

Política energética



Agenda para el desarrollo

Volumen 8

Agenda para el desarrollo

Globalización y bloques económicos: mitos y realidades

Volumen 1

Desarrollo económico: estrategias exitosas

Volumen 2

México en el mundo: inserción eficiente

Volumen 3

Macroeconomía del crecimiento sostenido

Volumen 4

Finanzas públicas para el desarrollo

Volumen 5

Financiamiento del crecimiento económico

Volumen 6

Política industrial manufacturera

Volumen 7

Política energética

Volumen 8

Desarrollo agropecuario, forestal y pesquero

Volumen 9

Educación, ciencia, tecnología y competitividad

Volumen 10

Empleo, ingreso y bienestar

Volumen 11

Derechos y políticas sociales

Volumen 12

Políticas de desarrollo regional

Volumen 13

Sustentabilidad y desarrollo ambiental

Volumen 14

Democracia y gobernabilidad

Volumen 15

Política energética

José Luis Calva

Coordinador

Germán Alarco Tosoni, Juan José Ambriz García, Sarahí Ángeles Cornejo, José Luis Apodaca, Leticia Armenta Fraire, Fabio Barbosa Cano, Mariano Bauer, Gerardo Bazán, Roberto Best y Brown, Juan José Dávalos López, Rubén Dorantes, Claudio Estrada Gasca, Sergio Galina Hidalgo, Guillermo Guajardo, Nora Lina Montes, Pablo Mulás del Pozo, Edgar Peña Guevara, Alberto Prieto Morales, Víctor Rodríguez Padilla, Antonio Rojas Nieto, Hernando Romero Paredes Rubio, Daniel Romo Rico, Isabelle Rousseau, Ángel de la Vega Navarro, Jacinto Viqueira Landa

Textos



MÉXICO



2007

Esta investigación, arbitrada por pares académicos,
se privilegia con el aval de la institución coeditora.

La H. CÁMARA DE DIPUTADOS, LX LEGISLATURA,
participa en la coedición de esta obra al incorporarla
a su serie CONOCER PARA DECIDIR

Primera edición, marzo de 2007

© 2007

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
Ciudad Universitaria, 04510, México, D.F.
DIRECCIÓN GENERAL DE PUBLICACIONES Y FOMENTO EDITORIAL

Diseño: Miguel Marín

Formación: Carlos Fernández M.

Apoyo: Arely Torres

Cuidado de edición: Patricia Parada y Patricia Zama

ISBN: 970-32-3532-8 (Obra completa)

ISBN: 970-32-3540-9 (Volumen 8)

© 2007

MIGUEL ÁNGEL PORRÚA, librero-editor
Diseño de forros, impresión y terminado

Queda prohibida la reproducción parcial o total, directa o indirecta del contenido
de la presente obra, sin contar previamente con la autorización por escrito de
los editores en términos de la Ley Federal del Derecho de Autor y, en su caso,
de los tratados internacionales aplicables.

IMPRESO EN MÉXICO



PRINTED IN MEXICO

www.maporrúa.com.mx

Amargura 4, San Ángel, Álvaro Obregón, 01000, México, D.F.



Presentación

Una de las funciones primordiales de la Universidad Nacional Autónoma de México es contribuir a la solución de los problemas nacionales mediante el análisis de la compleja realidad en que se desenvuelve nuestro país, y la aportación de propuestas razonadas y viables que impulsen la participación de todos los sectores de la sociedad.

La tradición universitaria de "pensar la nación" adquiere en el inicio del siglo XXI una trascendencia fundamental, ya que la situación económica, política y social de México demanda el esfuerzo conjunto tanto del Estado como de la sociedad para definir con claridad el rumbo que deberá tomar el país en los próximos años, con el fin de avanzar en la construcción de una realidad más justa y equitativa para los mexicanos.

Siguiendo ese hábito de reflexión profunda e inteligente, la UNAM convocó a más de doscientos destacados investigadores de las principales instituciones académicas del país, tanto públicas como privadas, a participar en el seminario "Agenda del Desarrollo 2006-2020", con el objetivo de realizar un análisis integral de los grandes problemas económicos, sociales y ambientales de México, y proponer soluciones creativas y factibles para establecer políticas públicas que respondan a la compleja realidad actual de nuestro país.

Los trabajos presentados se dividieron en quince seminarios modulares donde participaron académicos provenientes de instituciones tales como el Instituto Politécnico Nacional, la Universidad Autónoma Metropolitana, la Universidad de Guadalajara, la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, así como de las universidades autónomas de Chihuahua, Nuevo León y Zacatecas; el Centro de Investigaciones y Estudios Superiores en Antropología Social, el Instituto Nacional de Antropología e Historia, El Colegio de la Frontera Norte, el Instituto de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias, y también de la Universidad Iberoamericana, el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, y el Centro de Investigación y Docencia Económicas, entre otras.

En estas sesiones, los investigadores expusieron y discutieron sus diagnósticos y propuestas con libertad, independencia y rigor intelectual. Posteriormente, esas ideas fueron estructuradas en conferencias magistrales como parte del Seminario General realizado en el Palacio de Minería, del 22 de mayo al 2 de junio de 2006.

Con la publicación de los trabajos finales en una serie de libros se pretende llevar a un público más amplio los frutos de este ejercicio de reflexión abierta y plural, confiando en que contribuyan al debate nacional sobre el presente y el futuro del país.

La serie está integrada por quince libros agrupados temáticamente. Dada la riqueza de cada una de las propuestas, sólo me refiero a algunos aspectos generales, sobre los que es importante llamar la atención del lector, precisamente, a manera de presentación.

Los tres primeros tomos abordan el análisis económico y político internacional que define el margen de maniobra de nuestro país, para instrumentar una estrategia de desarrollo factible y eficaz. Una inquietud recorrió los trabajos del seminario en este tema: la necesidad de emprender una estrategia alterna, propia, adecuada a las características y necesidades de la realidad mexicana. Resulta claro que México debe cambiar su actitud ante el proceso de globalización, dejar atrás la pasividad ante los fenómenos de la mundialización y adoptar una estrategia más eficiente de inserción en los procesos globales.

La diversidad de las estrategias de desarrollo y de inserción a los procesos globales no está cancelada para ningún país que se lo proponga. Así lo demuestra el caso de China, por citar un ejemplo por demás exitoso. La estrategia de México debería incluir, entre otros muchos aspectos, el impulso al mercado interno, la integración de cadenas productivas a la exportación, el apoyo riguroso a la formación de recursos humanos, la ciencia y la tecnología; la defensa de nuestros recursos naturales, y la diversificación del comercio exterior, sobre todo con Latinoamérica y Asia.

Los siguientes tres libros se ocupan de los problemas macroeconómicos, las finanzas públicas, y los sistemas de ahorro y financiamiento del desarrollo. Se comprueba con evidencias empíricas que una liberalización económica no necesariamente se traduce en mejores niveles de bienestar para la población. Por ello se proponen nuevos caminos de acción para promover el crecimiento sostenido del producto nacional y el empleo, mediante la adopción de una visión integral de la estabilidad macroeconómica que, sin descuidar las variables financieras, comprenda también la estabilidad de los aspectos reales de la economía, que son los que más afectan y preocupan a la mayoría de la población.

Resulta importante destacar las propuestas de los especialistas para incrementar significativamente los ingresos tributarios de Estado, de manera que disponga de mayores recursos para cumplir eficazmente con sus responsabilidades. Se plantea ampliar la base de contribuyentes y de ingresos sujetos a tributación, mediante el gravamen al capital, ganancias y dividendos, y no al trabajo ni al consumo; el combate decidido a la evasión fiscal, la eliminación de exenciones distorsionantes, y la modernización y simplificación del sistema tributario. Con ello, dicen los autores, sería posible incrementar la recaudación fiscal en más de 10 por ciento del PIB, recursos que podrían ser utilizados para impulsar el desarrollo económico y elevar las condiciones de vida de la población más desprotegida.

Los tres volúmenes siguientes incluyen el análisis y el desarrollo de una estrategia industrial eficaz para los sectores manufacturero, energético, agropecuario, forestal y pesquero. Con el fin de elevar considerablemente el ahorro interno y la inversión, se sugiere desplegar una política industrial con instrumentos sectoriales de fomento, con base en las diferencias regionales, tecnológicas, financieras y sociales de cada conjunto de empresas, sobre todo las medianas y pequeñas, que son

las que enfrentan los mayores retos a la hora de competir y son a su vez, las que sostienen la planta laboral del país.

Se establece con claridad y firmeza que las industrias petrolera y eléctrica deben seguir siendo responsabilidad del Estado, pero se debe impulsar su crecimiento y modernización a través de la reestructura de la carga fiscal a la que están sometidas en la actualidad; el establecimiento de un nuevo esquema tarifario, y el impulso a la utilización de tecnologías propias y formas alternativas y renovables de energía, todo ello en el marco de un plan nacional energético con visión de largo plazo.

El campo ocupó un lugar especial en la discusión. Los especialistas coinciden en señalar que sin la solución a los problemas del campo la viabilidad del país está comprometida. Para impulsar el dinamismo del sector rural y agrícola, es necesario desarrollar múltiples acciones de fomento a los pequeños productores, diversificación de cultivos, redefinición de precios, apertura de créditos y compromisos de inversión pública.

El décimo volumen se refiere a la educación y la capacitación que se requiere para hacer frente a los retos que plantea un entorno cambiante y cada vez más competitivo. Para ello no sólo es necesario reforzar el sistema educativo en todos sus niveles sino invertir decididamente en investigación científica e innovación tecnológica, ya que la productividad y la riqueza de las naciones están determinadas por la investigación, el desarrollo e innovación tecnológicos, así como la capacitación permanente de sus ciudadanos.

Aquí cabe destacar un señalamiento fundamental: la eficiencia competitiva no es cuestión sólo de buena voluntad, hay que pasar a una posición realista donde el Estado asuma y cumpla eficazmente sus responsabilidades en el desarrollo económico y social de México.

Los dos siguientes volúmenes abordan los aspectos sociales de la política económica: el empleo, la migración internacional, la distribución del ingreso, la salud, la seguridad social, la nutrición, la vivienda, la diversidad étnica y de género. Se proponen políticas que contemplen el empleo y el bienestar como objetivos intrínsecos, y aquellos que son indispensables para el desarrollo humano integral, que no se agotan en acciones asistencialistas de combate a la pobreza. La equidad y la erradicación de la pobreza deben ser concebidas como parte integral del funcionamiento de la economía, y no como un simple rezago susceptible de superarse a través de mecanismos bien intencionados de compensación social.

Una propuesta interesante consiste en aplicar una visión integral y moderna de los derechos humanos que incluya no sólo los derechos civiles, sino también los económicos, sociales, ambientales y culturales, conformándose un nuevo "derecho a un nivel mínimo de bienestar", capaz de satisfacer necesidades de alimentación, vestido, vivienda, salud y esparcimiento.

En el volumen trece se pone énfasis en la necesidad de establecer una estrategia de desarrollo regional que se desenvuelva en dos vertientes: una geoestrategia nacional de largo plazo, mediante la cual México aproveche mejor las oportunidades del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, y otra geoestrategia interna, que incluya la planeación territorial, la integración regional de las

políticas públicas y la descentralización de recursos, como palancas de un desarrollo más equitativo e incluyente en las diversas regiones que conforman el país.

En el siguiente volumen se definen los caminos y los instrumentos de política pública que permitirían lograr un desarrollo sustentable mediante el uso racional de los recursos naturales, el respeto a la biodiversidad, el combate a la contaminación y la prevención de desastres. Se plantea la necesidad de encontrar un sano equilibrio entre la mano invisible del mercado y el papel regulador y normativo del Estado.

El último volumen se refiere a los asuntos de la democracia: la representación ciudadana, el federalismo, la autonomía municipal, la participación ciudadana y la gobernabilidad incluyente, entre otros. La introducción de estos temas en un seminario eminentemente económico, asume que la verdadera democracia supone la participación de los ciudadanos en la toma de decisiones, entre ellas las económicas, y que son éstas las que afectan en mayor medida la vida cotidiana de las personas. Las instituciones públicas, pero sobre todo aquéllas encargadas de definir y aplicar las políticas económicas deben servir a los intereses superiores de la nación. En la participación ciudadana cobra verdadero sentido la interacción entre las decisiones económicas y las decisiones democráticas.

Democrático y plural también ha sido el ejercicio de análisis y discusión que animó el trabajo de estos destacados académicos, cuyas opiniones críticas e independientes —sustentadas en largas y prestigiosas trayectorias de investigación y docencia— sirvieron para dar cuerpo a esta obra, que resulta fundamental para entender la compleja situación por la que atraviesa nuestro país y conocer los caminos por los que podemos transitar como nación, acaso con menos sobresaltos.

La Universidad Nacional Autónoma de México reconoce el trabajo de los participantes en el seminario, así como el de las instituciones de las cuales forman parte. Su esfuerzo y su talento refrendan el genuino espíritu universitario: la objetividad y el rigor desde donde deseamos contribuir al desarrollo de la nación mexicana mediante el análisis y la discusión informada.

"Por mi raza hablará el espíritu"

JUAN RAMÓN DE LA FUENTE
*Rector de la Universidad
Nacional Autónoma de México*



Contenido

Prólogo

José Luis Calva 11

Primera sección: Renovación institucional para el desarrollo del sector energético

La reforma energética: ¿cambiar estructuras industriales
o mejorar los arreglos institucionales?

Víctor Rodríguez Padilla 17

Renovación institucional en el sector de los hidrocarburos

Isabelle Rousseau 30

Segunda sección: Financiamiento de las inversiones energéticas

Financiamiento del sector energético en México.

