

Demanda regional de energía y emisiones

Juan Quintanilla Martínez y
Mariano Bauer Ephrussi •

Introducción

En este trabajo se presentan las proyecciones de demanda de energía para México, a nivel global y regional, para el periodo 1995–2010. Las proyecciones están basadas en el uso de un modelo de simulación (MODEMA) construido por el Programa Universitario de Energía de la UNAM, el cual permite proyectar la demanda de energía primaria y final en el corto y mediano plazos, a lo más quince años.

El modelo es del tipo *top-down* (corriente abajo), cuyos parámetros exógenos son las tasas esperadas de crecimiento económico y poblacional. Divide la economía del país en sectores y subsectores, analizando las tendencias históricas de su participación en el Producto Interno Bruto (PIB) y de sus consumos por fuente de energía (combustibles y electricidad) y permite, en adición, evaluar las correspondientes emisiones (gases de combustión, hidrocarburos no quemados y partículas).

Se proyectan las demandas de energía por sectores y subsectores o por combustibles de acuerdo a diferentes escenarios de crecimiento así como las emisiones correspondientes. Se consideran varios escenarios de crecimiento económico acoplados a uno de población. Se considera un escenario de referencia (tasa de crecimiento del PIB de 3.5% anual), intermedio entre uno de alto crecimiento (tasa de crecimiento del PIB de 5.0% anual) y otro de bajo crecimiento (tasa de crecimiento del PIB de 2.0%). Adicionalmente se considera un escenario de crecimiento retrasado (2.0% en el periodo 1992–2000 y 3.5% en el periodo 2001–2010). Los escenarios económicos se combinan

• Subdirector y Director del Programa Universitario de Energía, UNAM y Asociación Mexicana de Ciencias para el Desarrollo Regional, A. C.

con intensidades energéticas constantes (iguales al promedio histórico), tendenciales y de *educated guess*.

La demanda de energía es proyectada al año 2010, como combustible y como materia prima. Se obtienen resultados a nivel global y desagregado para los principales sectores y subsectores consumidores. Las proyecciones regionales están elaboradas con base en la presente estructura de líneas de suministro y de las tendencias de crecimiento regional.

Finalmente, se hace una serie de consideraciones sobre la demanda de energía y los impactos esperados por las constricciones ambientales y sobre los planes de expansión eléctrica.

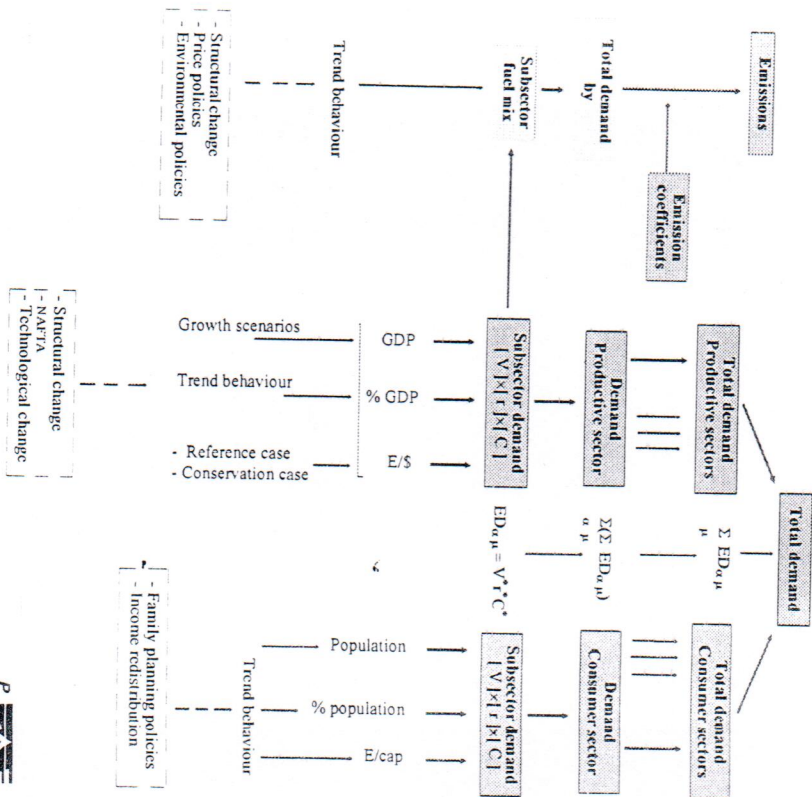
El Modelo de Demanda de Energía (MODEMA)

MODEMA es un modelo de demanda de energía (Ver Figura 1), cuyas proyecciones de corto y mediano plazos consideran el comportamiento detallado de los principales sectores y subsectores consumidores así como también los consumos proyectados y las posibilidades de diversificación. Una descripción detallada del modelo se puede encontrar en el artículo publicado por Quintanilla, J. *et. al.* La única diferencia entre lo que aquí presentamos y el artículo mencionado estriba en que hemos incrementado el número de sectores (desagregando el sector energético en los de petróleo, electricidad y carbón) y hemos incrementado a 18 el número de subsectores industriales.

El modelo es clasificado como modelo de simulación para la demanda de energía primaria y final de corto y mediano plazos, considerando por corto plazo hasta tres años y por mediano plazo hasta diez años, quizás quince. El tamaño y estructura sectorial de la demanda de energía están determinados por la evolución de las variables explicativas que, en su conjunto, definen el comportamiento de la actividad socioeconómica y por su relación causal con la demanda de energía.

Como se muestra en la Figura 1, el modelo divide la economía en sectores y subsectores, y analiza su participación en la economía nacional. De esta manera, la futura demanda

FIGURA 1
MODEMA: MODELO DE DEMANDA DE ENERGÍA



total de energía dependerá de las expectativas económicas y energéticas de cada sector y de su peso relativo en la economía. Como consecuencia, permite un análisis individual de los principales sectores y proporciona una proyección más representativa de la demanda de energía que lo que puede arrojar una relación global PIB-energía. Además, permite la incorporación de instrumentos de política energética, como es el caso de conservación de energía, y con ello la posibilidad de analizar los efectos de las políticas propuestas sobre la demanda de energía. En consecuencia, proporciona proyecciones de la demanda total de energía y la demanda por fuente de energía para los sectores y subsectores. La versión actual también proporciona proyecciones sobre las emisiones provenientes del sistema energético.

La Tabla 1 muestra los sectores y subsectores que se han incluido en el modelo. El sector energético incorpora su consumo propio, usos como materia prima y pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento. El sector industrial incluye su consumo energético y usos como materia prima. Usualmente, se considera al sector residencial, comercial, público y de servicios como un sector agregado; en el modelo lo hemos desagregado en tres sectores, esto es, en el residencial, el comercial y el público y de servicios. Asimismo, la Tabla 1 muestra los combustibles considerados en el modelo.

Escenarios económicos y poblacional

Los escenarios considerados para el periodo 1992-2010 se muestran en la Tabla 2. El denominado de referencia combina tres posibilidades para las intensidades energéticas, el alto dos posibilidades y el bajo una sola. Adicionalmente, el escenario de crecimiento retrasado combina dos posibilidades para las intensidades.

La Tabla 3 muestra las intensidades energéticas promedio en el periodo 1985-1992 y el crecimiento estimado, en por ciento, a lo largo del periodo 1992-2010 bajo el escenario denominado "educated guess".

