0	574.6	100.0	599.9	100.0	621.3	100.0	616.9	100.0	626.9	100.0	650.8	100.0

<sup>\*</sup>Convertido en base al promedio de eficiencia termal de una planta nuclear ( es decir 33% de eficiencia).

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de British Petroleum, Statistical Review of World Energy.

<sup>\*/</sup> Menos de 0.05.

Cuadro 5.3

Proyecciones de la Capacidad de Generación Nuclear Mundial por Región y País, 2000-2020

(Megawatts Netos)

País	2000	2005	2010	2015	2020
Canadá	9,998	12,827	13,596	13,596	13,596
México	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308
Estados Unidos	97,478	97,478	94,490	79,519	71,581
Norteamérica	108,784	111,613	109,394	94,423	86,485
Bélgica	5,712	5,712	5,712	5,712	3,966
Finlandia	2,656	2,656	2,656	3,656	3,656
Francia	63,103	62,870	62,870	62,870	61,670
Alemania	21,122	20,142	18,975	16,964	13,134
Holanda	449	449	449		
España	7,470	7,470	7,317	6,871	6,871
Suecia	9,432	8,832	7,957	6,907	6,077
Suiza	3,079	3,079	3,079	2,714	2,000
Reino Unido	12,498	11,392	9,802	8,118	5,333
Europa Occidental	125,521	122,602	118,817	113,812	102,707
China	2,167	5,922	9,587	11,587	18,652
Japón	43,691	44,489	47,619	56,634	56,637
Corea del Sur	12,990	15,850	16,254	19,425	22,125
Total Asia 1/	66,458	74,073	86,362	102,323	114,349
Centro y Sur América	2,790	2,790	2,790	3,684	3,684
Medio Oriente	0	1,073	1,073	2,146	2,146
Africa	1,842	1,842	2,062	2,172	2,282
Total Mundial	349,779	360,100	363,955	360,895	349,471

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>/La suma de los totales puede no concluir con los proporcionales debido a que sólo se incluyen los países más representativos en la generación de energía nuclear.

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, International Nuclear Model, Mayo de 2001.

Cuadro 5.4 Consumo Mundial de Energías Alternas\*, 1980-1999 (Terawatts-hora)