Alternativas a la situación actual de despilfarro

Nora Lina Montes 53

Impacto de la política gubernamental sobre la situación
financiera de Petróleos Mexicanos

Daniel Romo y Sergio Galina Hidalgo 70

Tercera sección: Renta energética, precios y tarifas de bienes y servicios energéticos

Los precios de los energéticos en México y su impacto macroeconómico

Germán Alarco Tosoni 85

El precio y la renta económica del gas natural

Víctor Rodríguez Padilla y Antonio Rojas Nieto 107

Cuarta sección: Investigación y desarrollo tecnológico de la industria energética

Investigación y desarrollo tecnológico de la industria energética

Pablo Mulás del Pozo 129

Lecciones sobre cambio tecnológico e institucional en la
investigación y desarrollo del petróleo en México

Guillermo Guajardo S. 138

Quinta sección: Industria petrolera del gas

Pemex: la disputa por acelerar la explotación de las aguas profundas del golfo de México y los "segundos mantos" de campos en tierra <i>Fabio Barbosa Cano</i> _____	159
Las reservas de petróleo de México: su valor para la nación <i>Juan José Dávalos López</i> _____	177
El futuro de la refinación en México <i>Gerardo Bazán Navarrete y Edgar Peña Guevara</i> _____	192
Producción y suministro de gas natural en México <i>Sarahí Ángeles Cornejo</i> _____	216
La industria petroquímica en la economía nacional <i>Leticia Armenta Fraire</i> _____	238

Sexta sección: Industria energética: generación y suministro

Generación y suministro de electricidad <i>José Luis Apodaca Villarreal</i> _____	257
Qué le toca a quién, cuándo y cómo. Una propuesta de reestructuración de la industria eléctrica en México <i>Alberto Prieto Morales</i> _____	278
Problemas asociados a la desregulación de los sistemas eléctricos <i>Jacinto Viqueira Landa</i> _____	295

Séptima sección: Las fuentes alternas de energía

Las fuentes renovables de energía en México: obstáculos y perspectivas <i>Roberto Best y Brown, Rubén Dorantes Rodríguez y Claudio Estrada Gasca</i> _____	301
Las fuentes renovables de energía en el futuro energético en México <i>Juan José Ambríz García y Hernando Romero Paredes Rubio</i> _____	320

Octava sección: Transición energética

Transición energética <i>Mariano Bauer</i> _____	335
La transición energética y México como exportador de petróleo. Nuevas dimensiones del análisis y de las políticas energéticas <i>Ángel de la Vega Navarro</i> _____	345



Prólogo

La industria energética es eslabón esencial de las cadenas productivas y un importante motor del desarrollo económico de México. No obstante, las políticas contraccionistas y de adelgazamiento del Estado, características de la estrategia económica aplicada en México durante el último cuarto de siglo, han afectado adversamente su expansión y modernización, al reducir drásticamente sus fondos de inversión. En particular, la industria petrolera ha sido sometida a una exacción desmedida por el fisco: mientras en el trienio 1980-1982 los ingresos petroleros del gobierno federal (IPGF) representaron el 49.6% del valor global de las ventas petroleras, habiendo retenido Pemex el 50.4% de los ingresos petroleros; durante el trienio 2003-2005, los IPGF representaron el 76.2% del valor bruto de las ventas petroleras, quedando en manos de Pemex sólo el 23.8% de dichos ingresos.

De esta manera, se han cercenado sistemáticamente, durante las últimas décadas, las perspectivas de expansión de la capacidad instalada y de modernización tecnológica de la industria petrolera: mientras las exacciones de Pemex por el gobierno federal aumentaron de 218.9 miles de millones de pesos por año en el trienio 1980-1982, a \$648.8 miles de millones por año en el período 2003-2005 (a precios de 1980 en ambos casos); el gasto programable ejercido por Pemex disminuyó de \$255 miles de millones anuales en 1980-1982, a sólo \$147.4 miles de millones anuales en 2002-2004 (último dato disponible). Correlativamente, la inversión física de Pemex —que había saltado de \$38 194 millones por año en 1974-1976 a \$149,649 anuales en 1980-1982— se redujo a \$43 941 millones anuales en 2002-2004.

La contracción de la inversión física ha afectado negativamente las áreas básicas de Pemex. A causa de las menores inversiones en exploración, las reservas nacionales probadas de petróleo, que habían saltado de 3 087 millones de barriles en 1974, a 25 615 millones en 1978 y a 48,084 en 1982, declinaron a 12 882 millones en 2004. Así mismo, se redujo el ritmo de crecimiento de la planta industrial petrolera: la capacidad instalada de refinación, que se había incrementado 138% en el período 1973-1982, apenas se incrementó 21.3% en el período 1983-2005; y la capacidad instalada de la industria petroquímica, que había aumentado 396% en el primer período, sólo aumentó 74% durante el lapso 1983-2005.

El efecto agregado ha sido el estancamiento casi completo de la producción petrolera: la producción de crudo, que había aumentado 523.1% entre 1973 y 1982, apenas creció 23.4% entre 1983 y 2005; la producción de petrolíferos que había crecido 133.5% entre 1973 y 1982, sólo aumentó 25.9% entre 1983

y 2005, provocando el incremento dramático de las importaciones petrolíferas, que pasaron de 363.3 millones de dólares anuales en el trienio 1980-1982, a 4 691.2 millones de dólares por año en 2003-2005 (las importaciones de gasolinas representaron en este trienio el 19.3% del consumo nacional).

Con respecto al gas, las reservas probadas que habían saltado de 2 237 millones de barriles equivalentes de crudo en 1974, a 15 010 millones en 1982, se redujeron a 9 354 millones en 2005; y la producción de gas, que había pasado de 1 705 millones de pies cúbicos diarios en 1974, a 3 548 millones en 1982, apenas alcanzó los 4 818 millones de pies cúbicos diarios en 2005, lo cual representó un fuerte rezago frente al consumo interno, que ha sido cubierto con crecientes importaciones, las cuales representaron el 19.5% del consumo nacional en el trienio 2003-2005.

La industria eléctrica se ha visto también afectada por las políticas contraccionistas y de adelgazamiento del Estado. La inversión pública en electricidad decreció de \$58 779 millones en 1982 (a precios de 1980) a sólo \$25 590 millones en 2005, cifra ésta inferior a la inversión realizada en 1974, cuando alcanzó los \$30 524 millones. Como resultado, la capacidad instalada de generación pública de electricidad, que había aumentado 225% entre 1970 y 1982 (en 13 años), sólo aumentó 156.4% entre 1983 y 2005 (es decir, en 23 años, incluso con la puesta en operación de la planta nucleoelectrónica cuya inversión se realizó básicamente en los primeros años ochenta). En consecuencia, la energía eléctrica generada por el sector público, que entre 1970 y 1982 había aumentado a una tasa media del 8.6% anual, apenas se incrementó a una tasa media del 4.9% anual entre 1983 y 2005.

Los inferiores resultados productivos del modelo neoliberal han ocurrido no obstante que desde 1997 se han realizado inversiones energéticas bajo la figura de Pidiregas (Proyectos de Inversión Diferidos en el Registro del Gasto), los cuales constituyen una especie de arrendamiento financiero. Las inversiones son realizadas por empresas privadas, generalmente extranjeras, bajo contratos de suministro con las paraestatales, que obligan a éstas a amortizar las inversiones en un plazo fijo, por lo general de 20 años (por esta razón los Pidiregas son considerados como una especie de deuda pública). En 2004, los Pidiregas petroleros fueron 155.9% mayores que la inversión presupuestal directa realizada por Pemex; y los Pidiregas eléctricos fueron apenas 14% menores que la inversión directa realizada por la CFE.

Pero el modelo neoliberal no sólo ha afectado el desarrollo del sector energético, al recortar sus posibilidades de expansión y modernización. También ha afectado su contribución al desarrollo económico nacional. En contraste con el modelo económico de la Revolución mexicana, precedente al neoliberal, que se ocupó de proveer energéticos a bajos precios al sector privado, a fin de favorecer el desarrollo económico y la competitividad de la planta productiva; el modelo neoliberal ha utilizado los energéticos principalmente como instrumento de recaudación fiscal, elevando los derechos e impuestos indirectos sobre hidrocarburo. Además, la recurrente sobrevaluación del peso mexicano (resultante de la persistente estrategia macroeconómica que utiliza el tipo de cambio como ancla antiinflacionaria), ha contribuido también a elevar los precios de los energéticos, con harta frecuencia por encima de los estadounidenses, afectando la competitividad de nuestra planta productiva industrial. Para colmo, las inversiones realizadas bajo el esquema de Pidiregas han desplazado a las

empresas mexicanas de ingeniería y fabricación de bienes de capital, que se encuentran en desventaja frente a las condiciones de financiamiento ofrecidas por sus competidores extranjeros.

Por eso, el pasaje a una estrategia eficiente de desarrollo presupone la reformulación a fondo de la política energética. Siendo una piedra angular del desarrollo futuro de México, la expansión y modernización del sector energético debe impulsarse con criterios e instrumentos modernos de política industrial. El desarrollo de capacidades tecnológicas y las externalidades espontáneas e inducidas que generan los complejos energéticos deben ser revitalizados. En la industria petrolera es necesario retomar el objetivo, hoy abandonado, de generar tecnologías propias, cuya viabilidad está comprobada por experiencias de otros países en desarrollo (v. gr. Petrobras en Brasil, como un líder tecnológico mundial en perforación profunda). Sin embargo, para que la industria petrolera pueda realizar sus inversiones en ciencia y tecnología, así como en modernización y ampliación de su capacidad instalada, es necesaria una reestructuración fiscal que permita a Pemex retener una proporción de sus ingresos suficiente para realizar sus inversiones con la celeridad requerida. Además, para el mejoramiento de su operación es necesaria una reforma institucional que otorgue a Pemex autonomía financiera y de gestión.

El Estado —por mandato constitucional— debe seguir siendo responsable de la industria eléctrica. Como propiedad pública, es posible la expansión y modernización de esta industria con horizonte de planeación estratégica de largo plazo. Su privatización no necesariamente mejoraría el servicio ni reduciría las tarifas eléctricas: podría ocurrir exactamente lo contrario, como lo muestran diversas experiencias internacionales. Para revertir los problemas actuales de la industria, es necesario pasar a un esquema tarifario que permita a las empresas públicas eléctricas su ampliación y modernización, bajo condiciones de autonomía financiera y de gestión.

Finalmente, es necesario formular un plan nacional energético con visión de largo plazo, orientado a la racionalidad energética y, por tanto, que incluya mayor uso de *fuentes renovables*, especialmente de las energías eólica, geotérmica y solar.

José Luis Calva



Primera sección
Renovación institucional para el
desarrollo del sector energético



La reforma energética: ¿cambiar estructuras industriales o mejorar los arreglos institucionales?

*Víctor Rodríguez Padilla**

A lo largo de los últimos cinco años se ha planteado que son necesarias las reformas estructurales: fiscal, laboral y energética. Hay consenso. La divergencia comienza cuando se trata de definir el contenido de cada una. Para la actual administración la reforma energética consiste en permitir inversión privada complementaria en petróleo, gas y electricidad sin privatizar. En lenguaje económico significa cambiar las modalidades de organización, regulación y propiedad de las industrias de la energía, para que en adelante se desarrollen sobre la base de mecanismos de mercado y empresas guiadas por la lógica de la rentabilidad. Sin embargo, una solución de tipo estructural es desmesurada.

El objetivo de este trabajo es evidenciar que los problemas más importantes del sector son de origen institucional, por lo que se deben resolver en ese plano. La arquitectura de mercado que deriva de los preceptos constitucionales ha probado que es capaz –cuando se toman decisiones adecuadas– de garantizar la seguridad energética, mejorar el bienestar social y cuidar el ambiente, por lo que resulta pertinente esbozar un conjunto de acciones para mejorar su funcionamiento. Sería un arreglo más efectivo e implicaría menores costos, riesgo e inequidad, que desregular, liberalizar y transferir derechos de propiedad, solución adoptada por algunos países con resultados poco alentadores y notables incertidumbres. En el caso de la electricidad y el gas natural en Europa, el proceso no ha superado la etapa de experimentación empírica.¹ Visto lo que pasa en el extranjero y lo que se tiene en México, es más sensato esperar hasta ver el desenlace de la transición en los países que se aventuraron en el azaroso camino de las reformas estructurales radicales. Mientras tanto, se podrían tomar medidas tanto para elevar eficiencia y productividad de empresas públicas, como para fortalecer autoridades tutelares y reguladoras del sector.

Este trabajo se divide en dos partes: en la primera se enumeran algunas de las deficiencias sectoriales y se establecen las causas esenciales; en la segunda, se profundiza en los problemas y en los arreglos institucionales que vendrían a solucionarlos.

* Facultad de Ingeniería-DIE-UNAM, Ce: energia123@hotmail.com

¹ Véase J. M. Chevalier, *Les grandes batailles de l'énergie, petit traité d'une économie violente*, Paris, Editions Gallimard, 2004.

Un sistema energético que cumple su cometido pero con deficiencias, producto de una política energética sesgada, el incumplimiento del Estado de derecho y la marcada debilidad institucional

Cuando se observa el sector energético aparecen logros notables pues hoy cuenta con un sistema de abastecimiento que funciona relativamente bien: definitivamente no es el cuello de botella de la economía; la infraestructura es suficiente y se ha estado modernizando; el suministro es continuo y de calidad aceptable; los precios no son bajos pero tampoco son altos; la mayoría de la población tiene acceso a energéticos modernos; la eficiencia operativa es globalmente buena; y la producción de petróleo excede ampliamente la demanda y genera recursos y divisas para la federación.

Sin embargo, el sector enfrenta una serie de problemas, de corto, mediano y largo plazos, de urgencia e importancia variable, que le impiden maximizar su contribución al desarrollo del país. Lo malo es que dichos problemas tenderán a agudizarse si no se actúa rápido y en buena dirección. Entre los problemas más importantes o urgentes se cuentan éstos:

- Finanzas públicas petrolizadas; extracción acelerada de petróleo para exportar, sin exploración suficiente para renovar las reservas extraídas, ni cuidado para maximizar la recuperación de los hidrocarburos *in situ*; desplome de las reservas probadas de petróleo y gas natural; aumento acelerado de los costos de producción; carencia de recursos humanos para administrar proyectos grandes y complejos, particularmente en aguas profundas y refinación; voluminosa exportación de petróleo crudo pero grandes importaciones de gas natural, productos refinados y petroquímicos.
- Expansión de la industria eléctrica con base en centrales que funcionan con gas natural sin las reservas ni la producción que soporten el consumo con producto nacional; excesiva capacidad de generación luego de un periodo de escasez; precios de la electricidad alejados de los costos marginales de largo plazo y existencia de importantes subsidios cruzados.
- Empresas públicas de clase mundial que crecen autodestruyéndose técnica y contablemente, que son obligadas a comprar energía a precios más altos de los autorizados para la venta final, o que tienen que endeudarse para pagar impuestos; con limitada autonomía y dirigidas desde afuera, pues las decisiones fundamentales no se toman en Pemex, la CFE y LFC, sino en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Presidencia de la República.
- Poco esfuerzo en el uso racional de la energía y en la movilización de fuentes renovables, de ahí que el avance en la mitigación de los gases de efecto invernadero sea escaso; lamentable estado de la infraestructura causante de accidentes, pérdida de vidas humanas y contaminación; finalmente, incumplimiento de los preceptos constitucionales en materia de energía y extranjerización de un sector estratégico.