TABLE 1
SECTORES, SUBSECTORES, COMBUSTIBLES Y MATERIA PRIMA

Sectors and subsectors	Fuels
Energy sector: {PEMEX CFE}	Coal Oil Condensates Non associated gas Associated gas Sugar cane bagasse Fuelwood Coke LPG Gasolines and naphthas Kerosene Diesel Fuel oil Gas Electricity Uranium Geothermal Hydroenergy
Agricultural sector	
Residential sector: {Urban Rural}	
Public and Services sector	
Commercial sector	
Transport sector: {Motortransport Airway Railway Maritime Electric}	
Industrial sector: {Pemex petrochemistry Siderurgy Chemicals Sugar Cement Paper and cellulose Glass Fertilizers Malt and beer Bottled soft drinks Construction Automotive Rubber Aluminium Tobacco Others}	Feedstock Coke Gasoline Kerosene Fuel oil Gas Sugar cane bagasse Non energy products

724

TABLA 2
 ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGÍA, 1992-2010

Population: Anual growth rate 1.5%.

Economy:

Scenario	GBP Annual growth (%)	Energy intensity		
		Constant	Variable	
			Trend	“Educated guess”
Reference	3.5	X	X	X
High	5.0	X		X
Low	2.0	X		
Delayed	2.0 (1992-2000)	X		X
Growth	3.5 (2001-2010)			

725

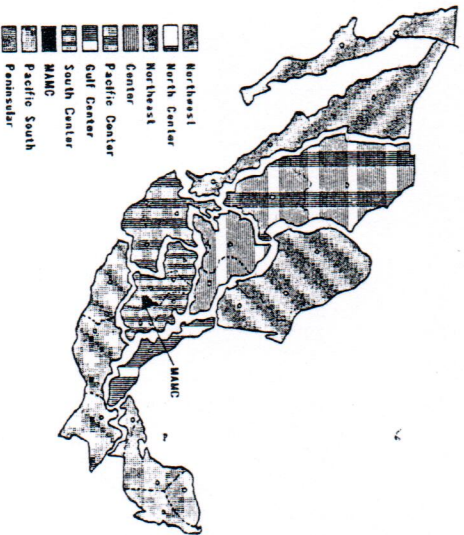
TABLA 3
 INTENSIDADES ENERGÉTICAS

Sector/ subsector	Average (kcal/1980\$) 1985-1992	Estimated growth (%) 1992-2010	Sector/ subsector	Average (kcal/1980\$) 1985-1992	Estimated growth (%) 1992-2010
Energy					
Electric	1 536	-15	Industrial		
Other	4 083	6	Petroleum	8 489	-19
			Siderurgy	952	-18
			Chemicals (1986-1992)	1 762	-13
			Sugar	1 060	14
			Cement	1 457	-19
			Mining (1987-1992)	152	-14
			Paper and cellulose	188	5
			Glass	558	-17
			Fertilizers	703	-13
			Milk and beer (1990-1992)	98	-16
			Bottled soft drinks (1990-1992)	80	-17
			Construction	4	0
			Automotive (1987-1992)	17	-6
			Rubber	66	-16
			Aluminium (1986-1992)	257	-15
			Tobacco (1990-1992)	8	-8
			Others	132	-15
Residential					
Urban	1.7	10			
Rural	3.6	32			

Con respecto a la población, se emplea la proyección baja para el periodo 1980–2010 del Consejo Nacional de Población (CONAPO), ajustada a los datos del censo de 1990. En promedio representa una tasa de crecimiento anual de 1.5% (110 millones de habitantes en 2010), con una fracción urbana del 83.5% en el año 2010, a partir de un 73% que se tuvo en 1992.

La Figura 2 muestra las regiones que se han empleado para las proyecciones regionales y están basadas en las redes de distribución de petrolíferos y electricidad existentes en el país.

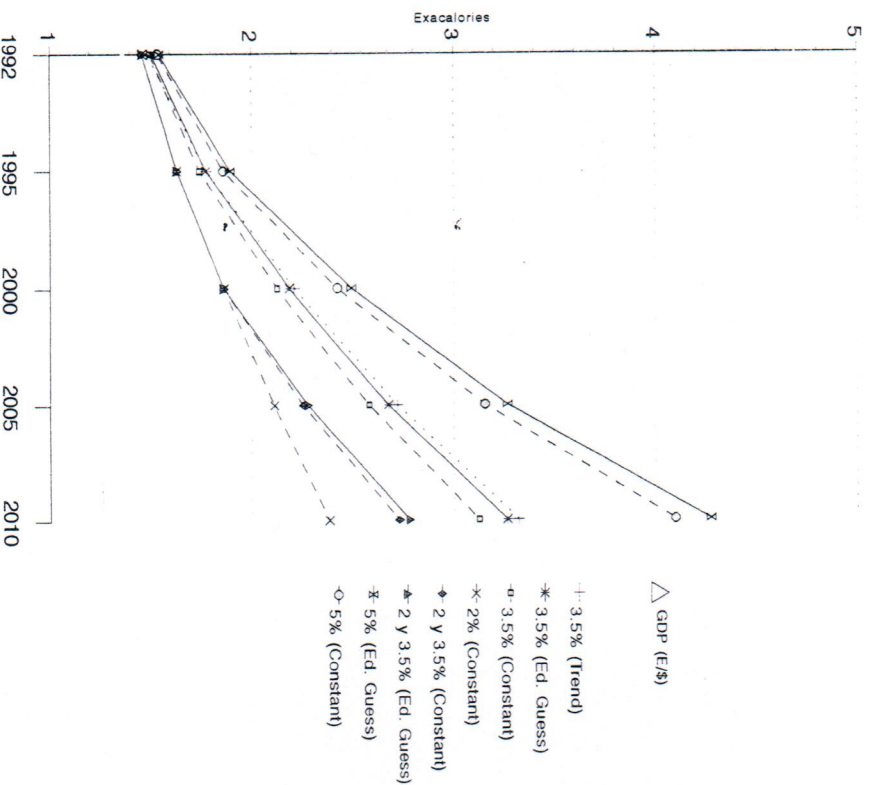
Figura 2. México: División regional



Algunos resultados

La Figura 3 muestra las proyecciones para la demanda total de energía a lo largo del periodo para los diferentes escenarios. Brevemente, algunos de los resultados más relevantes son:

FIGURE 3. MEXICO: TOTAL ENERGY DEMAND, 1992-2010



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Escenario de referencia

Tasa de crecimiento del PIB = 3.5%

Intensidades constantes

La demanda total de energía va de $1\,499 \times 10^{12}$ kcal en 1992 a $3\,124 \times 10^{12}$ kcal en 2010, implicando una tasa anual de crecimiento de 4.1%. Esto implicaría que la intensidad global se incrementarían, lo cual ha sido la experiencia del pasado, excepto por los años 1991 y 1992. Es de esperarse que esta tendencia se revierta antes del año 2000.

En cuanto a la generación eléctrica, la contribución proveniente de la nuclear, geotermia e hidro no podrá incrementarse como indican las proyecciones (66% para el año 2000). Por consecuencia parte de la electricidad asignada a ellas tendrá que ser, eventualmente, generada con combustibles fósiles. Ciertamente, las constricciones ambientales tenderán a favorecer al gas natural. De acuerdo a los últimos planes de CFE, la capacidad instalada nuclear permanecerá en los 1 300 MW; no existen planes para adición de capacidad en base a esta fuente. Los mismos planes contemplan, para el año 2000 un incremento en geotermia del 25% y un 38% en hidro.