País y Región	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Canadá	1.2	1.8	2.0	2.0	2.2	1.6	1.8	2.2	2.4	3.3	3.7	3.7	4.1	4.5	5.4	5.3	5.5	5.9	6.1	7.5
México	0.9	0.9	1.3	1.4	1.4	1.6	3.4	4.3	4.7	4.7	4.9	5.2	5.5	5.6	5.3	5.4	5.4	5.2	5.4	5.3
Estados Unidos	5.5	6.1	5.2	6.5	8.6	10.7	11.5	12.3	12.0	57.2	65.7	72.2	76.8	79.3	81.3	78.7	80.5	76.9	75.3	83.0
Norteamérica	7.6	8.8	8.5	9.8	12.3	14.0	16.7	18.8	19.0	65.2	74.2	81.1	86.5	89.4	92.0	89.3	91.4	88.0	86.7	95.8
Argentina	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
Brasil	2.3	2.8	3.3	3.8	4.1	3.8	4.1	4.8	4.8	4.4	4.9	5.3	6.6	6.7	7.2	7.4	8.5	9.5	9.7	9.9
Chile	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	0.9	0.8	1.1	1.5
Centro y Sudamérica	4.7	5.3	6.1	6.9	7.5	6.8	7.3	7.9	8.2	8.0	8.1	8.3	9.9	9.7	10.5	11.0	12.7	13.7	14.5	15.5
Austria	0.3	0.3	0.5	0.5	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.6	1.9	1.7	1.6	1.6	1.7
Bélgica	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	0.9	1.0	1.0
Dinamarca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.7	0.8	1.1	1.5	1.8	2.0	2.3	3.1	4.1	4.4
Francia	1.1	1.3	1.7	1.3	1.5	1.3	1.4	1.4	1.4	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.4	2.5	2.5	2.9	2.8	2.4
Alemania**	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2	5.7	6.1	7.6	8.3	9.2	9.9	12.6	15.0
Italia	3.8	3.3	3.4	3.2	3.3	3.1	3.5	3.7	3.8	3.2	3.2	3.2	3.8	4.0	3.8	4.0	4.5	5.3	6.1	7.0
Países Bajos	1.0	1.0	0.3	0.2	0.0	0.4	0.5	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.4	1.6	1.6	2.0	2.6	3.9	4.2	4.6
Portugal	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2
España	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	1.0	1.5	1.8	2.8	3.5	3.8
Suecia	0.7	0.9	1.0	1.4	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.2	1.8	1.7	2.0	2.2	2.2	2.4	2.2	2.9	3.2	2.7
Suiza	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.3
Reino Unido	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	1.3	1.4	1.3	1.0	2.0	4.5	4.6	5.4	5.7	6.0	6.2	8.2
Europa Occidental	13.4	13.2	13.1	12.5	13.4	13.8	15.0	17.2	17.6	18.5	19.0	19.7	27.9	32.9	36.4	40.4	42.6	50.5	58.6	64.9
Europa Oriental y ExUnión Soviética	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7	0.8	0.8	1.1	1.4	1.6	1.6
Medio Oriente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Africa	0.0	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3
Australia	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.7	0.8	0.6	0.6	2.6	2.7	2.7	2.7	3.0	3.1	3.2	3.3
India	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.8	0.9	1.0	1.4
Indonesia	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.4	0.6	0.7	1.0	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.8	2.1	2.2	2.5	3.7	3.9
Japón	1.1	0.8	9.7	10.9	12.0	12.6	13.7	14.7	15.9	17.0	17.6	18.3	18.4	18.5	19.7	21.8	22.7	24.4	23.8	24.7
Nueva Zelanda	1.5	1.5	1.5	1.5	1.7	1.6	1.7	1.7	1.8	2.4	2.5	2.6	2.7	2.6	2.6	2.5	2.6	2.6	2.9	3.1
Filipinas	2.0	2.6	3.4	3.9	4.3	4.7	4.3	4.3	4.6	5.1	5.2	5.5	5.4	5.4	6.0	5.8	6.2	6.9	8.5	8.3
Lejano Oriente y Oceanía	4.9	5.4	15.3	17.0	18.7	19.9	20.9	22.0	24.2	26.2	27.0	28.1	30.2	30.3	33.1	35.4	37.8	42.5	46.1	49.2
Total Mundial	31.1	33.2	43.6	46.9	52.6	55.4	60.8	66.7	69.7	118.4	129.0	138.0	155.2	163.3	173.1	177.3	186.1	196.5	207.9	227.4

<sup>\*</sup>Incluye geotermia, solar, eólica y biomasa (madera y desperdicios).

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados cibdatis de Energy Information Administration (EIA).

<sup>\*\*</sup> A partir de 1991 los datos son de Alemania Unificada.

Nota: La suma de los totales no coincide con los parciales debido a que sólo se incluyen los países más representativos.

Cuadro 5.5 Áreas Instaladas de Colectores Solares Planos, 1998

País	Área de colectores solares instalados en 1998 (m²)	Área de colectores solares instalados por cada 1,000 habitantes (m²)
Alemania	470,000	35
Austria	195,000	240
Grecia	153,900	260
Francia	28,000	14
Holanda	26,640	15
España	19,440	11
Italia	18,000	5
Dinamarca	17,000	60
Portugal	8,000	25
México	32,400	0.33

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), tomado de Eurobservér, Balance Nacional de Energía (1998) y Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) para datos sobre México.