La mayoría de las dificultades del sector energético, salvo excepciones puntuales, no son por falta de recursos naturales, fuentes de financiamiento, personal especializado, tecnología o claridad en los derechos de propiedad.

La causa de los problemas se encuentra en una política energética dolosa, deliberadamente enfocada a exprimir financieramente a los organismos públicos y a crear desequilibrios, que sin ser muy graves le permiten al gobierno alarmar a la sociedad, para justificar una reforma de corte neoliberal. Pero también se trata de una política energética sesgada, que beneficia a unos cuantos, que alienta la apropiación privada de medios de producción, beneficios y rentas que derivan de los recursos naturales y arquitecturas de mercado. Esa política debe su existencia a la falta de contrapesos reales por parte del Poder Legislativo y la sociedad, carencia que le permite al Ejecutivo federal alejarse de una política de Estado, sustentable y de largo plazo.

La explicación también se encuentra en la falta de compromiso y respeto de la actual administración con el marco jurídico vigente, ya que por consideraciones ideológicas y compromisos con intereses privados no comulga con la exclusividad del Estado plasmada en los artículos 27 y 28 de la Constitución. Pero ante su incapacidad para conseguir de la clase política apoyo para una reforma constitucional, se ha dedicado, por un lado, a reinterpretar leyes y reglamentos para instalar empresas extranjeras, eventualmente nacionales, aunque no haya espacio, no sea necesario, ni se apegue a la máxima ley del país; por otro lado, a cabildear entre la clase política cambios en leyes secundarias para desregular y liberalizar la electricidad, el gas natural y el petróleo, así como privatizar la toma de decisiones y el capital de Pemex. También ha promovido nuevas leyes para subsidiar y garantizar términos muy ventajosos para los proyectos energéticos privados.

A lo anterior se agregan las inconsistencias del propio marco jurídico, derivadas de preceptos legales introducidos durante pasadas administraciones para abrir espacios reservados constitucionalmente al Estado.

Por último, existe una marcada debilidad institucional caracterizada por el peso determinante de la autoridad hacendaria en las decisiones del sector; la ausencia de una regulación técnica externa a Pemex, la CFE y LFC; la descoordinación y conflicto entre ellos; la supervisión y los controles asfixiantes en el uso del presupuesto; la extrema debilidad política e insolvencia técnica de la autoridad de tutela; la captura ideológica e interferencia política al que está sometida la Comisión Reguladora de Energía (CRE); y la anteposición de intereses privados al interés público por parte de los sindicatos y los altos funcionarios públicos.

Son varias caras de la misma moneda. Son las manifestaciones de una lucha entre diferentes actores, que pugnan por el control de los flujos físicos de energía y el apoderamiento de las rentas económicas, particularmente cuantiosas en el caso del petróleo y el gas natural. Con el ascenso del neoliberalismo —que privilegia la actuación del sector privado, el mercado y la competencia, en lugar de la propiedad pública, la regulación y la planeación—, el capital nacional e internacional han venido cuestionando el papel empresarial del Estado, pues desean penetrar en un sector del cual fueron ex-

cluidos a raíz de la expropiación petrolera (1938) y la nacionalización de la industria eléctrica (1960). Por uno u otro medio han buscado derribar las barreras jurídicas y reglamentarias que les impiden el acceso a esos lucrativos mercados.

Componentes de una reforma institucional

La mayor parte de los problemas del sector podrían resolverse con un giro de la política energética, con el cumplimiento del Estado de derecho, mejores arreglos institucionales, así como el fortalecimiento de las autoridades de tutela y regulación.

Reforma de las administraciones tributarias y diversificación de las actividades productivas, así como limitación de las exportaciones de petróleo crudo, como respuesta a la petrolización de las finanzas públicas

El ingreso que genera la producción petrolera, particularmente las exportaciones de petróleo crudo, han petrolizado las finanzas públicas y fragilizado el sistema tributario. El petróleo ha inducido un círculo vicioso en el plano fiscal. Esa ventaja ha permitido a los tres niveles de gobierno congraciarse con los contribuyentes cobrando pocos impuestos, así como tener administraciones tributarias con muchas insuficiencias y deficiencias.² A su vez, la baja recaudación no petrolera ha obligado a recurrir a los hidrocarburos como fuente de ingresos.³ Esto ha significado presión sobre el recurso natural y sobre la industria petrolera: por una parte, Pemex debe cumplir cuotas de producción fijadas por SHCP, aunque ello signifique sobreexplotación del subsuelo y disminución de inversiones en las actividades industriales de la cadena petrolera; por otra parte, el organismo público soporta una carga fiscal excesiva que merma su salud financiera.

Cambiar la arquitectura de mercado no solucionaría el problema tributario. Lo conducente sería fortalecer la recaudación no petrolera, combatiendo la evasión y la elusión fiscal, así como diversificando e impulsado las actividades productivas.⁴ También se lograría estableciendo una plataforma de extracción compatible con el nivel de reservas o incluso disminuyendo la exportación de petróleo crudo en el marco de una política petrolera conservacionista.⁵ Cabe destacar que la apertura de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos con la esperanza de hacer más grande el ingreso a repartir agudizaría el carácter rentista de la economía.

² La recaudación fiscal no petrolera ha disminuido en términos del PIB.

³ Al no tener control sobre los precios de la mezcla mexicana en el mercado internacional, la SHCP le impone a Pemex cuotas de producción y le aplica un régimen fiscal excesivo.

⁴ Fortalecer la recaudación fiscal no petrolera significa disminuir la presión sobre la explotación del recurso natural y las finanzas de Pemex.

⁵ Esta solución es de mediano plazo porque se necesita tiempo para “desintoxicar” las finanzas públicas, es decir, reducir la dependencia del ingreso petrolero.

Nuevo pacto social sobre el reparto de la renta petrolera, para fortalecer la capacidad de gestión pública de los hidrocarburos, propiciar la industrialización y elevar el nivel educativo de la población

En la actualidad el sistema de precios de los hidrocarburos está diseñado esencialmente para maximizar el aporte fiscal en el corto plazo. Se usan referencias internacionales para reflejar el costo de oportunidad para el productor o el costo del suministro alternativo, pero en el fondo está la maximización de la renta. Los afectados no sólo son los consumidores de combustibles —incluyendo a Pemex— sino también los de electricidad pues las tarifas eléctricas reflejan esos precios. Además, como dichas tarifas superan por lo regular los costos marginales de largo plazo se crea una renta eléctrica, la cual es acaparada tanto por algunos usuarios mediante subsidios cruzados, como por el fisco a través del superávit financiero de la CFE.

Sin embargo, las clases pudientes son las principales beneficiarias de las cuantiosas rentas que genera el sector energético, pues no se les cobra impuestos o no se les persigue si los evaden. Hacienda prefiere aumentar la extracción y exportación de petróleo crudo, así como mantener precios elevados de los combustibles y la electricidad, que hacer una reforma fiscal que afecte al capital y las familias de altos ingresos.

Por otra parte, el ingreso petrolero que llega a la tesorería de los tres niveles de gobierno se utiliza principalmente para sufragar gasto corriente, especialmente en época de elecciones, y no para realizar inversiones estratégicas en educación e infraestructura. Lo sucedido con el nuevo régimen fiscal de los hidrocarburos es elocuente, pues el Congreso de la Unión bajo la presión de la SHCP y los gobernadores, decidió repartir entre los tres niveles de gobierno el ahorro que Pemex obtendría en 2006.⁶

La renta petrolera tampoco se usa como capital de riesgo para exploración de zonas frontera, ni para fortalecer capacidad técnica y gerencial del Estado en materia de hidrocarburos. El tortuoso proceso legislativo del nuevo régimen fiscal da cuenta de las dificultades de la clase política para ponerse de acuerdo en algo elemental, a saber, la renovación de la renta petrolera que sostiene a las finanzas públicas. Y, salvo algunas excepciones puntuales, la renta tampoco se usa para industrializar al país mediante el suministro de insumos a precios inferiores al costo de oportunidad para el productor, ni para crear infraestructura, ni para elevar la productividad mediante la creación de una mano de obra calificada y educada.

El mal uso del maná petrolero no se resolvería liberalizando la industria, pues sólo resultaría en una mayor apropiación de renta por parte de particulares. Lo que se requiere es un nuevo pacto social alrededor del reparto de esa riqueza, acuerdo que no será ni inmediato ni sencillo. En esa dirección resulta fundamental revisar nuevamente el régimen fiscal de los hidrocarburos, con la finalidad de blindarlo contra "mordeduras" de la SHCP y los gobernadores; por su parte el Estado, a través de la figura de contrato-plan, debe instruir a Pemex a utilizar los recursos derivados de la desgravación para cumplir con

⁶ Véase Rodríguez Padilla, "La saga del nuevo régimen fiscal, pilar necesario pero insuficiente de la modernización de Pemex y la industria petrolera", en F. Colmenares (coord.), *La modernización de Petróleos Mexicanos: situación actual y futuro de petróleos mexicanos* [en prensa].

eficacia y eficiencia metas de política energética. Asimismo, resulta crucial incluir en el nuevo régimen fiscal un derecho especial para financiar un fondo educativo, así como aumentar el monto del derecho para la investigación y desarrollo tecnológico, ampliando su alcance a las otras fuentes de energía, las universidades públicas, institutos y centros de investigación; finalmente, por razones de justicia social, se debe incluir nuevamente a los municipios productores de hidrocarburos en el reparto del ingreso.⁷

Una nueva relación de los organismos públicos con el Estado, para incrementar la eficiencia, calidad y productividad en el suministro de energía

La inversión en la industria petrolera estatal no la define Pemex sino la SHCP. Por esa razón no sigue criterios técnicos, económicos y estratégicos típicos de una empresa petrolera, sino criterios de estabilidad de las finanzas públicas.⁸ De ahí derivan inversiones muy elevadas en la etapa de producción, pero insuficientes en exploración, transporte, almacenamiento, distribución y mantenimiento. Como resultado se tienen cadenas productivas desequilibradas, se producen hidrocarburos sin reponer lo extraído; se quema gas natural sin provecho por falta de infraestructura para reinyectarlo o llevarlo a tierra; se exporta petróleo crudo pero se importan grandes volúmenes de gas natural, refinados y petroquímicos; se moderniza el parque existente pero no se construyen nuevas refinerías; proliferan derrames y accidentes en el sistema de ductos.

Pero la SHCP no sólo determina los presupuestos de los organismos y la forma de ejercerlos, sino también los precios y tarifas de los bienes y servicios que ofrecen. De esa manera, al fijar ingresos y restringir gasto corriente y de capital, los obliga a operar con un importante superávit financiero. Y para los proyectos de inversión los obliga a utilizar créditos, especialmente Pidiregas, lo cual ha elevado exponencialmente el endeudamiento.⁹

Para resolver la interferencia política en las decisiones operativas y de inversión no se necesita eliminar la exclusividad del Estado a través de los organismos públicos, es decir, no se requiere remplazar el mecanismo comando y control por un sistema de incentivos económicos aplicado a un conjunto de nuevos operadores guiados por la lógica del lucro y la ganancia. Bastaría con equilibrar el mandato que dichos organismos reciben del Estado conforme a una política energética coherente y armoniosa, y dejarle a Pemex, CFE y LFC la libertad operativa para ejecutarlas (esquema de contrato-plan con autonomía de gestión). Tampoco es necesario transferir derechos de propiedad para aislar la toma de decisiones de políticas coyunturales; no es indispensable establecer un consejo de administración dominado por consejeros independientes que defiendan intereses de tenedores de acciones o constancias fiduciarias.

⁷ La Cámara de Diputados, a solicitud del presidente Vicente Fox y los gobernadores, decidió dejar fuera del nuevo régimen de los hidrocarburos los municipios en donde se realiza la explotación petrolera, es decir, a excluirlos del reparto directo de los ingresos que genera el pago de derechos por parte de Pemex.

⁸ Ciertamente el Congreso tiene la última palabra en materia presupuestal, pero en la práctica los legisladores aprueban casi todo lo que propone Hacienda.

⁹ Los recursos propios se utilizan de manera marginal.

Transferir derechos de propiedad no es la única manera para mejorar eficiencia, productividad, transparencia y rendición de cuentas.

Fortalecimiento técnico y político de las autoridades tutelares y reguladoras, nuevas regulaciones y arreglos institucionales para garantizar la explotación racional del subsuelo, el óptimo nacional, el interés colectivo y el respeto del Estado de derecho

Las instituciones tutelares y reguladoras del sector son débiles. La Secretaría de Energía ha cambiado de titular cuatro veces durante la presente administración, y en todos los casos la constante es el desconocimiento del sector. La solvencia técnica de la institución es baja, debido a la continua renovación de los equipos y a la pobreza de recursos institucionales en comparación con los organismos que se encuentran bajo su tutela. No obstante que la Secretaría es responsable de la política energética, ésta se define esencialmente en la SHCP, Pemex y la CFE. Y como no tiene capacidad ni fuerza para ejercer las funciones que la ley le encomienda, los organismos públicos acaban autorregulándose. La administración del patrimonio petrolero es una responsabilidad eminentemente política, en la práctica delegada a Pemex. Lo mismo sucede con el plan de explotación de los yacimientos a pesar de ser una actividad del ámbito de la regulación que no le corresponde al operador.

Por su parte, la CRE adolece de captura ideológica, interferencia política, confusión de roles, insolvencia técnica y fragilidad presupuestal. Y no pocas veces ha actuado al margen de las reglas establecidas, al permitir y alentar al sector privado a realizar actividades reservadas al Estado. Para superar sus debilidades la CRE no pide más autonomía y un mejor blindaje de la misma como sería lo conducente; al contrario, exige la ampliación de espacios de poder y la transferencia de atribuciones de otras autoridades reguladoras, lo cual no se justifica dentro de la actual arquitectura de mercado.