Escenario de referencia

Tasa de crecimiento del PIB = 3.5%

Intensidades variables (Educated guess scenario)

La demanda total de energía va de $1\,499 \times 10^{12}$ kcal en 1992 a $3\,264 \times 10^{12}$ kcal en 2010, implicando una tasa de crecimiento de 4.5%. De nuevo las intensidades globales se incrementan. La demanda total del sector industrial se incrementa a una tasa anual de 4.2 por ciento.

La demanda total de PEMEX se incrementa a una tasa anual de 2.5%. La demanda de energía por parte de CFE se incrementa a una tasa anual del 6.0%; la nuclear, geotermia e hidro se incrementarían en un 70%, lo cual no podría ocurrir, según planes de CFE (véanse comentarios del escenario anterior), y por tanto tendrían que ser satisfechos vía combustibles fósiles.

El sector residencial crecería a una tasa anual del 2.0%, en tanto que el sector comercial a una tasa anual de 4.4 por ciento.

Escenario de bajo crecimiento

Tasa de crecimiento del PIB = 2.0%

Intensidades constantes

La demanda total crece a una tasa anual del 2.8% con respecto a 1992, llegando a un valor de $2\,385 \times 10^{12}$ kcal. Los sectores presentan crecimientos en su demanda energética mucho menores que en los casos anteriores. A todas luces este escenario, junto con el de crecimiento retrasado constituyen los escenarios menos deseables de los aquí considerados. Sin embargo, los crecimientos en la capacidad eléctrica instalada siguen las tendencias de años previos.

Escenario de alto crecimiento

Tasa de crecimiento del PIB = 5.0%

Intensidades variables (Educated guess scenario)

La demanda total de energía crece a una tasa anual de 5.8%; la demanda de PEMEX a una tasa de 4.0% anual; la demanda de CFE a una tasa anual de 7.5% anual.

Escenario de desarrollo retrasado

Tasa de crecimiento del PIB = a 2.0% (1992-2000) y 3.5% (2001-2010)

Intensidades constantes (1992-2000) y variables (2001-2010)

La demanda total crece a una tasa anual del 3.6%; la demanda de PEMEX a una tasa de 2.6%; la de CFE a una tasa de 5.1%; la del sector residencial a una tasa de 1.5 por ciento.

Dado que el sistema energético mexicano depende, principalmente, de combustibles fósiles (92%) y que los hidrocarburos son, con mucho la fuente principal, los impactos en la industria petrolera son directos.

La Figura 4 muestra la demanda de crudo en millones de barriles diarios para los diferentes escenarios. La línea horizontal representa la producción promedio diaria durante 1993. Suponiendo que no hay cambio en el nivel de producción de crudo, el país se convertiría en importador en el transcurso de la siguiente década. Los impactos resultan obvios dada la dependencia de divisas.

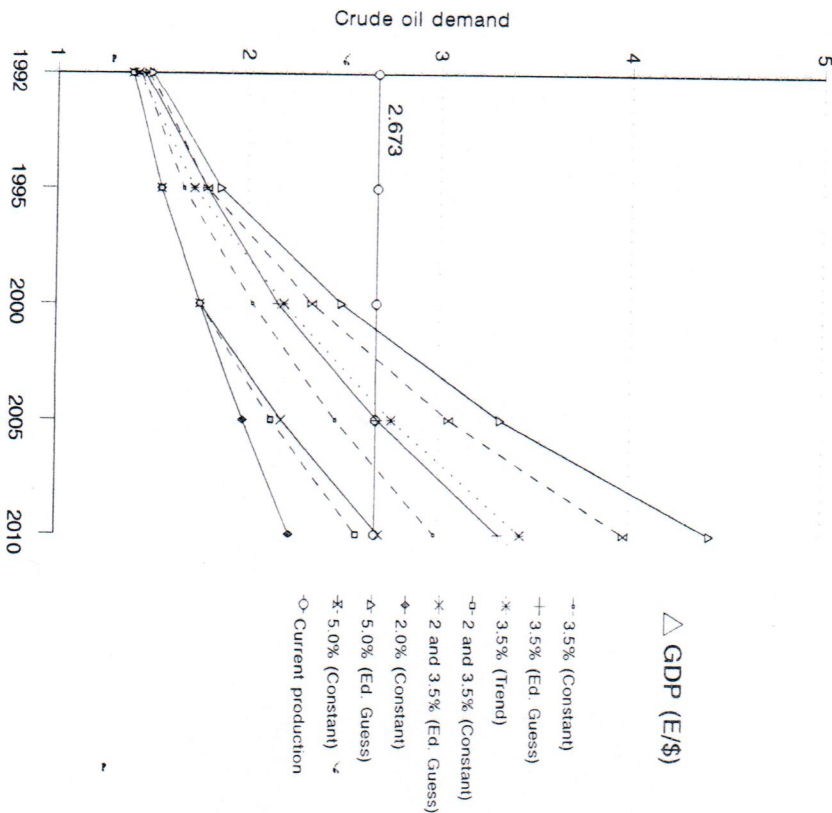
En cuanto a la capacidad instalada de energía eléctrica, la Figura 5 muestra las proyecciones de la misma para los diferentes escenarios. Se muestra la composición entre aportación térmica e hidro. Si se toma el escenario bajo, no deseable, correspondiente a un 2.0% de crecimiento anual del PIB la capacidad anual que se requeriría adicional sería de unos 13 000 MW para el año 2003.

La Tabla 4 muestra las emisiones globales, a nivel país, para los años 1990 a 1993. Puede observarse la disminución en todas las emisiones excepto en el caso del CO₂. La razón de ello estriba en la caída del consumo global de energía y en el cambio de mezcla de los combustibles en el sector transporte, mayor participación de las gasolinas, menor del diesel y combustible.

La Tabla 5 muestra la matriz de coeficientes de emisión que se emplean para el cálculo de las emisiones. Es importante notar los valores relativos del combustible y gas natural. Específicamente, se observó que los valores del gas natural para CO₂, SO_x, HC y partículas son bastante menores que los del combustible y bastante semejantes para las emisiones de CO y NO_x. De aquí que se considere al gas natural como un combustible más limpio, sin embargo, también contaminina.