Cuadro 5.6
Capacidad Eléctrica Instalada en Celdas Fotovoltaicas para Países Varios
(Megawatts)

PAIS	Capacidad instalada en el final de 1998	Capacidad instalada en el final de 1999 *
Alemania	53.9	66.2
Italia	17.7	18.5
Francia	8.0	10.0
Holanda	6.5	9.5
España	8.0	9.0
Austria	2.9	3.5
Resto de la Comunidad Economica Europea (CEU)	6.5	7.4
Total CEU	103.5	123.6
Estados Unidos	127.9	147.0
Japón	133.3	190.0
México	12.0	12.9 **

## (\*)Estimado

Fuente: Elaborado por la CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de EuroObserver y Asociacion Nacional de Energía Solar, (ANES) para datos sobre México.

Cuadro 5.7 México: Centrales Minihidráulicas en Operación

Institución o empresa	Número de centrales	Número de unidades	Potencia instalada (MW)	(%)	Generación media (GWh)	(%)		
CFE	13	30	21.7	28.4	70.3	32		
LyFC	9	14	11	14.4	32	14.4		
Independientes	61	77	43.5	57	118	53.5		
TOTAL	83	121	76.3	100	220.2	100		

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de Conae, 1997.

Cuadro 5.8

Generación de Energía Hidroeléctrica Neta Mundial, 1980-1999

[Teravatts-hora]

País y Región	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Canada	251.0	263.7	255.2	263.4	283.4	300.8	307.7	313.2	303.5	287.6	293.9	305,3	313.2	320.3	326.4	332.0	352.4	347.2	328.6	340.3
Mexico	16.7	24.4	22.7	205	23.4	26.0	198	18.2	21.0	24.4	23.2	21.6	25.9	26.0	19.8	27.3	31.7	26.2	24.4	32.4
Estados Unidos	279.2	253.8	3124	335.3	324 J	284.3	294.0	252.9	226.1	273.7	289.5	285.0	248.9	276.5	256.8	308.3	344.4	354.9	318.9	305.6
Nortsamérica	546.9	551.3	590.2	619.2	631.0	611.1	621.5	584.3	550.5	585.7	606.6	611.9	588.0	522.8	603.1	667.6	727.9	728.3	671.8	678.3
Argentine	17.3	16.4	18.8	18.4	20.5	22.2	27.7	29.7	21.8	15.2	20.2	19.3	24.3	29.9	34.0	33.4	28.4	34.8	35.8	23.7
Brasil	128.4	129.4	139.7	1499	164.8	176.5	180.7	183.7	197.1	202,6	204.6	215.6	221.1	232.7	240.3	251.4	263.1	276.2	288.5	305.5
Chile	7.3	7,6	8.5	8.9	9.3	10.4	11.3	12.0	11.4	9.5	11.9	13.0	16.6	17.0	16.8	18.2	16.7	18.2	15.0	13.3
Colombia	14.3	14.2	17.9	180	20.0	21.6	25.0	21.3	24.3	26.4	27.2	27.2	22.2	27.7	32.0	33.9	34.3	30.9	31.2	33.2
Venezuela	14.4	14.9	15.9	18.3	19.5	21.8	24.9	30.5	33.9	34.3	36.6	44.1	46,8	47.0	50.9	50.9	53.3	56.6	52.5	55.1
Centro y Sur América	201.5	203.8	222.5	240.8	264.0	297.5	315.9	330.8	342.6	346.3	364.8	386.3	397.0	427.9	454.G	471.5	486.6	510.8	521.4	528.5
Austria	28.5	20.0	29.9	29.6	29.4	30.3	30,6	25.4	35.2	34.6	31.2	31.1	34.5	36.3	35.3	36.7	33.9	35.6	36.8	40.1
Francia	68.3	70.4	68.6	67.5	64.0	60.2	61.0	68.6	74.0	45.7	52.8	56.3	67.2	631	76.5	70.6	64.5	61.6	61.4	71.6
Alemania	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.7	17.2	17.7	19.7	21.6	21.7	17.2	17.0	191
Alemania Osiental	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	T.B	1.8	1.7	1.7	7.6	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	по