Cambiar estructuras industriales no ayudaría a superar la debilidad institucional; es más, en algunos casos la profundizaría por la entrada de actores muy poderosos capaces de poner en jaque al Estado. El fortalecimiento de la Secretaría de Energía es necesario para definir y poner en práctica una política energética equilibrada, coherente y sustentada, pero también para asegurar la actuación coordinada de los organismos públicos alrededor del óptimo nacional.

En materia del subsuelo se requiere fortalecer las funciones política y regulatoria. Como la Secretaría de Energía siempre ha fallado en la administración de las cuencas sedimentarias, no sólo resulta necesario fortalecerla en esa área, sino también hacer intervenir al Congreso. Por ejemplo, una vez definida la plataforma de producción y la relación reservas/producción, los legisladores aprobarían y garantizarían recursos para que Pemex pudiera cumplir con esa meta en un periodo razonable.¹⁰ En materia regulatoria la Secretaría también ha fallado, pero esa deficiencia podría subsanarse

¹⁰ Si el objetivo de la política energética es la autosuficiencia, la exportación se define como un residuo, es decir, sólo se exporta lo que resulte después de satisfacer la demanda interna. En la actualidad sucede lo contrario: la meta de exportación se considera un objetivo, por lo cual la producción es la que se debe adaptar para que eso se cumpla. Y como la exploración ha resultado insuficiente para soportar la política de producción, el resultado ha sido una caída sistemática de las reservas.

emitiendo un nuevo reglamento de trabajos petroleros y fortaleciendo su capacidad de fiscalización y control.¹¹ Para ejercer con eficacia y eficiencia ambas funciones resulta indispensable instaurar en Pemex los recursos técnicos y humanos necesarios y suficientes para realizar esa tarea y transferirlos a la Secretaría de Energía.¹²

En un escenario en el que se mantienen las actuales estructuras industriales en electricidad y gas natural, se requiere fortalecer a la CRE, en primer lugar, redefiniendo objetivos, facultades y responsabilidades; en segundo lugar, separando a la institución del Poder Ejecutivo y asignando al Senado el nombramiento de los comisionados. En un escenario —remoto— en el que las fuerzas nacionalistas decidan y logren revertir las reformas de 1992 (electricidad) y de 1995 (gas natural), la CRE ya no tendría razón de ser. En todo caso es necesario revisar todos los permisos que ha otorgado y cancelar aquellos que no se apeguen a la Constitución.

Recuperación de actividades operativas, reorganización interna y reconstitución del capital humano de los organismos públicos, para recobrar la solvencia técnica y administrativa del Estado que le permita cumplir con eficacia y eficiencia la encomienda constitucional

Desde hace algunos años, pero especialmente durante la presente administración, los organismos públicos han estado transfiriendo funciones, derechos de propiedad y centros de decisión a empresas privadas. El proceso es más visible en Pemex, con el traspaso sistemático de las operaciones petroleras a terceros, y la concentración de los recursos institucionales en la administración de los contratos correspondientes. Como resultado, las actividades administrativas han tomado mayor relevancia que las operativas, se han multiplicado los puestos de dirección, y los cuadros técnicos emigran hacia el sector privado. La transferencia incluye cadenas completas de valor, como es el caso del gas natural no asociado mediante contratos de servicios múltiples (CSM). El contratismo exacerbado conlleva la descapitalización técnica y humana, y en consecuencia a la pérdida de capacidad operativa. Paralelamente, se ha estado promoviendo un cambio cultural para que los organismos se organicen, reflexionen y actúen como empresas privadas ajenas a la función social con la que se crearon y crecieron, y cuando el personal no está de acuerdo es despedido o jubilado, acelerando la descapitalización de recursos humanos altamente calificados.

Así, la política gubernamental de hacer del sector energético una vasta área de oportunidad de negocios y de preparar el terreno para la liberalización, ha significado para Pemex y la CFE encogerse

¹¹ Algunos ingenieros petroleros proponen adoptar directamente el reglamento utilizado en los Estados Unidos, Canadá o Noruega con las adaptaciones necesarias para conformarlo con el marco jurídico mexicano.

¹² Algunos proponen la creación de una institución de mercado, especializada, independiente y autónoma, denominada Directorado o Consejo Mexicano del Petróleo. Dentro de esta posibilidad se requiere decidir si dicho organismo también tendría facultades políticas (administración de las cuencas sedimentarias) y la forma en la que participaría el Congreso de la Unión. Con los atributos señalados ese consejo sería, en principio, más efectivo y eficiente que una subsecretaría; sin embargo, ¿cómo se justificaría la introducción de esa institución de mercado cuando existe exclusividad del Estado en materia de hidrocarburos?

para hacer espacio al sector privado. Ello explica el contratismo exacerbado,¹³ la interdicción de ampliar cadenas de valor;¹⁴ la especialización forzada;¹⁵ la transferencia de negocios rentables;¹⁶ la contratación adelantada de obras;¹⁷ y la licitación de proyectos de dudosa necesidad.¹⁸ Los organismos también han tenido que contraerse para que encuentren acomodo empresas extranjeras dedicadas a la generación y venta de electricidad (PIE y SA),¹⁹ la explotación de gas natural y la producción de petroquímicos básicos (CSM).

Una reforma estructural de corte neoliberal estaría enfocada a debilitar y arrinconar aún más a Pemex, la CFE y LFC, pues sólo así sería posible crear mercados en cascada, introducir la competencia, limitar el poder de mercado de los operadores históricos y atraer inversión extranjera. Por el contrario, el cumplimiento del mandato constitucional significaría una reforma para recuperar y elevar la solvencia técnica, administrativa y financiera del Estado para garantizar que la explotación directa de los hidrocarburos y la prestación del servicio público de energía eléctrica, se realicen cumpliendo los más altos estándares de eficiencia, eficacia y productividad en el marco de una política energética de Estado.

Restauración de valores esenciales en las relaciones internacionales y prestar mayor importancia a la integración energética con los países latinoamericanos para equilibrar la integración asimétrica y subordinada con los Estados Unidos

Después de la crisis financiera de 1994-1995 el gobierno federal ha mostrado disposición y prestancia para poner a México al servicio de las políticas de seguridad energética de los Estados Unidos. Desde entonces la plataforma de producción de crudo es funcional a los intereses del país vecino. Más aún, el gobierno del presidente Vicente Fox se ha convertido en promotor del Acuerdo de Libre Comercio de América (ALCA) y entusiasta participante de la Asociación para la Seguridad y Prosperidad de América del Norte (ASPAN). Ha manifestado su aceptación para poner en práctica las recomendaciones de la Casa Blanca, empezando por la creación de grupos de trabajo con la tarea de unificar regulaciones, lo cual significa para México adoptar las del país vecino.

Los CSM son la respuesta concreta de la actual administración al pedido explícito de George W. Bush de ver abierta la explotación de gas natural al sector privado de este lado de la frontera. Paralelamente, ha dado su autorización para que empresas estadounidenses instalen en suelo mexicano

¹³ Los organismos tienen la consigna de contratar con el sector privado la mayor cantidad posible de bienes y servicios.

¹⁴ Por ejemplo, la Presidencia de la República ha decidido excluir a Pemex de la cadena del GNL, para que sean las grandes empresas foráneas las que desarrollen y aprovechen ese lucrativo negocio.

¹⁵ Pemex en extracción-exportación de crudo; la CFE en transmisión-distribución; y la LFC en distribución.

¹⁶ Por ejemplo, la exportación de electricidad a Belice y las operaciones petroleras en la Cuenca de Burgos que realizaban la CFE y Pemex con buenos beneficios económicos.

¹⁷ El ejemplo más notorio es el vigoroso programa de construcción de centrales licitadas bajo la figura de producción independiente, completamente desfasado del crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Esa costosa sobreinversión presiona las finanzas públicas.

¹⁸ Se trata de obras, como El Cajón y La Parota, que tienen por objetivo principal sacar a flote empresas constructoras privadas.

¹⁹ Se trata de los productores independientes y las grandes sociedades de autoabastecimiento.

centrales eléctricas y regasificadoras de gas natural licuado (GNL), a fin de evadir las estrictas regulaciones ambientales de California, soslayando que en dichas instalaciones se producirán o recibirán bienes esenciales para la economía estadounidense, por lo que serán objetivo militar y objeto de las políticas de seguridad nacional de ese país. La bandera de la lucha contra el terrorismo también ha permitido la vigilancia y protección de las instalaciones petroleras mexicanas por parte de agencias de seguridad de los Estados Unidos. Y con el pretexto de que Pemex coloca instrumentos financieros en las bolsas de valores del país vecino, el organismo obedece a una autoridad extranjera, la Security Exchange Commission, la cual le dicta los criterios que debe cumplir en materia de cuantificación de reservas, contabilidad e información económica y financiera.

Recientemente el gobierno federal ha prometido a los países centroamericanos mayor integración mediante el desarrollo de proyectos energéticos espectaculares, pero sin sustento técnico y económico, y sin voluntad real ni recursos para concretar los proyectos ofrecidos, lo que ha evidenciado su papel de peón en el juego geopolítico de los Estados Unidos que busca hacer contrapeso a los procesos de integración energética encabezados por Venezuela, Brasil y Argentina.

La política energética no debe ser elemento que debilite la autonomía del Estado frente a los factores internacionales. Buscar la seguridad energética exclusivamente en el marco de América del Norte ampliaría los riesgos para México, pues ataría el destino del país a una región con un déficit estructural creciente en petróleo, gas natural y productos refinados, fenómeno agravado por la declinación de la producción mexicana y el aumento de las importaciones de gas, petrolíferos y petroquímicos. Las circunstancias de corto y largo plazos indican la necesidad de adoptar una política de seguridad nacional en el campo de la energía en la óptica de país importador pero rescatando los principios de no alineación, independencia, soberanía y patriotismo. México debe acercarse, apoyar y apoyarse en los países de América Latina y el Caribe. Mayor cooperación con Brasil, a la vanguardia tecnológica en aguas profundas, con Venezuela y Bolivia, potenciales suministradores de gas natural, le permitiría a México ampliar el abanico de oportunidades, diversificar riesgos, satisfacer necesidades, impulsar intereses y, a final de cuentas, equilibrar la relación asimétrica y subordinada que ahora tiene con los Estados Unidos.

Nueva escala de prioridades en los objetivos de la política energética con la intención de hacer del hombre el centro del desarrollo, elevando la importancia de los propósitos sociales, ambientales y políticos en una visión de largo plazo

La política energética de las últimas administraciones ha colocado en la cúspide de las prelações las metas económicas inmediatas. Los criterios sociales y ambientales son tomados en cuenta, cierto, pero se les concede una importancia secundaria e incluso marginal. Las comunidades aledañas siguen siendo consideradas como un estorbo a los proyectos, por lo que se les margina, engaña, escatima la reparación de daños y no se les hace partícipes de los beneficios. El principal criterio para seleccionar proyectos es el costo económico de muy corto plazo y el aporte de inversión extranjera.

De ahí han surgido paradigmas técnico económicos con ventajas que difícilmente compensan los inconvenientes: en electricidad, centrales de ciclo combinado operando con gas natural bajo la figura de productor independiente; en hidrocarburos, proyectos de extracción y exportación de petróleo crudo antes de cualquier otra inversión; en refinación, reconfiguración del parque existente pero bloqueo sistemático a la construcción de nuevas refinerías; en fuentes renovables, inclusión marginal en los planes de expansión del sector eléctrico y aliento al desarrollo subsidiado y protegido de proyectos privados. En el plano sectorial el enfoque de oferta avasalla a la óptica de la demanda.

Del dominio absoluto de ese criterio económico se deriva una serie de problemas, entre ellos déficit de gas natural, productos petrolíferos y petroquímicos, lo cual ejerce fuerte presión sobre la balanza comercial; pérdida de diversificación de fuentes de energía para generar electricidad; cadenas productivas desequilibradas; infraestructura insuficiente y con cuellos de botella; fuentes alternativas de energía muy poco utilizadas; ineficiencia y dispendio en el consumo de energía; proyectos al margen de las comunidades, daños sociales y ambientales.

Resulta ilógico querer corregir el sesgo economicista de la política energética cambiando estructuras industriales, porque el plano de la racionalidad es de una jerarquía superior al de los instrumentos. Lo que corresponde es redefinir objetivos, prioridades y enfoques. Las externalidades positivas y negativas deben ser incluidas sistemáticamente en los costos de los proyectos, para después seleccionarlos con base en indicadores de sustentabilidad en los cuatro planos que la componen, y de acuerdo con una escala de prioridades que derive de las políticas generales de desarrollo y el proyecto de país. Todo ello en el marco de un proceso permanente de planeación estratégica integral, de la demanda hacia la oferta, con visión de largo plazo y satisfacción del óptimo nacional, con amplia participación ciudadana, sometido a aprobación legislativa y a la evaluación y vigilancia ciudadana de su cumplimiento.

En materia eléctrica, es mejor fortalecer el servicio público en vez de reducirlo a su mínima expresión, ya que se trata de un componente básico de la cohesión económica y social, así como del desarrollo territorial. Es impensable una reforma institucional sin refundar el servicio público de electricidad, partiendo de los derechos fundamentales del hombre y de la garantía del ejercicio de dichos derechos, así como de las necesidades y aspiraciones de consumidores, ciudadanos y sociedad, quienes son la finalidad de dicho servicio y el fundamento de su legitimidad. El derecho a la electricidad debe inscribirse en la Constitución, así como la exclusividad del Estado para brindar dicho servicio precisando claramente su contenido.²⁰ Sólo así se logrará preservar y enriquecer los principios fundamentales del servicio público en sus dimensiones jurídica, económica, política e histórica.²¹

²⁰ L. F. Bazúa L. Campos, J. G. Pale, y V. Valle Rodríguez Padilla, *Reestructuración del sector eléctrico en México, una propuesta institucional*, México, Miguel Ángel Porrúa, 2001.