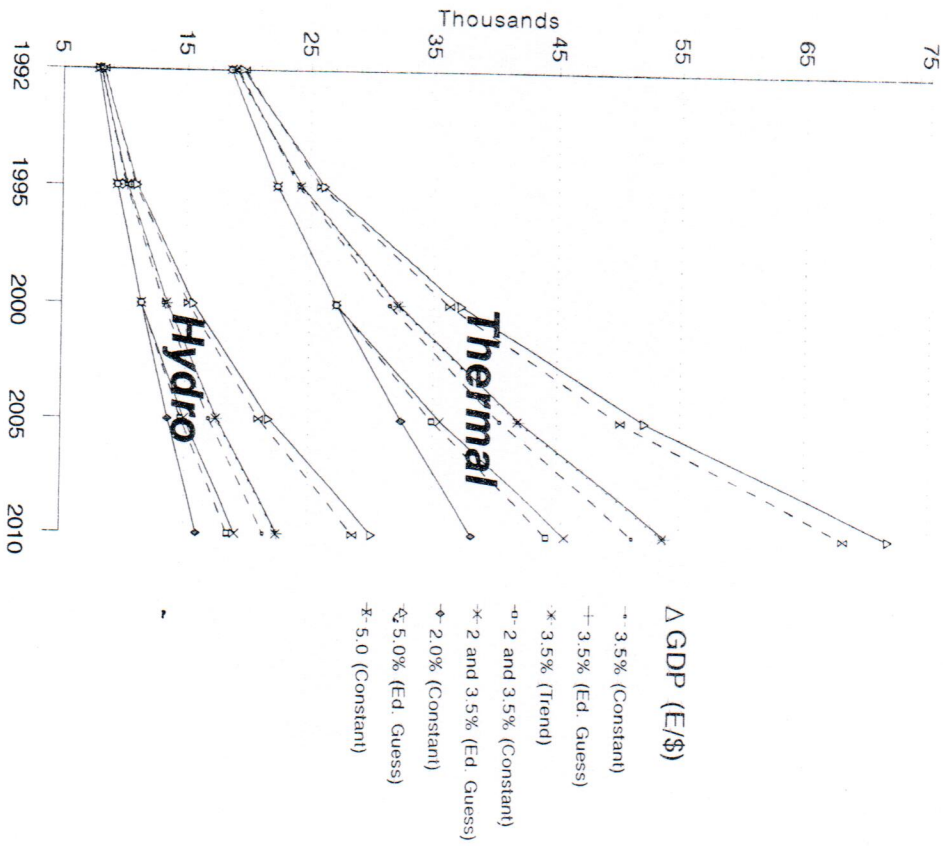
Pasando a la demanda total de energía, por regiones, se observa la importancia, desde el punto de vista del consumo energético de las correspondientes al norte del país segundas por las del centro, incluyendo el Área Metropolitana de la Ciudad de México (AMCM), y muy por debajo la Peninsular y Pacífico Sur. Considerando que el nivel energético es un reflejo del nivel económico y de desarrollo, se refleja, claramente, la disparidad entre regiones, pese a que en parte de estas dos últimas se ubican la mayor parte de las reservas y producción de hidrocarburos, así como de producción de energía eléctrica vía medios hidráulicos.

Figure 4. Mexico: Crude oil demand projections, 1992-2010
million barrels daily



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE UNAM.

Figure 5. Mexico: Electricity projections, 1992-2010 MW



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

TABLA 4

EMISIONES RELACIONADAS CON EL SISTEMA ENERGÉTICO DURANTE EL PERIODO 1990-1993

	1990	1991	1992	1993
CO ₂	84.6 x 10 ⁶ tonC	86.2 x 10 ⁶ tonC	86.5 x 10 ⁶ tonC	85.7 x 10 ⁶ tonC
CO	11725.0 x 10 ³ ton	12724.0 x 10 ³ ton	12750.0 x 10 ³ ton	12841.0 x 10 ³ ton
NO _x	1795.2 x 10 ³ ton	1896.0 x 10 ³ ton	1917.2 x 10 ³ ton	1887.0 x 10 ³ ton
SO _x	2189.5 x 10 ³ ton	2116.8 x 10 ³ ton	2074.8 x 10 ³ ton	2060.6 x 10 ³ ton
HC	273.3 x 10 ³ ton	280.9 x 10 ³ ton	280.1 x 10 ³ ton	274.5 x 10 ³ ton
Partículas	1143.2 x 10 ³ ton	1116.8 x 10 ³ ton	1099.0 x 10 ³ ton	1084.0 x 10 ³ ton

Emisiones provenientes de la biomasa (leña y bagazo de caña)

CO ₂	8.0 x 10 ⁶ tonC	8.0 x 10 ⁶ tonC	7.9 x 10 ⁶ tonC	8.1 x 10 ⁶ tonC
-----------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------

TABLA 5
FACTORES DE EMISIÓN

Source	CO ₂ (TonC/TJ)	CO (Ton/TJ)	NO _x (Ton/TJ)	SO _x (Ton/TJ)	HC (Ton/TJ)	Particulates (Ton/TJ)
Oil	20.00 ^a					
Gasoline	19.42 ^b	10.6 ^b	0.41 ^b	0.067 ^d	0.0697 ^c	0.0405 ^d
Diesel	20.13 ^b	0.625 ^b	1.25 ^b	0.672 ^e	0.147 ^e	0.440 ^e
Fuel Oil	21.30 ^b	0.0143 ^b	0.205 ^b	1.41 ^d	0.0936 ^e	0.682 ^e
Natural Gas	15.30 ^a					
Natural Gas (Boilers)	15.30 ^b	0.02 ^b	0.25 ^b	0.00876 ^f	0.00774 ^e	0.0259 ^f
Coal	25.80 ^a					
Hard Coal	25.69 ^b	0.01 ^b	0.74 ^b	0.542 ^f	0.00534 ^g	0.167 ^f
Biomass	21.20 ^a					

^a Greenhouse Gas Emissions: The Energy Dimension, OECD/IEA, 1991, p. 64.

^b Greenhouse Gas Emissions: The Energy Dimension, Tables E-1.A., E-2 and E-3, OECD/IEA, 1991, pp. 179-181.

^c Environmental Biology, Altman Philip (ed.), Bethesda: Federation of American Societies for Experimental Biology, 1966, p. 271.

^d Authors Calculation, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, 1991.

^e Magar, R., La Contaminación en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, *Dynamis*, J. Quintanilla y A. Rojas (eds.), Programa Universitario de Energía, UNAM, México, Enero-Febrero, 1991, p. 5.

^f C.F.E., private communication.

^g Environmental Effects of Electricity Generation, OECD, Paris, 1985, pp. 69-71.

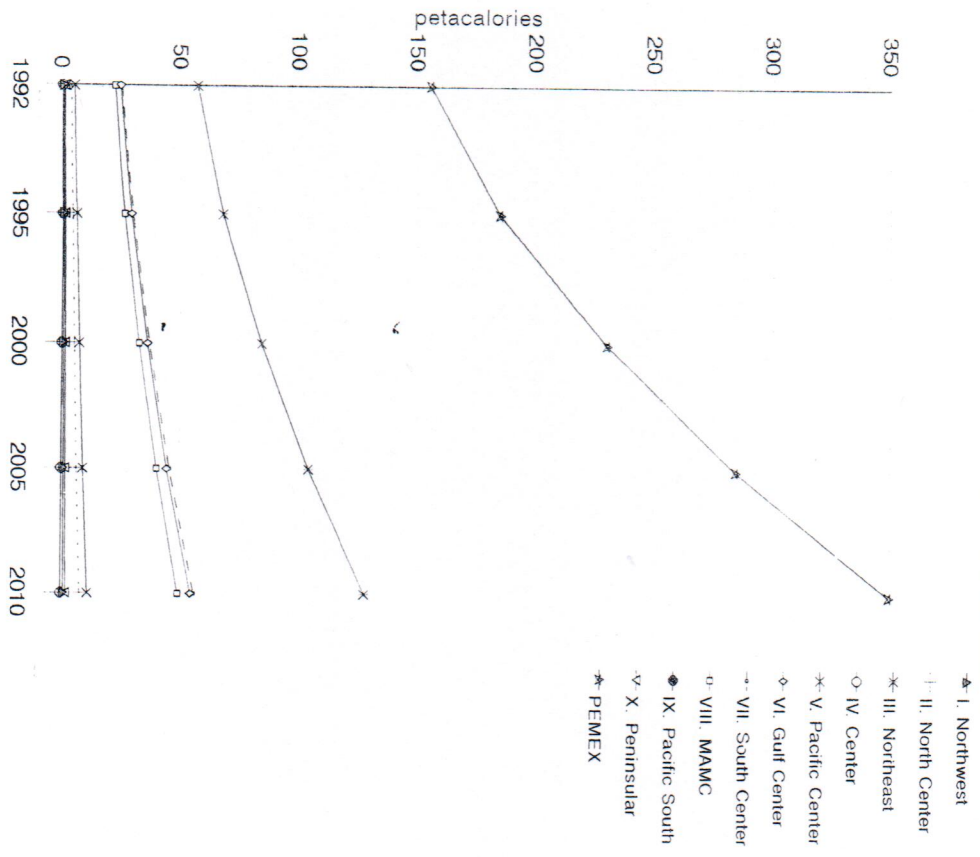
Las Figuras 6 y 7 muestran las proyecciones para gas natural y combustible para las regiones, bajo condiciones de intensidades energéticas constantes. En cuanto al gas natural se observa la importancia de PEMEX como consumidor del hidrocarburo, tanto como energético como materia prima para la petroquímica. Adicionalmente, podemos observar la reducida penetración del gas natural en las regiones I, II, IV, V, IX y X, lo anterior debido a que la red actual de gasoductos no cubre estas regiones; por lo tanto si se desea una penetración del gas natural, por razones económicas o ambientales, será necesario expandir notablemente la red nacional de ductos.