Alemania Occidental	17.1	17.9	17.7	16.7	16.4	15.4	16.5	18.4	18.1	16.5	158	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Italia	45.0	42.8	41.2	41.0	41.9	40.6	40.6	39.1	40.2	33.6	31.3	41.8	41,8	41.0	44.2	37.4	41.6	41.2	40.B	44.8
Noruega	82.7	91.9	91.5	104.7	104.9	101.5	95.3	102.3	107.9	117.4	119.9	109.0	115.5	1180	110.4	120.1	1026	108.9	114.2	120.0
Expaña	29.2	21.6	26.0	26.7	31.1	30.9	26.1	27.0	34.8	19.0	25.2	27.0	18.7	24.1	27.9	22.9	39.4	34.4	33.7	23.9
Suecia	58.1	59.0	54.4	528	67.1	70.1	60.1	71.0	0.83	70.9	71.8	62.6	73.6	73.9	58.5	67.4	51.2	68.4	73.6	69.3
Suize	32.5	35.7	35.0	35.1	29.9	31.7	32.6	34.3	35.4	29.5	29.5	31.8	32.4	35.4	38.7	34.8	28.1	33.7	33.1	39.5
Reino Unido	3.9	4.4	4.5	4.5	4.0	4.1	48	4.1	4.9	4.7	5.1	4.5	5.3	4.2	5.0	4.8	3.3	41	5.2	5.3
Europa Decidental	431.7	438.5	436.7	451.6	458.8	453.2	437.5	466.8	508.5	440.4	453.4	450.8	482.6	497.0	498.6	503.7	488.0	502.9	519.8	523.1
Europa Oriental y ExUnión Soviética	211.3	211.5	199.7	203.9	227.5	230.7	237.7	244.2	257.0	249.1	253.6	259.3	255.3	267.9	273.6	271.8	249.4	251.2	261.3	261.7
Medio Oriente	9.6	10.3	10.6	9.4	9.4	3.5	8.9	9.6	12.5	12.4	12.5	14.0	18.0	17.7	15.5	15.4	15.6	15.7	15.8	16.0
Africa	60.6	53.1	52.3	50.5	45.6	47.2	49.9	49.0	51.7	53.5	55.5	57.2	55.8	55.3	56.2	57.3	62.0	64.5	63.1	65.6
Lejano Oriente y Oceanía	275.2	292.8	294.9	315.4	316.9	335.1	347.7	341.9	382.1	402.8	420.9	430.3	410.3	450.2	454.1	487.3	482.4	498.7	513.7	534.1
Total Hundial	1.736.8	1.761.4	1.807.0	1.890.9	1.953.2	1.974.1	2,019.1	2.026.6	2.104.8	2,089.2	2.167.4	2.209.7	2,297.0	2,338.7	2,355.7	2.474.7	2,512.0	2.572.1	2,566.9	2,607.2

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de U.S. Energy Information Administration (EIA).

Cuadro 5.9

Prospectiva de Participación Externa a la Comision Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro por Energías Renovables 2000 - 2009

Fuente energética	20	00	20	01	20	02	20	03	20	04	20	05	20	06	20	07	20	08	20	09
i delite ellergetica	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Biomasa cañera	171	313	171	313	171	313	181	332	192	352	204	373	216	395	229	419	243	444	257	471
Agua	84	238	92	363	152	483	162	697	171	739	182	784	192	831	204	880	216	933	229	989
Solar / Fotovotaica	14	8	15	8	15	8	16	9	17	10	18	10	19	11	21	11	22	12	23	13
Biogas	11	54	11	54	11	54	11	58	12	61	13	65	14	69	15	73	15	77	16	82
Viento	4	12	64	63	64	239	125	336	132	430	140	456	149	483	158	512	167	543	177	575
Total	284	625	353	801	413	1,097	495	1,432	524	1,592	557	1,688	590	1,789	627	1,895	663	2,009	702	2,130

MW= Megawatts

GWH=Gigawatts

Fuente: Elaborado por el CEFP de la H. Cámara de Diputados con datos de la Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico, 2000-2009.