²¹ Se trata de los principios de universalidad, igualdad, neutralidad, adaptabilidad, continuidad, uniformidad, regularidad, eficiencia, solidaridad, equidad, transparencia, seguridad, cuidado ambiental y armonía social. Véase V. Rodríguez Padilla, "Servicio público de energía eléctrica en México ¿la introducción de las fuerzas del mercado atiende el interés general?", en L. Campos (coord.), *El modelo inglés en México*, México, Siglo XXI Editores, 2003, pp. 209-246.

Se requiere avanzar simultáneamente hacia procesos productivos y estilos de vida menos intensivos en el uso de la energía. Es imperativo utilizar fuentes de mayor calidad ambiental y consumir combustibles cada vez más limpios, lo cual implica utilizar fuentes renovables de energía y construir refinerías cada vez más complejas. También se impone el reordenamiento industrial para la elaboración de productos con menor contenido energético y menores requerimientos de transporte, así como la promoción de patrones de consumo que no desperdicien recursos. La clave para reducir contaminación es usar la energía de manera más eficiente, de preferencia evitar su uso, pero sin menoscabo de las cantidades indispensables para mantener y elevar la calidad de vida, especialmente si se trata de cubrir rezagos sociales.

Transparencia y combate a la corrupción

Con base en la desinformación sistemática el gobierno ha buscado justificar decisiones de política energética o reformas que no gozan de consenso entre la sociedad.²² Peor aún, con ese objetivo ha inducido la quiebra contable de Pemex, la CFE y LFC, mediante la agregación de pasivos difícilmente justificables y la consecuente reducción o desaparición de su patrimonio. Los flujos virtuales subsidio-aprovechamiento aplicados a la CFE también han sido utilizados con ese objetivo. Paralelamente, afirma que como se carece de tecnología, capital, conocimientos y experiencia, se requiere apertura o alianzas con las grandes firmas internacionales. Sin embargo, también los exhibe como empresas de clase mundial y en los primeros lugares de las clasificaciones. La desinformación y el doble discurso conducen a paradojas y contradicciones que nublan el panorama e impiden hacer una evaluación objetiva de lo que se tiene actualmente y de las alternativas.

Por otra parte, lejos de amainar con la alternancia de partido en el poder, la corrupción ha crecido. Las empresas públicas y los recursos naturales son considerados botín de guerra, objeto de saqueo antes de la apertura o el cambio de administración. La descomposición política y la disolución social rampante en el país se traducen en una crisis de conductas y valores éticos que se amplifica en el sector energético. La credibilidad y confianza en las instituciones y organismos sectoriales es muy baja, tanto por parte de la sociedad como del propio personal que ahí labora. La prensa da cuenta prácticamente todos los días de actos ilícitos a todo lo largo de las cadenas energéticas que involucren a las autoridades, directivos, sindicatos, trabajadores, proveedores y consumidores. Otras veces

²² "México tiene a la mejor empresa petrolera del mundo pero está en quiebra; México tiene un potencial petrolero enorme pero el país se convertirá en importador en pocos años; no hay dinero; la inversión en energía compite con el gasto social; con el mercado eléctrico bajarán las tarifas, se crearán muchos empleos; nuestro futuro se encuentra sólo en aguas profundas, donde Pemex no tiene capital, tecnología, experiencia, capacidad gerencial, por lo que debe aliarse con las transnacionales; la capacidad operativa de Pemex está en el límite, se necesitan nuevos operadores; tenemos un enorme potencial petrolero y gasero pero no podemos explotarlo solos; sin reforma energética nos quedaremos a oscuras; si no sacamos y vendemos todo el petróleo rápidamente ya no lo podremos vender pues el hidrógeno está a la vuelta de la esquina."

los actos son legales pero totalmente inmorales como la contratación de proyectos o servicios muy onerosos, innecesarios, aberrantes o banales, pero que reportan beneficios a los que los aprueban.²³

No se necesita una reforma estructural para corregir la contabilidad y mejorar la situación financiera de los organismos públicos. Una reforma de esa naturaleza tampoco es indispensable para establecer rigurosos programas de racionalización de costos y aumento de la productividad. Cambiar la arquitectura de los mercados, implantar la racionalidad del capital, transferir derechos de propiedad, no es una condición necesaria ni suficiente para transparentar decisiones, utilizar los recursos con honestidad e informar a la sociedad en forma verídica, amplia y frecuente. Tampoco se requiere una reforma radical para establecer programas de erradicación de la corrupción, enriquecimiento ilícito, complicidad, amiguismo, así como núcleos burocráticos que manipulan la ley, usan patrimonio y recursos públicos con fines personales, partidistas o ajenos a la función pública. Dos elementos claves para lograrlo son la contraloría de la administración pública por parte de la ciudadanía, así como un gobierno honesto, respetuoso de la ley, bien organizado y con responsabilidad social.

²³ A los tribunales han llegado demandas por ejercicio indebido del servicio público, abuso de autoridad, colusión de servidores públicos, uso indebido de atribuciones y facultades, concusión, ejercicio abusivo de funciones, tráfico de influencias, cohecho, peculado, enriquecimiento ilícito, delitos cometidos por los servidores públicos, delitos contra el consumo y la riqueza nacionales, delitos contra la economía pública y fraude por simulación.



Renovación institucional en el sector de los hidrocarburos

*Isabelle Rousseau**

Las nuevas tendencias en la industria petrolera internacional –liberalización e integración internacional, con una combinación de autonomía de las empresas públicas y apertura hacia el capital extranjero– no dejan de repercutir en las empresas petroleras nacionales (National Oil Corporations [NOC]) de los países productores. Para enfrentar con éxito este nuevo entorno, la empresa estatal mexicana, Petróleos Mexicanos (Pemex), debe transformarse y crear una nueva organización corporativa que ofrezca una mayor seguridad industrial, un mayor respeto al medio ambiente, una administración más eficaz y competitiva así como productos primarios y derivados de mejor calidad.¹

Obviamente, en las dinámicas de cambio influyen varios factores. Las especificidades históricas, culturales, políticas, institucionales, económicas, industriales y sociales del país acompañan invariablemente las discusiones y la toma de decisión en materia energética. El ingreso de México al GATT y, sobre todo, la firma del TLCAN han ejercido ciertas presiones en términos de apertura y mayor integración energética en el ámbito regional. La importancia que guarda el petróleo en los aspectos económico, financiero y social del país ha influido también en la toma de decisiones.² Finalmente, Pemex, como cualquier empresa petrolera de Estado de un país exportador, ha funcionado con base en una doble lógica –nacional y empresarial–, la primera predominando en detrimento de una administración petrolera eficaz.³ Este predominio ha acarreado importantes problemas financieros para la empresa, por el régimen fiscal altamente confiscatorio al que se sujeta su operación.

¿Cómo ser una empresa competitiva e insertarse de manera más eficaz en el proceso de modernización de la industria sin infringir los principios claves de la Constitución ni golpear la concepción

* Profesora e investigadora, Centro de Estudios Internacionales (CEI), El Colegio de México. Asignada al Programa de Política y Administración Pública. Imparte el curso de "Teoría de las organizaciones para la administración pública". Es responsable del proyecto de Conacyt: "Las transformaciones de la política petrolera en México en el marco de una industria globalizada, 1989-2006".

1 Pemex es la séptima empresa petrolera en el mundo: México es el sexto productor de crudo (con 3 400 000 barriles al día) y el décimo cuarto en términos de reservas. *Petroleum Intelligence Weekly*, "PIW Top 50", Nueva York, 23 de diciembre de 2002.

2 Su peso en las finanzas públicas es enorme (entre 33 y 37% en las aportaciones fiscales de la federación) y esencial para implementar políticas de índole social (construcción de escuelas, hospitales y demás obras públicas) además de ser el garante de la deuda pública y, o externa del país.

3 Cf. Sadek Boussena, "L'adaptation des compagnies nationales au nouveau contexte pétrolier", *Economies et sociétés*, Cahiers de l'ISMEA, Série "Economie de l'énergie", núm. 9, Paris, 1994, p. 25.

de soberanía nacional? ¿Cómo buscar un mejor equilibrio entre estas dos racionalidades opuestas —la nacional y la empresarial— y adoptar las reformas necesarias para que deje de funcionar como empresa pública protegida y promueva métodos en vigor en las demás empresas petroleras, buscando generar el ingreso óptimo y enfrentar con éxito las duras reglas de la competencia en una industria hoy globalizada? Son dilemas difíciles de resolver cuando, por un lado, los cambios en el sector petrolero que conllevan a la apertura de uno de sus segmentos obligan a una modificación de la Constitución sin que, por otro lado, la situación de “gobierno dividido” que caracteriza la apertura política del país haya permitido forjar los amplios y necesarios consensos entre todos los partidos políticos.⁴

En este marco, después de largos e intensos debates, a partir de los noventa las diferentes administraciones de Pemex han elegido conservar el estatuto de paraestatal buscando nuevas modalidades organizacionales e institucionales para que la empresa funcione bajo los criterios en vigor en las compañías petroleras privadas, asegurando por ende la mayor y mejor *gobernanza* empresarial posible.⁵

La reorganización administrativa de Pemex⁶ y la creación de un sistema de regulación para introducir la competencia sobre la base de reglas claras y transparentes —sea monitoreando y sancionando las prácticas anticompetitivas, sea erradicando otras fuentes de ineficiencia económica— han buscado responder a este dilema, a partir de una visión económica.⁷ Paralelamente, con la creación de Pemex Comercio Internacional S.A. de C.V. (pci), se puso un nuevo énfasis en la internacionalización, vía la comercialización. Este conjunto de transformaciones organizacionales serán parcialmente cuestionadas durante la administración de Vicente Fox (2000-2006) que enarboló una visión de tipo empresarial.⁸ En particular, el nuevo equipo criticó la división de Pemex así como los precios de transferencia.⁹ En cambio, nunca se puso en tela de juicio el principio que consistía en fomentar un entorno de mercado: transparencia en los subsidios, orden en las finanzas de la empresa, etc.¹⁰ Finalmente,

⁴ cf. Isabelle Rousseau, “Las transformaciones de la política de hidrocarburos en México en el contexto de la transición democrática. Esquemas organizacionales y estrategias de actores”, Foro Internacional, México, D.F., Colmex. vol. xlv. núms. 1 y 183, enero-marzo de 2006, pp. 25-26.

⁵ cf. Isabelle Rousseau, “La réorganisation administrative de Pemex (1989-2005): vers une nouvelle gouvernance d'entreprise?”, en D. Garibay e I. Rousseau, *Problèmes d'Amérique latine*, Documentation Française, vol.2, núms. 57 y 58, Paris Ete/Automne, 2006, pp. 42-64.

⁶ La reorganización en un *holding* (un corporativo y cuatro subsidiarias) buscó transparentar la gestión y contabilidad de cada entidad y dejar de subsidiar organismos o industrias ineficientes (a través de los costos de oportunidad y precios de transferencia). Con el fin de preservar para el gobierno la renta petrolera, se decidió concentrar a Pemex en sus actividades básicas (exploración y producción de crudo y de gas natural) para propiciar en algunos segmentos de la industria una apertura hacia la inversión extranjera.

⁷ La creación y el fortalecimiento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), las modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y el nuevo Reglamento del Gas Natural integran estos esfuerzos así como la serie de entidades y leyes que acompañaron estas reformas: la Ley Federal de Competencia Económica (LFCE), la Comisión Federal de Competencia (CFC), la Comisión Federal de Mejoría Reglamentaria (Cofemer), la Procuraduría Federal del Consumidor (Profeco), etcétera.

⁸ Se nombró a un empresario a la cabeza de Pemex y se buscó integrar a cuatro empresarios muy exitosos en el Consejo de Administración de la empresa.

⁹ Generaba, en su opinión, deficiencias administrativas (fiscales, contables, movimiento de personal, etc.), operativas (flujo de activos) y de negocio (falta un mandato único de creación de valor) y promovió la constitución de un solo Pemex con una estructura más eficaz encaminada a superar la problemática antes descrita.

¹⁰ A pesar de que, en los hechos, haya tomado varias medidas que venían a contrarrestar este entorno de mercado (por ejemplo, el subsidio a los precios del gas natural).

el cambio en el régimen fiscal de Pemex así como la promoción de la autonomía de gestión de la paraestatal han sido ideas complementarias que esta administración no dejó de promover –aunque no hayan cuajado según las expectativas de sus adeptos.

¿Hasta dónde estas reorganizaciones o modificaciones han cumplido con los objetivos que se asignaron? ¿Cuáles han sido sus aportes pero también sus carencias y rezagos? ¿Qué problemas han acarreado para la industria? Esta evaluación nos permitirá, luego, ofrecer algunas recomendaciones acerca de las modificaciones organizacionales que nos parece imprescindible adoptar para poner a tono a la empresa y la industria petrolera y gasera nacional con el entorno internacional.

Una reforma organizacional e institucional insatisfactoria

Las visiones que se han plasmado institucionalmente desde principios de los noventa comparten ideas comunes: sin trastocar los derechos de propiedad y a medio camino entre una racionalidad de monopolio y una lógica de mercado, se han abocado a modificar el fenómeno organizacional considerando que era una opción políticamente viable dentro de los límites que marca la Constitución.

Si aceptamos que la reorganización administrativa de Pemex y las diferentes medidas que se han implementado para crear incentivos y alentar mayor eficiencia y mejor calidad en los productos tenían como metas esclarecer y simplificar los objetivos de la paraestatal, despolitizar los cargos directivos y capacitar mejor a quienes los ocupan, fortalecer los controles internos, reforzar los procedimientos utilizados para tomar decisiones de inversión y, en general, buscar un balance adecuado entre autonomía de gestión y responsabilidad de la empresa, así como incentivar la competencia en algunos segmentos, la pregunta obligada es la siguiente: ¿Hasta qué punto estos objetivos han sido cumplidos? Si, además, las paraestatales tienen una misión nacional (y social), ¿cuáles son los logros en términos de la llamada “responsabilidad social” de Pemex?