En el caso del combustible se observa la importancia de la región Centro Sur, seguida por las regiones Noroeste y Noreste, PEMEX, Centro Golfo y AMCM. En general podemos constatar la importancia del combustible en la mezcla energética del país y de ahí su problemática económica y ambiental.

Las Figuras 8 a 13 muestran las proyecciones de las emisiones de CO₂, SO_x y NO_x, debidas a las proyecciones del consumo de combustible y gas natural. Estos resultados pueden considerarse como indicativos de las regiones del país en donde la problemática ambiental puede resultar conflictiva, pero también son indicativas de las estrategias y políticas energético-ambientales para contender con la problemática mencionada.

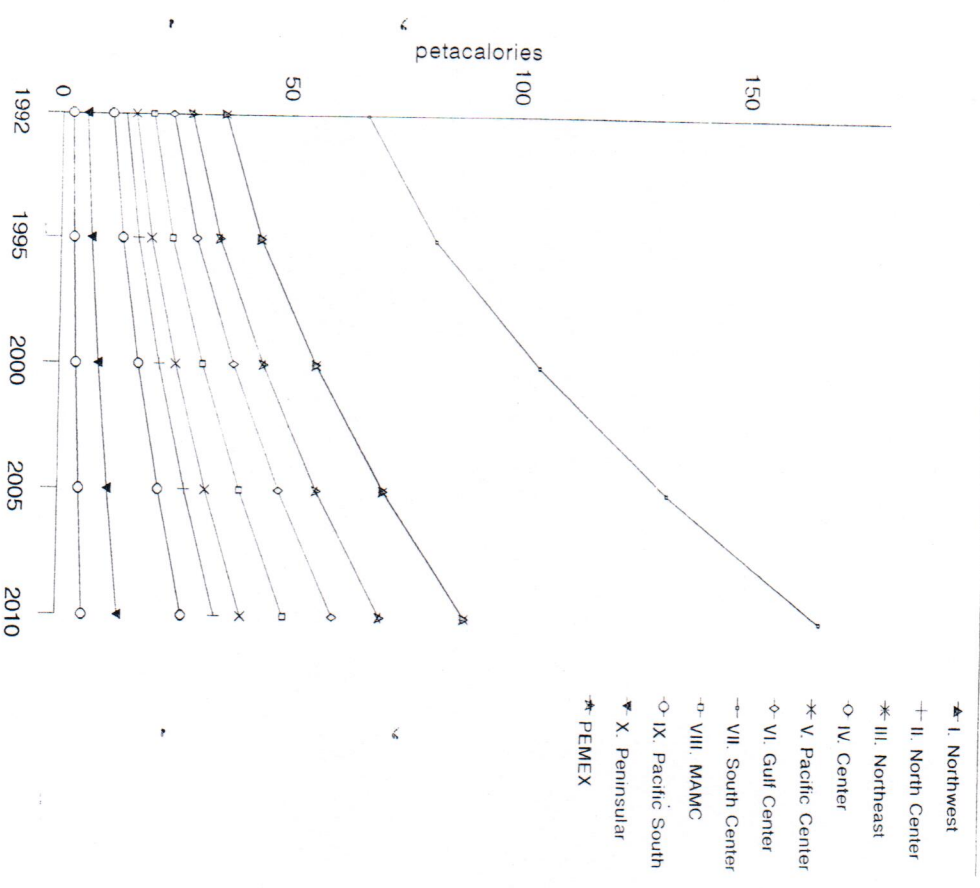
Finalmente, las tasas de crecimiento para las emisiones de CO₂, NO_x y SO_x, para los diferentes escenarios económicos a lo largo del periodo, muestran que en todos los casos se tiene un decrecimiento de ellas a lo largo del periodo.

Figura 6. Proyecciones de la demanda de gas natural por región
 GDP growth rate: 3.5% (1992-2010)
 Constant intensities



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

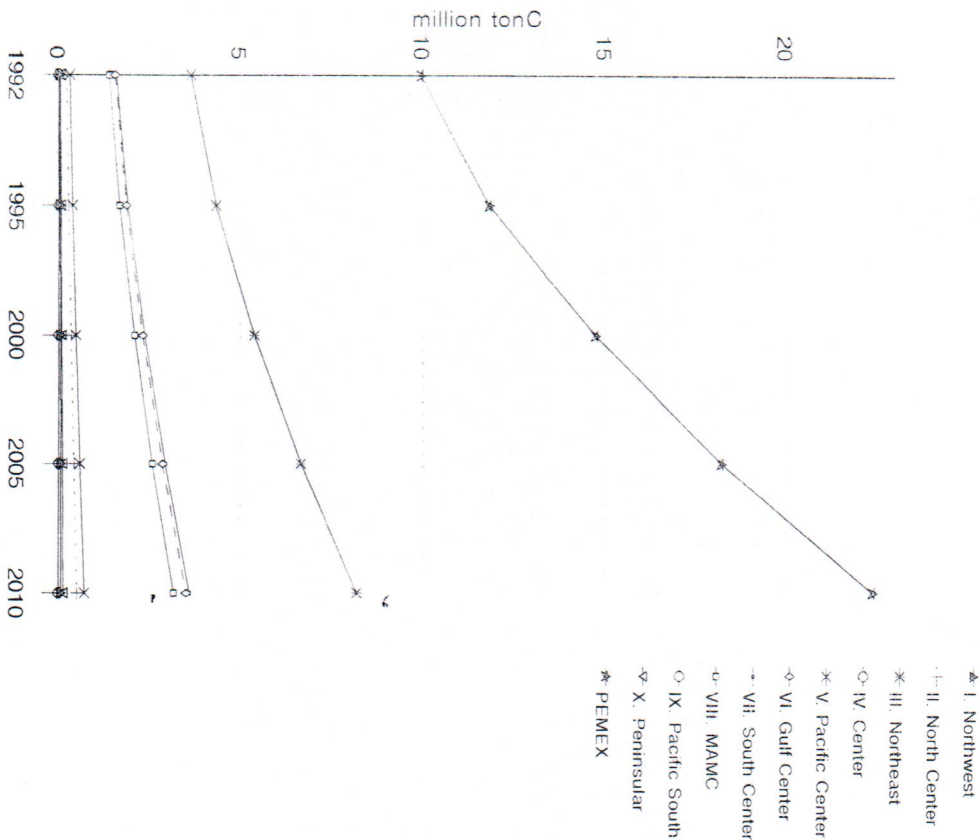
Figura 7. Proyecciones de la demanda de combustible por región
 GDP growth rate: 3.5% (1992-2010)
 Constant intensities