Una evaluación en términos de la lógica empresarial y comercial

No existe un modelo único, ideal, de “good governance” (buena gobernanza, buen gobierno) del sector petrolero. En todo caso, hay principios en proceso de formalización que pretenden servir como un marco de referencia común.¹¹

La claridad en los objetivos, el rol y las responsabilidades constituyen un principio ineludible; lo complementa la necesaria capacidad que deben tener las instituciones para llevar a cabo las fun-

¹¹ En el marco de la gobernanza mundial, algunos organismos internacionales (ocde) han enunciado ciertas recomendaciones. Hasta la fecha no han creado obligaciones para la empresa: sin embargo, anticipan ciertas presiones en el futuro y reflejan el estado futuro del cuerpo jurídico al que será sometida la empresa –además de la obligación moral que crea una recomendación. Algunas instituciones académicas también trabajan en establecer criterios factibles para la gobernanza empresarial. cf. *Good governance in the NOCs*. Energy, Environment and Development; Royal Institute of International Affairs, Londres, 2005.

ciones que les corresponde. La rendición de cuentas en la toma de decisiones y en el desempeño de la empresa así como la transparencia en la información son otros dos principios fundamentales. Finalmente, en el marco de la ecuación de Johannesburgo y del Protocolo de Kyoto, el desarrollo sustentable para las generaciones futuras representa un principio clave.¹²

Para lograr una mejor gobernanza corporativa (en particular a una NOC), estos cinco principios deben estar presentes en cada una de las funciones asumidas por las entidades del sector: tanto en el diseño de la política energética y las estrategias que se privilegian para llevarla a cabo, como por su implementación, la regulación del sector y el control.

¿Cómo responde el sector petrolero mexicano a estos principios?

Un entramado institucional y organizacional deficiente

Una definición clara en términos de responsabilidad, objetivos y funciones es fundamental. Los que toman decisiones deben saber quién es responsable de reglamentar, de elaborar la política, de diseñar las estrategias y de operar. La carencia de esta información puede conducir a la duplicación de esfuerzos, al conflicto en las agendas y, por ende, a la parálisis en la implementación de la política.

Si bien la –reorganización de 1992, la creación de un ente regulador (la CRE) y de diversas leyes e instituciones para coadyuvar a la función de regulación se habían asignado esta triple meta, la situación actual deja mucho que desear.

El traslape constante entre las distintas funciones que el gobierno federal desempeña para administrar el sector petrolero –funciones de propiedad, de regulación y de gestión– tiende a generar confusiones y, a su vez, conflictos innecesarios entre las diferentes instancias que están a cargo de una o varias de ellas. Por una parte –mediante la Secretaría de Energía (Sener)– el gobierno funge como propietario de los recursos petroleros, en representación de la nación. También –mediante su paraestatal– es administrador único del sector de hidrocarburos. Además, es autoridad fiscal: no sólo cobra la renta petrolera sino que también autoriza y controla las inversiones efectuadas en este sector, así como los niveles de endeudamiento de la empresa. Y, finalmente, en exploración y producción, el gobierno acumula varios papeles: es inversionista exclusivo, regula las actividades del sector y opera los proyectos.

Diversas instancias del gobierno federal están a cargo de estas funciones; sin embargo, la indefinición de sus roles y metas con frecuencia conlleva a una duplicación operativa que ha entorpecido la gestión del sector petrolero o ha propiciado conflictos de intereses. Por ejemplo, la Sener es miembro del Consejo de Administración de Pemex. Como tal, debería, en cada toma de decisión, distinguir

¹² La definición canónica del reporte Brundland (Reporte de la Comisión de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo) que es universalmente aceptada es la siguiente: “El desarrollo sustentable es responder a las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas [...] incluyendo dos conceptos: las necesidades esenciales de los más desprovistos [...] y las limitaciones que al estado de nuestras técnicas y de nuestra organización social son inherentes hacen pesar sobre la capacidad del medio ambiente para responder a las necesidades actuales y por venir”. Esto subraya los tres componentes del desarrollo: lo económico, lo social y lo medio ambiental. Rapport Bruntland, *Notre avenir à tous*, Montreal, Eds. Du Fleuve, 1988.

su papel como “propietaria” y su papel como “accionista” (*shareholder*), que la obliga a crear valor y beneficios, es decir, ejercer decisiones de tipo comercial.¹³

Las indefiniciones entre el dueño y el operador

En representación del país la Secretaría de Energía (Sener) es dueña de Pemex. Sin embargo, cuando se asigna la propiedad de una empresa pública a una secretaría técnica, tiende a imponerse la voluntad política sobre funciones y objetivos empresariales. Además, generalmente estas secretarías están administradas por funcionarios cuya experiencia profesional no los prepara para manejar y dirigir industrias ni para promover actitudes y comportamientos gerenciales; y menos para inculcar en sus subordinados un comportamiento orientado hacia los negocios.

Por otro lado, en los hechos, Pemex usurpa funciones que deberían corresponder a la secretaría del ramo: por ejemplo, la planificación central y la administración estratégica de los hidrocarburos. Muchos de los diferendos entre Sener y Pemex derivan de una inadecuada división del trabajo entre ellos, lo cual es producto a su vez de una inadecuada separación de responsabilidades. Esto se debe a la supremacía que guarda Pemex sobre Sener: la paraestatal, de hecho, maneja a su conveniencia el flujo de información. En estas condiciones: ¿qué posibilidad real de planificación tiene Sener si depende de la información que le suministra Pemex?; ¿qué capacidad técnica real tiene esta Secretaría para evaluar, controlar y sancionar las actividades en exploración y producción?

En este entorno, hace falta un ente regulador petrolero independiente de Sener y Pemex que tenga un margen de autonomía y de acción real para ser confiable y asegurar la correcta gestión de la industria petrolera nacional. Entre sus funciones estarían cuantificar las reservas, diseñar los planes de desarrollo de la industria petrolera nacional, determinar las políticas de exploración y producción, la política de comercialización, de promover el empleo de mejores técnicas, por no citar más.¹⁴

La redefinición de los papeles debe ir acompañada *ipso facto* por la atribución de facultades y recursos que habiliten las entidades a ejercer plenamente sus funciones.

Una inadecuada regulación de los entes reguladores

En el plano legal, dos instancias ejercen la función de regulación: la Sener y la CRE. Además de representar al dueño, la Sener reglamenta todas las actividades de exploración y producción. Por su lado, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) regula algunos segmentos: el gas natural y la electricidad.

¹³ Francisco Valdés López y Francisco de Rosenweig Mendiola, “La autonomía técnica y operativa como presupuesto de la función de regulación. Agenda de Fortalecimiento de la Comisión Reguladora de Energía”, *10 años de regulación energética en México*, Comisión Reguladora de Energía (CRE), México, 2005, pp. 313-329.

¹⁴ Varios actores han propuesto la necesidad de crear un equivalente a la Agencia Nacional del Petróleo que tiene Brasil (o un Directorado de Petróleo como en Noruega). Cf. Congreso AMEE/Colmex. 28-29 de noviembre, panel 4. Las propuestas de los candidatos a la Presidencia de la República. Cf. también Javier Estrada Estrada, “Un ente independiente para regular a la industria petrolera mexicana”, *Energía a debate*, año 2. vol. II, núm. 7, México, febrero-marzo de 2005, pp. 26-31. El ex subsecretario de Sener, J. A Barges, apoya tal idea. Entrevista, noviembre de 2004.

Además, Pemex ejerce de facto un papel autorregulador que no está inscrito en ningún reglamento o ley, a pesar de que solamente le corresponde ser operador. Asimismo usurpa indebidamente funciones que debería asumir la Sener. De hecho, la paraestatal decide qué hacer y cómo hacerlo, qué reportar y qué publicar sobre cuestiones tales como el monto de las reservas, los planes de desarrollo de los recursos, las extracciones, las pérdidas operativas y los costos y los ingresos, mientras que la Sener carece de capacidad técnica para evaluar, controlar y sancionar las actividades de exploración y producción; de hecho, no tiene acceso ni control sobre el flujo de información —que es fuente de control y de poder— acerca del estado real del sector. Por la falta de reglamentación, la información que entrega Pemex es altamente deficitaria. Este aspecto ilustra la incapacidad que presentan ciertas entidades para asumir su responsabilidad.

Como lo hemos anotado, las facultades reales de la Sener en materia de planeación y reglamentación están ensombrecidas por la capacidad de acción que en la práctica ejerce Pemex. Por otro lado, el hecho de que la misma Secretaría cubra dos funciones distintas le resta objetividad. En efecto, la Secretaría de Energía es *propietaria* (y por lo tanto, planea la política energética) y *regula*. Siendo miembro del Consejo de Administración de Pemex, cuando hay conflictos de intereses, tiende a favorecer a Pemex sobre las decisiones de la CRE: predominan los principios de política energética sobre los de regulación.

Por otro lado, nunca desde su creación las funciones de la CRE han estado bien definidas: han variado conforme la CRE se ha fortalecido.¹⁵ En un principio, la CRE tenía sólo funciones técnico-económicas. Sin embargo, a partir de 2001, la Sener le atribuyó la normalización de las actividades reguladas en este ámbito. Es una función compleja que requiere alta especialización y recursos. Además, la CRE debe sancionar en caso de incumplimiento de las normas y verificar en caso de accidentes. ¿Debe la CRE ejercer estos diversos papeles cuando en muchos otros países son entidades diferentes las que se encargan de la normalización, las que asumen las funciones coactivas económicamente y las que se dedican a verificar en caso de accidentes?

Asimismo, falta definir mejor los papeles de los demás entes reguladores tales como la Cofemer y la Secretaría de la Función Pública (SFP) para evitar que interfieran la mejora regulatoria, la fiscalización superior y la contraloría pública; también se trata de evitar la judicialización de las funciones del regulador.

Más grave aún es el hecho de que el poder de decisión y la responsabilidad no recaen en los mismos entes. En muchos aspectos, Hacienda, así como el Congreso y el Jefe del Ejecutivo determinan los programas de Pemex (al determinar y asignar su monto presupuestal, por ejemplo, o su aportación fiscal) sin asumir la responsabilidad de estas decisiones (que recaen en la paraestatal). Pemex viene siendo responsable, entonces, de decisiones que otras instancias —“irresponsables”— le imponen.

¹⁵ Por un lado, no hay un marco de referencia único acerca de las funciones atribuidas a un ente regulador: difieren según los países. Por el otro, en México la CRE se ha construido sobre la marcha, por lo cual ha habido cambios inesperados (cf. la normalización que era una actividad no prevista en sus inicios).

La duplicidad de objetivos

A pesar de los esfuerzos realizados, la clarificación y la simplificación de los objetivos no han llegado a concretizarse. Es notoria la contradicción entre los objetivos que se asigna a la paraestatal: los objetivos de índole fiscal y social se mezclan y contraponen a la vez con los objetivos de tipo económico y comercial. Por su carácter antagónico, es difícil jerarquizarlos. En realidad, este intento es el tema de batallas sempiternas que enfrentan los organismos entre sí (Hacienda con Pemex, por ejemplo), como también los diferentes poderes (el Ejecutivo con el Legislativo, los partidos entre sí, etc.). Esta división que yace a la luz pública otorga una imagen que indudablemente afecta a la empresa y le resta credibilidad.

La capacidad de acción y la cuestión de la autonomía

Capacidad de acción y autonomía de gestión significan que las instituciones tendrán a su disposición la autoridad, los recursos financieros, la información y la capacidad humana (conocimiento, habilidades, experiencia, etc.) para llevar a cabo sus proyectos. Este tema está ligado a la autonomía, tratándose de empresas o instituciones cuyo funcionamiento depende del gobierno. Su doble carencia afecta particularmente a Pemex y a la CRE.

El concepto de "autonomía de gestión" es una figura inexistente en el sistema jurídico mexicano: existen sólo organismos desconcentrados o descentralizados. Sin embargo, parece existir un cierto consenso para reconocer que su carencia tiene un costo muy alto para la eficiencia de la paraestatal. En esta indefinición conceptual, ¿cuál sería la aceptación mínima del concepto "autonomía de gestión"? Parece que encierra a la vez independencia presupuestal, independencia política e independencia normativa. A nivel presupuestal, significa la posibilidad de que Pemex (y también para la CRE) decida sobre su propio presupuesto y lo ejerza oportunamente. Esto le permitiría planear a largo plazo. La autonomía política implica mecanismos que eviten posibles influencias políticas, económicas o de particulares, así como mecanismos para fomentar el desarrollo y la aplicación de experiencia técnica en el proceso de toma de decisión. Finalmente, la independencia normativa estaría encauzada a que se edifique un corpus específico de leyes y normas que respondan a las características de la industria para que pueda operar de manera adecuada (por ejemplo: la Ley de Obras Públicas). Por otro lado se requiere que los mandos superiores y directivos de la empresa tengan independencia frente a las autoridades gubernamentales en cuanto a la toma de decisiones cotidianas.¹⁶

En el caso de Pemex, la carencia de libertad presupuestaria asfixia a la empresa. Su presupuesto está condicionado por el resto de las erogaciones en el país; no está directamente vinculado a sus necesidades en términos de inversión o de gastos. Asimismo, como cualquier agencia gubernamental,

¹⁶ Autonomía de gestión y desempeño eficaz no están correlacionados; tampoco se excluyen. Sin embargo, el exceso de autonomía ha sido considerado como una causa importante de los resultados mediocres de las empresas paraestatales en Brasil, Argentina y Filipinas. cf. María Fernanda Somuano, *op. cit.*, p. 84.

su ejercicio depende de una agenda burocrática (las partidas deben estar autorizadas previamente por las instancias competentes, lo cual retrasa la operación).¹⁷

El marco normativo hecho a la medida de la administración pública constituye frecuentemente un lastre para la adecuada gestión de la empresa. La Ley de Obras Públicas y Servicios relacionados con las mismas a la cual está sujeto Pemex para la procura de bienes establece un procedimiento rígido y estándar para el desarrollo de todos los proyectos de construcción (que sean edificios públicos, escuelas u obras e instalaciones petroleras); las mismas condiciones aplican para todas las adquisiciones. Pero el uso de procedimientos estándares para el desarrollo de los proyectos de la industria petrolera es contraproducente: altamente especializados y riesgosos, requieren de la preselección de contratistas y de flexibilidad para negociar. El hecho de que la procura se realice en función del precio (el menor posible) no es siempre un criterio adecuado en esta industria: no incorpora los posibles cambios tecnológicos (una tecnología podía no estar disponible todavía en el momento de la licitación), ni factores como la oportunidad o la efectividad. Esta ley le resta dinamismo a la industria.

Finalmente, esta autonomía va aparejada a una total responsabilidad sobre las decisiones adoptadas. Por el momento, Pemex carece de estas facultades. No solamente la paraestatal está atada al presupuesto que el Ejecutivo le asigna (y que aprueba el Congreso) sino que, además, depende en muchos aspectos de las instancias financieras gubernamentales. En el plano legal, los directivos de Pemex y de las subsidiarias (ayudados por sus respectivos consejos de administración) asumen la función de gestión y de operación. Sin embargo, el peso de la Secretaría de Hacienda es tal que muchos opinan —inclusive ejecutivos de Pemex— que la SHCP es la instancia rectora de la empresa. Hacienda ejerce pleno control sobre los préstamos, la emisión de bonos hacia el exterior y los flujos de inversiones; estas decisiones tienden a ser sujetas a consideraciones que privilegian el balance de las cuentas macroeconómicas del país (que son de corto plazo) sobre el porvenir de la industria (sus programas para el desarrollo de campos, por ejemplo). En casos tan importantes para el funcionamiento de la empresa, Hacienda decide de manera unilateral; no intervienen el Consejo de Administración de Pemex ni Sener. Otros asuntos —tales como la póliza para que la empresa se proteja contra la volatilidad de los precios del crudo— dependen de organismos financieros: Bancomext y Banxico.

La CRE padece de problemas similares. No posee la autonomía requerida para su adecuado funcionamiento (y por lo tanto no puede evitar ser prisionera de algunos grupos de intereses).

Para empezar, le falta margen de acción: carece de facultad para diseñar o expedir los lineamientos generales y para definir la metodología para los permisionarios. Por ley, sólo los puede aprobar, lo cual da lentitud al proceso.

¹⁷ Al llegar la autorización de ejercer el presupuesto con varios meses de retraso, se realizan compras irracionales con el fin de gastar las partidas asignadas.

Por otro lado, al depender de la misma cabeza de sector que Pemex (la Sener) le resta capacidad de acción sobre la paraestatal.

La promoción de la competencia en algunos segmentos —como el transporte, por ejemplo— ha sido obstaculizada seriamente por el papel monopólico de Pemex. Sólo con dos permisos de acceso abierto, por su monopolio natural en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), la paraestatal controla el 83% del total de las redes de transporte en esta categoría. La posibilidad de operar conjuntamente el monopolio legal en la producción y venta de gas natural por mandato constitucional y el monopolio natural en el SNG le conceden a Pemex un gran poder de mercado y una posición privilegiada en la comercialización. Esta situación de monopolio provoca distorsiones mayores: por su limitado margen de maniobra, algunos transportistas privados se han aliado con la empresa en proyectos específicos (coinversiones).¹⁸ En la lógica de la CRE, estos vínculos ofrecen una señal equivocada para los inversionistas: brindan la idea de que solamente asociándose con Pemex es posible participar de manera exitosa en el segmento del transporte.¹⁹ La ausencia de competitividad en la comercialización disminuye la capacidad de respuesta en una situación en la que las circunstancias cambian a gran velocidad.

Por otro lado, la carencia de autonomía presupuestal de la CRE —su presupuesto está definido por la Sener— ha reducido su margen de acción. En los demás países, las comisiones de regulación cobran una cuota a los permisionarios; no sólo les brinda la independencia requerida sino que, además, los obliga a rendir cuentas frente a los usuarios. Esto le daría, asimismo, independencia política. Durante este sexenio, el presupuesto de la CRE ha sido reducido considerablemente (así como su personal) en términos relativos, lo cual ha pesado sobre su margen de acción.²⁰

Finalmente, la capacidad de acción de una institución está relacionada también con la profesionalización del personal (para contrarrestar el “spoils system” o la sobrepolitización del personal). Es necesario pensar en diseñar un servicio civil profesional específicamente elaborado para una agencia de regulación.

Sería interesante promover lo mismo para las comisiones de energía en el Congreso de la Unión. Tener profesionales con un puesto permanente ofrecería varias ventajas: aseguraría la memoria institucional en cuestiones energéticas (la información de las legislaturas anteriores quedaría a salvo) y, por lo tanto, daría mayor continuidad en los trabajos y los programas, permitiría a los nuevos legisladores tener una asesoría confiable y especializada, evitando la pérdida de tiempo en la formación de los nuevos legisladores.

¹⁸ Un ejemplo es la empresa Gasoductos Chihuahua. A través de PBPG, Pemex es dueña de 50% de las acciones; el resto es propiedad de las empresas estadounidenses El Paso Natural Gas Company (40%) y El Paso Energy International Company (10%).

¹⁹ Falta restringir el lugar en donde Pemex hace Vpm a la salida de las plantas de proceso para fomentar una real competitividad de las reservas de capacidad en los ductos.

²⁰ Dionisio Pérez Jácome, “Regulación energética en México: avances y desafíos a 10 años de la expedición de la ley de la CRE”, *10 años de regulación energética en México*, México, CRE, 2005, pp. 329-347.

La transparencia

Es la base de la construcción de la confianza. Por un lado, la transparencia en las decisiones (la determinación de los precios, los costos, etc.) demuestra estabilidad institucional; por otro, la transparencia en la información asegura un mejor reconocimiento (acreditación) a la empresa.²¹

El proceso de reestructuración administrativa de Pemex y el entramado institucional de la industria alrededor de la regulación habían sido creados en gran parte para responder a estas exigencias. ¿Hasta dónde lo habrán logrado?

Es cierto que el balance no es del todo negativo. La CRE, por ejemplo, ha hecho un esfuerzo notable para transparentar una gran parte de sus informaciones: registro declarativo; disposiciones, metodología, los resultados de las consultas públicas se encuentran en el sitio web de la Comisión mientras que las regulaciones están publicadas en el *Diario Oficial de la Federación*, etc. Los actos de la CRE están fiscalizados por parte del órgano interno de la Comisión, por la SFP, ASF y despachos de auditores externos asignados por la SFP y auditores del sistema de gestión de calidad. Además, siempre es posible apelar las decisiones emitidas por la Comisión (reconsideraciones).²²

En Pemex, un organismo como el Corporativo de Innovación y Competitividad —a pesar de su muy corta vida y pobres resultados— se esforzó en transparentar las licitaciones.

En lo económico, los muy cuestionados “precios de transferencia” en Pemex han sido introducidos en parte con este propósito: dar transparencia al proceso de asignación de precios para que deje de depender de decisiones políticas (y para cesar con la política de subsidios). En sí, toda metodología es arbitraria: de alguna manera responde a visiones ideológicas, políticas o intereses económicos (en este caso, no hay duda de que los precios de transferencia también buscaron la apertura del *downstream* en el ramo del crudo y del GN).²³ Sin embargo, es un tema en el que prevalecen los rezagos.

Antes que todo, no existe una ley que obligue a Pemex a entregar información. Es cierto que la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos (SEC) impone presentar estados financieros mejor auditados y seguir criterios internacionales en la clasificación y cuantificación de las reservas petroleras. La ley Sarbanes and Oxley ejercerá una presión similar en poco tiempo. Pero son instancias extranjeras que juegan el papel que deberían asumir instituciones mexicanas. El Instituto Federal de Transparencia de la Información (IFAI) representa un primer paso (ha hecho varios reclamos a Pemex por incumplimiento con las reglas de transparencia). El equivalente de un Directorado del Petróleo (o Agencia Nacional del Petróleo, como se quiera llamar) podría subsanar estas carencias.

Falta información básica y confiable sobre la industria. Por ejemplo, hay informaciones divergentes sobre el número de campos y de pozos petroleros en actividad en el país así como su producción

²¹ Existen dos tipos de información: una que se transmite entre las instituciones del sector, mientras que la otra se divulga afuera. Obviamente, siendo un sector estratégico, ciertas informaciones no pueden ser divulgadas sin mayor consideración.

²² Dionisio Pérez Jácome, *Regulación energética...op. cit.*

²³ La variabilidad y la arbitrariedad con la cual se asignaron los precios del gas natural durante el sexenio de Vicente Fox —bajo la presión de ciertos sectores con un fuerte peso político (en particular, los industriales de Monterrey)— en contra de la opinión de la CRE han transgredido este afán de transparencia.

exacta (o cuántos se cierran, etc.). Esta información es importante para determinar la fiscalización de Pemex. Su carencia alienta una negociación oscura entre Pemex y Hacienda cada año, en el momento de determinar la cantidad que la paraestatal aportará al fisco. La ocultación de la información básica que ha caracterizado al sistema político ha tenido repercusiones sobre la paraestatal. Por ejemplo, los famosos libros blancos que se elaboran al final de un sexenio nunca salen a la luz pública; esto permite dar carpetazo a muchos asuntos incómodos de la administración anterior (por ejemplo sobre los proyectos Cantarell y Cadereyta).

También prevalece la desinformación en cuanto a los accidentes que se producen. En el ámbito regional, aunque se sabe que Pemex entrega muy generosos donativos a gobiernos estatales o municipales, jamás la empresa ha informado de manera pública y transparente sobre los destinos y usos de aquéllos.

Evidentemente, la falta de transparencia alienta una corrupción que los mismos ejecutivos de Pemex reconocen oficialmente.²⁴

La rendición de cuentas

La rendición de cuentas en la toma de decisiones y en el desempeño brinda legitimidad social, autoridad y confianza. Es el corazón de la buena gobernanza (y también uno de los medios para impedir o limitar la corrupción). Para esto se requieren instituciones fuertes y mecanismos de sanción. La carencia de controles y de incentivos que pesan sobre el administrador público origina las derivaciones burocráticas y la ineficacia de la empresa pública.

En el caso de la empresa petrolera, las responsabilidades de supervisión están divididas entre la Secretaría de Energía (Sener), la Secretaría de Hacienda (SHCP), la Secretaría de la Función Pública (SFP), el Congreso de la Unión y las propias unidades coordinadoras de Pemex.

Aparte de la confusión entre las diversas funciones —la regulación, la fiscalización superior y la contraloría pública— los controles han sido excesivos e inadecuados. Por razones muy comprensibles de *accountability*, las autoridades gubernamentales se han excedido en el escrutinio hacia los servidores públicos. El papel que ha jugado la Secretaría de la Función Pública (sfp) demuestra que las actividades de Pemex siguen dependiendo de una regulación todavía excesiva. Esta entidad revisa y evalúa el desempeño de la empresa y de cada una de las subsidiarias; impulsa solicitudes de auditorías, pide informaciones y sanciona a los funcionarios; efectúa, además, controles de gestión con el afán de reglamentar o condicionar las decisiones administrativas. Pemex —como cualquier otra secretaría de Estado— vive ahogado por numerosas leyes y muchos reglamentos sujetos a interpretación; lo que fomenta mucha desconfianza entre los funcionarios de la paraestatal. A menudo sienten injustificadas las sanciones que se toman en contra de algunos de ellos. Este exceso en la normatividad acaba por ser contraproduktiva y provoca una gran inercia por el miedo que suscita.

²⁴ Raúl Muñoz Leos, *Petróleos Mexicanos en la ruta, 2000-2002*, Pemex, 2002.

Muchas licitaciones públicas se cancelan o son declaradas desiertas, lo cual implica enormes pérdidas económicas.²⁵ El exceso de control ha llevado a la parálisis en muchos casos.²⁶

Por otro lado, la rendición de cuentas está vinculada con las atribuciones coactivas en caso de incumplimiento. Determinar la naturaleza de las sanciones y el poder de las entidades correspondientes para sancionar son cuestiones que no han sido definidas legalmente.

La cultura empresarial

A pesar de los esfuerzos efectuados (por lo menos en el plano formal, midiéndose por el número de programas implementados), tampoco ha logrado cuajar un cambio de cultura corporativa, real y tangible. En el plano teórico, las transformaciones institucionales deben promover también cambios mentales y culturales. Según Robert Mabro, la modificación de la cultura de la empresa está orientada a "pasar de un comportamiento semi administrativo a un comportamiento económico moderno, de una mentalidad de latifundista a una de empresario".²⁷ Al igual que las demás compañías petroleras del mundo, Pemex debe buscar una flexibilidad dinámica, dejando a un lado su actitud de repliegue y de pasividad —fundado en las ventajas obtenidas— para manifestar una voluntad de inserción activa en la competitividad internacional; es decir, construirse nuevas ventajas comparativas. Es cierto que algunos órganos se han enfocado de manera explícita en promover nuevas concepciones organizacionales: tal es el caso de pmi. Igualmente, el Corporativo de Competitividad y de Innovación, creado al inicio de la administración de Raúl Muñoz Leos, tenía la misión de fomentar el cambio cultural, el liderazgo y la innovación, y promover la integridad, la transparencia y la competitividad en Pemex.²⁸

Sin embargo, pmi es una empresa formalmente distinta de Pemex, cuyo ámbito de acción es muy reducido: su modelo de cultura empresarial no se podría exportar al resto de la empresa.²⁹ En el caso del Corporativo de Innovación y Competencia, si la razón invocada para cancelar a mitad del año 2004 tres corporativos —los corporativos modernos de Pemex— fue la austeridad presupuestal, en realidad fueron razones de corte político las que determinaron esta decisión; traducen también el estado letárgico de las reformas en este sentido. Los recursos humanos constituyen a menudo un gollete de estrangulamiento mayor; primero en lo que toca a la posibilidad de encontrar y remplazar los *expertises* necesarios, enseguida para operar rápidamente el cambio de cultura que la empresa requiere. La resistencia organizacional e institucional a los cambios propuestos alienta la permanencia del *statu quo*.

²⁵ David Shields. *Pemex: un futuro incierto*, México, Planeta, 2003.

²⁶ Éste es uno de los problemas derivados de que varios principales se dirigen a un solo agente.

²⁷ Citado por Jean-Marie Chevalier, "Introduction. Rapport final du Colloque", en *L'avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d'hydrocarbures*, *op. cit.*, p. 11.

²⁸ Entrevista con Othón Canales, director del Corporativo de Competitividad e Innovación, Pemex, febrero de 2004. Un cierto número de actividades para diseñar e implementar programas de recursos humanos desde la selección de los mandos superiores, las simplificación en la contratación de los recursos humanos, la evaluación del desempeño del personal donde son tomadas en cuenta las opiniones del público y la reingeniería de procesos administrativos que están todos inspirados en la llamada nueva gerencia pública.