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 8. Emisiones de CO2 por región debidas al consumo de gas natural

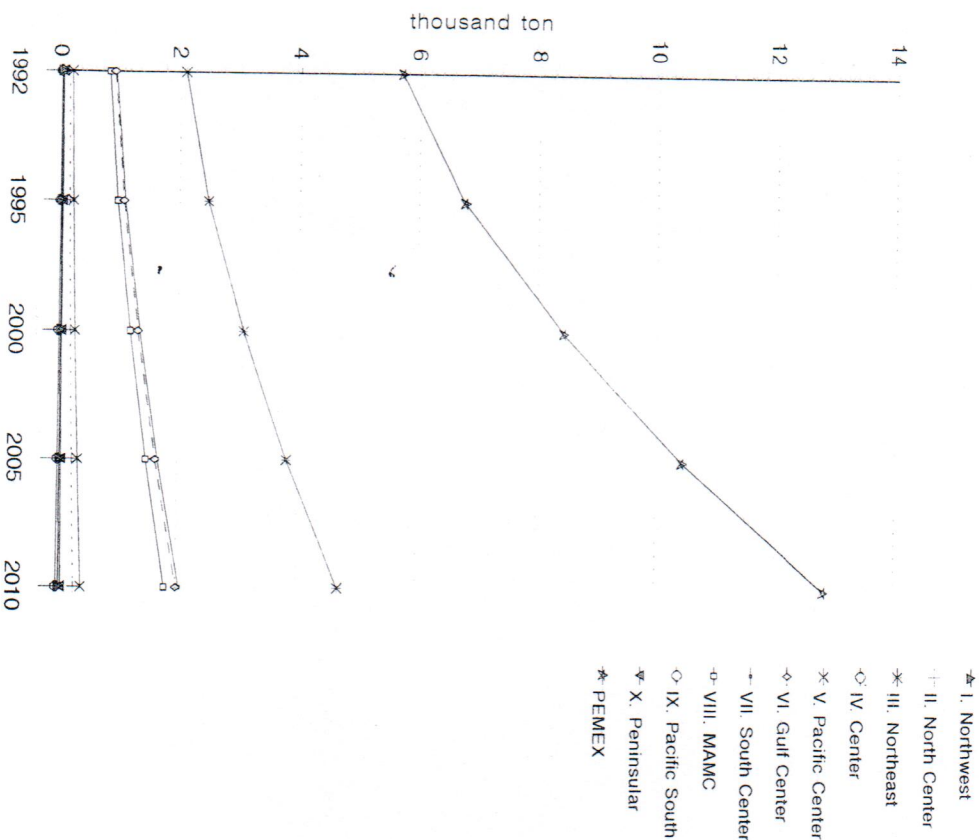
GDP growth rate: 3.5% (1992-2010)
Constant intensities



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE UNAM.

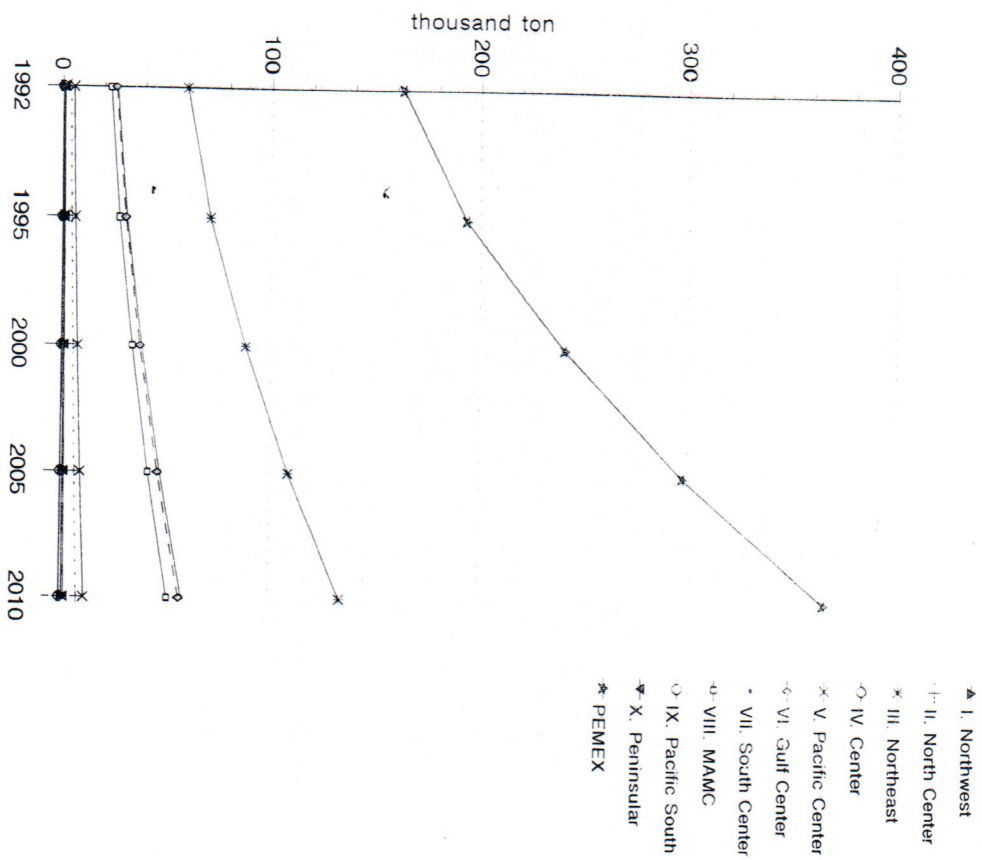
Figura 9. Emisiones de SOx por región debidas al consumo de gas natural

GDP growth rate: 3.5% (1992-2010)
Constant intensities



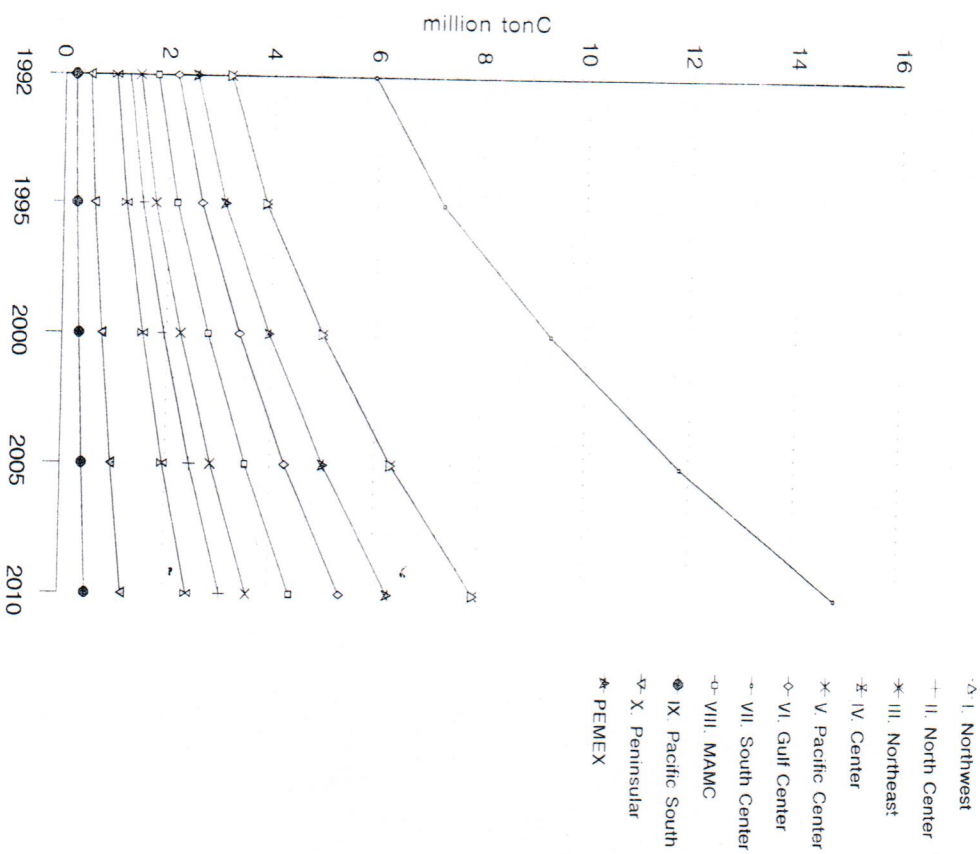
Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE UNAM.

Figura 10. Emisiones de NOx por región debidas al consumo de gas natural
 GDP growth rate: 3.5% (1992-2010)
 Constant intensities



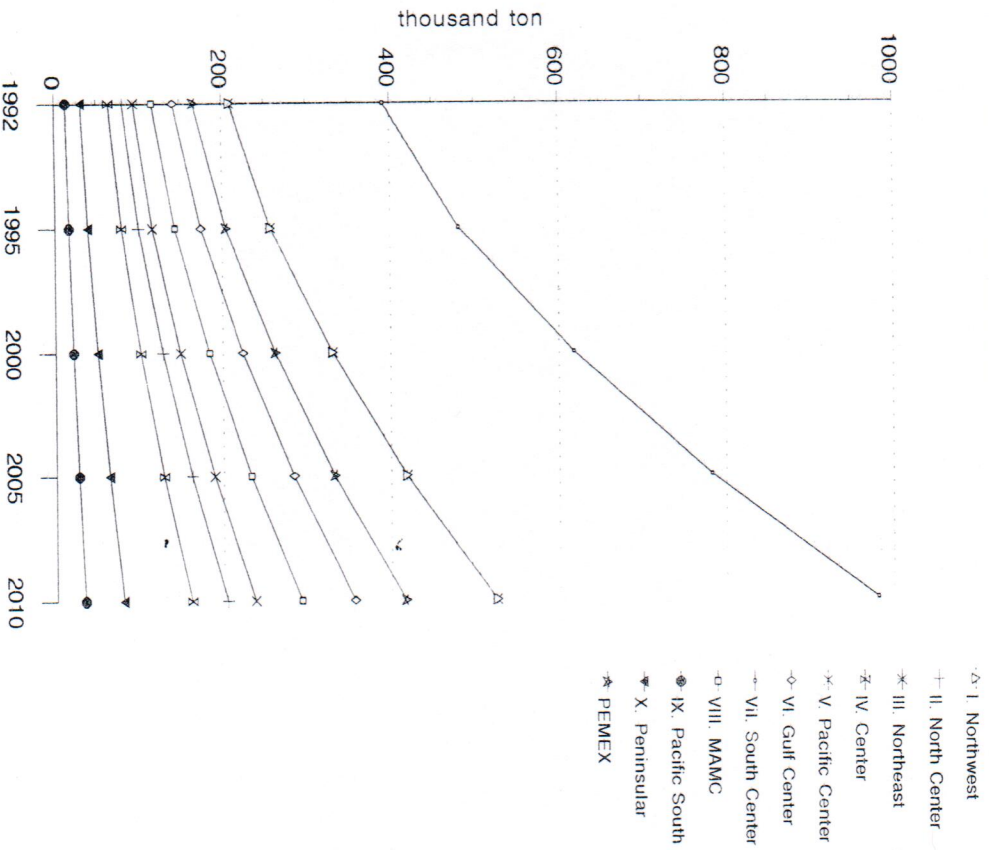
Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 11. Emisiones de CO2 por región debidas al consumo de combustible
 GDP growth rate: 3.5% (1992-2010)
 Constant intensities



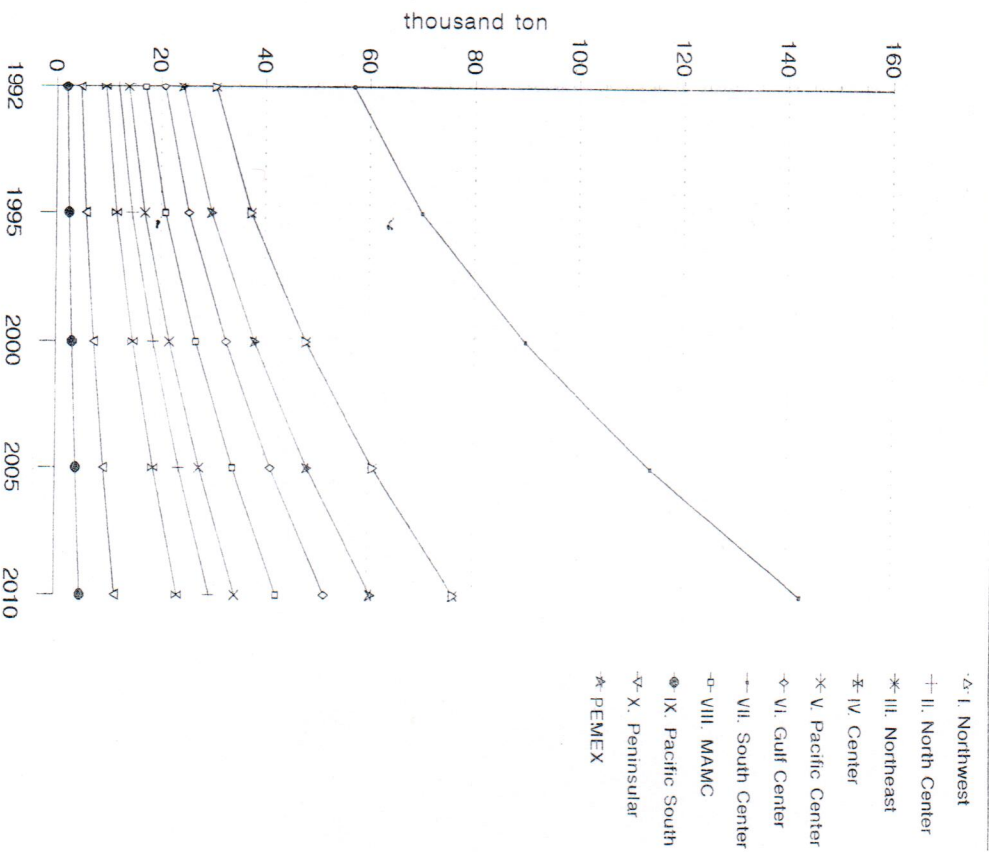
Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 12. Emisiones de SOx por región debidas al consumo de combustóleo
 GDP growth rate: 3.5% (1992-2010)
 Constant intensities



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 13. Emisiones de NOx por región debidas al consumo de combustóleo
 GDP growth rate: 3.5% (1992-2010)
 Constant intensities



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Conclusiones

La demanda de combustibles evoluciona en función de consideraciones económicas, energéticas, legales, ambientales y tecnológicas. Algunas de las consideraciones más relevantes son:

1. En lo económico, el ritmo de crecimiento de la actividad económica con énfasis en los sectores industrial y eléctrico (por ejemplo, en ellos se concentra el 96% de la demanda de combustóleo) y los precios de los energéticos ajenos.

2. La política energética, instrumentada a través de los programas de inversiones en los sectores petrolero y eléctrico, determina la capacidad de producción, eficiencia y disponibilidad de sus instalaciones y, con ello, condiciona la oferta de combustibles domésticos y buena parte de su demanda (incluyendo el autoconsumo del sector petrolero).

La política energética determinará la flexibilidad y capacidad de respuesta de PEMEX, y CFE para hacer frente a cambios en el entorno (por ejemplo, a cambios en los precios relativos y en la disponibilidad del crudo, gas natural y carbón).

3. La participación de los particulares en la generación eléctrica, recientemente legislada, incidirá negativamente sobre la demanda de combustóleo, ya que alienta un mayor uso del gas natural (por ejemplo, cogeneración).

4. Las restricciones ecológicas al uso de combustibles contaminantes, experimentadas por primera vez en los años ochenta en el Valle de México, han aumentado año con año y seguirán cada vez más, en materia energética, en distintas zonas del país.

5. La tecnología para tratar contaminantes seguirá evolucionando; se distinguen tres aspectos centrales: *antes de la combustión* (por ejemplo, hidrodesulfuradoras de petroliferos); *durante la combustión* (por ejemplo, plantas de lecho fluidizado o gasificadoras de combustóleo, carbón, coque de petróleo y otros; quemadores de bajo NO_x) y *después de la combustión* (por ejemplo, lavadoras de gases, precipitadores electrostáticos, reductores selectivos de NO_x).

Como resultado de lo anterior, continuará encareciéndose el uso de los combustibles con altos grados de contaminación.

Esto se traducirá en aumentos en la demanda de combustibles más limpios, preferentemente gas natural, pero también combustóleo y carbón de bajo azufre.

Todo ello se reflejará en cambios en la demanda de combustóleo pero, más importante aún, habrá cambios en la calidad del producto demandado y desde luego en sustitución de combustibles.

La demanda y el consumo de energía en el país continuará incrementándose a tasas superiores a las de crecimiento del PIB y de ahí la conveniencia de una gestión adecuada de la demanda, uso eficiente de la energía (las normas de eficiencia energética apuntan en este sentido, sin embargo deberá ampliarse el espectro y hacer énfasis en el sector transporte).

En cuanto a los aspectos ambientales, la *Norma emergente sobre emisiones* de abril de 1993, su aplicación provisional y posible evolución futura indican una tendencia hacia normas más estrictas.

Las características más importantes de la *Norma emergente* son:

1. La Norma establece límites a las emisiones de SO₂, NO_x y CO, partículas y opacidad. En estos aspectos, debido a que el combustóleo mexicano es alto en contenido de azufre y a que el control de las emisiones de SO₂ es el que implica mayores costos, la atención se centra en este contaminante; también establece límites distintos para cuatro categorías de usuarios actuales y dos de futuros usuarios y para tres tipos de regiones (para las definidas en la Norma).

2. Los usuarios se clasifican por su tamaño en función de la capacidad de las calderas (MJ por hora) y las regiones en Zona Metropolitana del Valle de México, zonas críticas y resto del país.

3. La Norma tiene un carácter emergente y es probable que se prolongue en la condición de emergente hasta abril de 1994 cuando, en su forma actual o con ciertos ajustes, entre en vigor de manera definitiva.

Independientemente de lo establecido en la Norma, presiones sociales de la población han dado lugar al uso de combus-

tibles alternos o mezclas de combustibles, en diversos lugares (por ejemplo, en Manzanillo, Rosarito y La Paz se tienen mezclas de combustible doméstico e importado; en Monterrey mezcla de gas natural y combustible).

Por otra parte, los convenios paralelos al Tratado de Libre Comercio en materia ambiental y las prácticas internacionales son factores adicionales que influirán en el incremento de las presiones sociales, internas y externas, para acelerar la transición hacia normas ambientales más restrictivas.

Cualquiera que sea el caso y las razones, seguramente evolucionará como una norma progresiva en los próximos años; se acercará, gradualmente, a los estándares de los países industrializados, e incorporará cada vez más zonas a la categoría de crítica o a alguna otra modalidad. Geográficamente, estas zonas comprenden:

Zonas críticas: Franja fronteriza, Valle de México, Guadalupe, Salamanca, Tula, Monterrey, Minatitlán, Cd. Madero.

Zonas con sensibilidad sociopolítica: Manzanillo, Tijuana, La Paz.

Zonas con restricción potencial: Guaymas, San Luis Potosí, Mazatlán, Península de Yucatán, etcétera.

Capacidad instalada en zonas críticas

A mediados de 1993 el sector eléctrico contaba con 45 unidades y 6 003 MW efectivos, localizados en zonas críticas. En principio la instalación de lavadoras de gases permitiría aumentar el uso de combustible de alto azufre o, ante una Norma severa, disminuir su uso en menor proporción.

Por su ubicación, la capacidad instalada en zonas críticas sería la de mayor interés para instalar estos equipos. Sin embargo, la rentabilidad de estas inversiones es altamente sensible al tamaño de las unidades (por la economía de escala), a su vida remanente y a su régimen de operación, el cual también es función de la vida remanente.

El análisis de las plantas instaladas en zonas críticas, de acuerdo con su capacidad y vida remanente, muestra que sólo

hay dos unidades de 160 MW con 25 años o más de vida remanente (Rosarito II, 1 y 2). Las unidades de 300 a 350 MW más recientes son Río Bravo U3 y Tula U5, emplazadas en 1982; si ahora se decidiera la instalación de lavadoras de gases en estas plantas, se tendrían en operación a la mitad de su vida económica. Adicionalmente, muchas de estas centrales no cuentan con el espacio físico para dar cabida a equipos accesorios.

Las nuevas centrales: Tuxpan, Petacalcoy, si se construyen Altamira II y Libertad II, constituyen los prospectos más interesantes para la eventual instalación de equipos lavadores de gases. Podría inducirse este tipo de inversión en el sector eléctrico, pero dependerá del suministro de largo plazo de combustible de alto azufre, de los rendimientos por barril de crudo en gasolinas, combustible y otros petrolíferos, del mercado interno y externo del combustible, y de condiciones atractivas de precios.

Por ello, para inducir eficiencia y una reducción más acelerada de las emisiones, casi todos los países estipulan normas más severas para instalaciones nuevas que para las existentes.

Bibliografía

- Quintanilla, J. y M. Bauer, *Emissions of the Energy Chains in the Mexican Energy System*, Primer Taller de Estudio de País, México Ante el Cambio Climático, organizado por: INE, U.S. Country Studies Program y UNAM, Cuernavaca, Morelos, México, 1994, pp. 69-92.
- Quintanilla, J. y M. Bauer, *Projection of the Global, Regional and Sectorial Energy Demand and Emissions for Mexico*, 16th Congress of the World Energy Council, 4.3.13, Tokyo, Japan, 1995.