²⁹ Es interesante notar, por ejemplo, que la mayor parte del personal que integró PMI, proveniente de Pemex, no se identificó con las modalidades gerenciales de PMI y buscó reintegrarse a Pemex.

No hemos abordado aquí el papel del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) ni la relación que conserva con la empresa. Amerita por sí solo un análisis aparte. Tampoco hemos ahondado en la problemática fiscal de la empresa: es un tema de un artículo posterior en el mismo capítulo del libro.

Balance acerca de la responsabilidad social de Pemex ³⁰

La desigual derrama de dinero relacionada con la actividad petrolera —sobre todo en el periodo del auge— ha tenido efectos directos pero también indirectos, los cuales a veces han desencadenado múltiples transformaciones.

A diferencia de las Compañías Petroleras Internacionales (CPI), que se preocupan únicamente por la rentabilidad de su negocio, por lo cual tienden a descuidar las “externalidades” negativas vinculadas a la explotación petrolera,³¹ las NOC tienen una misión social (y de desarrollo regional) inscrita en su propia naturaleza (de empresa de Estado).

Además, hoy en día, los parámetros económicos, medio ambientales y sociales que estructuran la ecuación económica son cada vez más interdependientes. Por ende, la relevancia de los costos medio ambientales y sociales de la economía aumenta en el diagnóstico general de la situación. Se trata de una visión sistémica del desarrollo; y esto vale tanto para los territorios como para las empresas.

¿Cuál es la situación de Pemex frente a estos imperativos? Como empresa estatal, desde sus inicios ha sido puesta “al servicio de la patria”. De hecho, ha sido un pilar esencial para la industrialización del país (suministrando autosuficiencia energética y energía a bajos costos) y un garante del crédito externo. Asimismo, ha respaldado el sistema político. Actualmente, cumple con su misión social entregando una parte considerable de sus ingresos al fisco, los cuales sirven al desarrollo de la infraestructura del país, de los estados y municipios, etc. Sin embargo, los resultados no han sido del todo positivos.

En el ámbito regional: externalidades regresivas

A pesar de su fuerte participación en el desarrollo económico del país, mediante considerables ingresos fiscales y también donaciones importantes a los estados y los municipios, en las regiones productoras Pemex conserva una imagen bastante negativa. Aparece como una empresa depredadora que impacta negativamente en muchos de los ámbitos de la vida local: en los ámbitos socioeconómico, del empleo, del desarrollo rural y ecológico. La petrolización de ciertas regiones (como Tabasco, por ejemplo) ha sido percibida por la población local como un fenómeno de distorsión, por varias razones.

³⁰ El término “social” tiene una connotación distinta en español y en inglés. La Corporate Social Responsibility en inglés envía sólo al cuerpo social en su conjunto, mientras “lo social” en español indica el capital humano. Nos referimos aquí a esta segunda referencia.

³¹ Las CPI tienden a preocuparse por el desarrollo regional sólo cuando éste repercute directamente sobre el desarrollo de la empresa.

Externalidades socioeconómicas desafortunadas

Numerosos trabajos han mostrado que la magnitud de las inversiones públicas en la industria petrolera regional no logra estimular la producción regional, ni es un detonador extraordinario en el empleo. Por ejemplo, gran parte de las inversiones petroleras se aplican a la adquisición de equipos bastante sofisticados, que provienen de otras zonas del país o del extranjero. Por otra parte, una fracción importante del capital petrolero se destina a los gastos de administración, operación y mantenimiento de la misma industria. Estos gastos tienen un efecto multiplicador muy limitado en cuanto a la región. Paralelamente, la presencia de la empresa no ha repercutido de manera sustancial sobre el empleo local: sólo 33% de los trabajadores empleados por Pemex, en el ámbito local, provienen de la región. Además, son trabajadores transitorios con un alto nivel de inseguridad en su contratación y asumen las tareas más peligrosas.³²

Por otra parte, los trabajadores petroleros forman, en las regiones, un enclave socioeconómico. Representan una verdadera aristocracia obrera (en comparación con el posicionamiento socioeconómico normal de un trabajador y de su estatus) y conforman un núcleo que goza de privilegios económicos considerables.³³ Además, por el monopolio de la contratación que tiene el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, este enclave tiende a autorreproducirse: "se nace petrolero".

Externalidades ambientales negativas

De manera idéntica, varios estudios han señalado con insistencia los problemas ambientales causados por la presencia de la empresa, tales como la fuerte contaminación generada —más por el transporte de gas y petróleo que por la instalaciones físicas de extracción— con "salinización" de ríos y lagos, las lluvias ácidas, las inundaciones, la alteración de los paisajes por redes de oleoductos y gasoductos, la alteración de los ecosistemas —en su fauna y flora— que se traduce en una drástica disminución de su diversidad y de su productividad, sin contar los accidentes violentos (Ixtoc en 1979; la fuga subterránea de gasolina en Guadalajara el 22 de abril de 1992 que causó más de 200 muertos; los numerosos estallidos de ductos; etcétera).

Por otro lado, la quema desmedida de gas natural en la zona marina, si bien ha disminuido, no se ha detenido del todo a pesar de proyectos nuevos de compresión de gas. Las toneladas de bióxido de carbono y de bióxido de azufre liberadas en el aire siguen siendo considerables.³⁴

³² L. Allub, y M.A. Michel (comps.), *Impactos sociales de la industria petrolera en Tabasco*, Centro de Investigación para la Integración Social-CIIS*, México, 1982; Fernando Tudela, (coord.), *La modernización forzada del trópico: el caso de Tabasco. Proyecto integrado del Golfo*, México, Colmex/Cinvestav/IFIAS/UNRISD, 1989 (reed. 1992); Alain Vanneph, "Petróleo y desarrollo: impacto de las actividades petroleras en el desarrollo nacional, regional y local de México", tesis de doctorado (traducción: CEMCA, México), París, 1997, p. 554; cf también Isabelle Rousseau, "Los indígenas y el petróleo. Dos riquezas que se enfrentan", México, SRE, 1980, p. 120.

³³ Alain Vanneph, *op. cit.* El autor enfatiza la existencia de muchos privilegios: las escuelas Pemex (escuela, artículo 123), los conjuntos habitacionales para los trabajadores petroleros (en lo económico), las cooperativas de Pemex. Además señala cómo el poder económico superior de esta clase obrera aristocrática provoca una fuerte inflación en los estados o municipios petroleros.

³⁴ David Shields, por ejemplo, anota que sólo en Cantarell durante los 20 años de explotación del yacimiento se han liberado impunemente alrededor de 270 millones de toneladas de bióxido de carbono, *op. cit.*, p. 74.

Una desigualdad acentuada entre el campo y las grandes urbes

En efecto, y de manera anormal, el centro (el Distrito Federal), que no es productor, ha recibido más beneficios que la periferia —las regiones en donde se explora y se produce que padecen además las consecuencias negativas de la industria minera, manufacturera o del proceso de comercialización (transporte por ductos).

Falta de transparencia en la redistribución de la renta petrolera

Uno de los apoyos que brinda Pemex a la sociedad es la entrega de donativos importantes a los gobiernos locales para promover el desarrollo socioeconómico mediante obras y proyectos en las regiones en las que concentra sus actividades —que complementa lo que aporta la empresa mediante la redistribución estatal de su aportación al fisco—. ³⁵ Sin embargo, se carece de una información fidedigna tanto sobre la naturaleza y la cantidad acerca de estos donativos como sobre su destino final. Se desconoce entonces hasta qué punto las poblaciones locales han sido realmente beneficiadas.

Indudablemente, estas “externalidades” negativas inciden sobre la imagen degradada que tiene Pemex en particular en las regiones productoras.

¿Cuáles han sido las estrategias empleadas por la empresa para enfrentar las demandas sociales y contrarrestar los posibles conflictos?; ¿cómo han evolucionado estas estrategias a través del tiempo?

En general, la factibilidad técnica es el criterio dominante por los recursos financieros asociados a la producción de crudo y, en cambio, los problemas ecológicos y sociales asociados con las fases extractiva y de transporte se perciben como obstáculos a superar para impulsar un proceso de desarrollo que es considerado inexorable y vital para el país. En este sentido, las compañías petroleras (privadas o públicas) han tratado de resolver las dificultades con las poblaciones locales.

En el caso de Pemex, en los tiempos del sistema presidencialista fuerte y del partido único, el centro (mediante la Secretaría de Gobernación) controlaba directamente (a través de los gobernadores) las demandas sociales en los estados. Esto facilitaba ampliamente la tarea de Pemex que no tenía que intervenir directamente

La transformación de la vida política y los inicios de la transición democrática han complicado la situación para Pemex. Seguramente, en un afán de mayor objetividad habría que tomar en cuenta también la influencia —o las presiones externas— de factores tales como el TLCAN o la comunidad financiera internacional (a través de leyes y reglamentos tales como la Ley Sarbannes-Oaxley) sobre la cuestión de la responsabilidad social de la empresa.

Por estas razones, en Pemex se ha creado a mitad de los años ochenta una Unidad de Desarrollo. En sus inicios, esta entidad estaba destinada antes que todo al control regional. Desde el año 2000,

³⁵ En promedio, 70% de estas aportaciones corresponden a recursos en especie (combustibles, asfalto, etc.), mientras que el restante se hace en efectivo.

ha buscado ampliar su margen de acción a fin de coordinarse mejor con los estados y municipios y ofrecer soluciones más acordes a las demandas sociales. Desde hace unos años, ha logrado mediar y negociar con cierto éxito con todos los grupos y fuerzas sociales y partidistas, además de promover mayor transparencia en la información.³⁶

Sin embargo, al parecer, este dinamismo está ligado antes que nada a la convicción y esfuerzos del titular del puesto, y no ha logrado institucionalizarse. En el organigrama, esta entidad es una simple gerencia, inferior en jerarquía a una dirección, como corresponde en otras empresas petroleras estatales (Ecopetrol, por ejemplo).

En contra de lo que podría pensarse (la empresa pública asume correctamente directa o indirectamente a través de entidades gubernamentales su función social y nacional), en este campo también los resultados distan de ser muy alentadores.

En conclusión, las transformaciones efectuadas en el plano organizacional no han logrado superar los problemas vinculados a la doble lógica que ha caracterizado a Pemex. Esto nos encamina a preguntarnos: ¿cómo mejorar el funcionamiento de ambas racionalidades de esta empresa pública?

Sugerencias para una renovación institucional del sector de los hidrocarburos

Acorde al diagnóstico anterior, proponemos las ideas siguientes en el plano organizacional e institucional que, en nuestra opinión, podrían ayudar a mejorar el funcionamiento de Pemex y la industria petrolera y gasera nacionales.

- Resulta esencial *diseñar una política energética* (y en particular de hidrocarburos) *de mediano y largo plazos*, que no varíe sustancialmente al cambiar el alto personal del sector (secretarios de Energía y directores de Pemex). Esto implicaría tener un diagnóstico muy preciso de la situación de los hidrocarburos que vaya más allá de los intereses políticos sexenales.³⁷
- Este primer aspecto está vinculado con la construcción de un consenso político que es una condición *sine qua non* para posibilitar tal diseño así como la implementación de los programas que contiene.

Es necesario considerar en este diseño los siguientes principios:

A. Pemex debe ser una empresa petrolera integrada que deje de ser un monopolio de Estado mientras sea una empresa pública sólida. Esto tiene varias implicaciones:

³⁶ Entrevista con Saúl López, gerente de desarrollo social, Corporativo de Pemex, México, 26 de enero de 2006.

³⁷ Se estima que desde los años ochenta el promedio de un secretario de Energía en su puesto ha sido de 2.2 años. Comentarios de Adrián Lajous, Congreso AMEE/Colmex, 29 de noviembre de 2005.

1. Diferenciar el derecho de propiedad sobre los recursos del subsuelo (que pertenecen a la nación) y el derecho de propiedad sobre la empresa pública. Ésta es una diferencia esencial que nunca se ha realizado desde la creación de Pemex en 1938 (ha subsistido una confusión institucional que resultaba *ad hoc* en este momento).
2. Reforzar y completar paulatinamente el marco regulatorio en la industria, abrir a la inversión privada —nacional o extranjera— ciertos segmentos del sector (las actividades manufactureras como petrolíferos y petroquímicos). Esto con el fin de encauzar tanto la intervención administrativa y política del gobierno en la industria así como precisar los márgenes de acción de los actores privados.
3. Precisar y diferenciar las funciones de las diversas instancias para evitar traslapes indebidos: el propietario, el planeador, el operador y el regulador.

B. Fortalecer a Pemex como empresa pública. Esto implicaría:

1. Construir un gobierno corporativo moderno de la empresa para que Pemex esté manejada con criterios empresariales y comerciales.
2. Asimismo, construir un marco normativo adecuado a la industria petrolera que le permite a Pemex operar como una empresa eficiente.
3. Paralelamente, atender desde varios ángulos la cuestión de la responsabilidad social de la empresa (en el ámbito regional, por ejemplo).
4. Cambiar el régimen fiscal de Pemex de manera que ya no sea confiscatorio para la empresa, lo cual implica en primera instancia modificar el régimen fiscal federal.

De manera más concreta, podemos recomendar lo siguiente:

Reforzar y completar el marco regulatorio

a. Reforzar el *marco regulatorio general* en el país y precisar la función de las diversas instancias regulatorias. Por ejemplo:

1. Otorgar autonomía a los entes reguladores.
2. Precisar el marco normativo genérico para dar margen de acción a los entes reguladores y favorecer un entorno de competencia (Ley Federal de Competencia, Comisión de Mejora Regulatoria, la Auditoría Superior de la Federación, etcétera).
3. Creación de un servicio civil profesional en materia de regulación.
4. Establecer con mayor precisión las funciones de los órganos internos y externos de control: la SFP, la ASF, las contralorías internas de las diversas entidades del sector, la selección y papel de los auditores externos, etcétera.

b. Reforzar el *marco regulatorio sectorial*:

1. Incentivar la creación de un marco jurídico nuevo que permita la creación de una nueva figura jurídica: la autonomía de entes públicos (que rebase el estatuto de desconcentración o descentralización).
2. Reforzar a la CRE. Crear en el marco jurídico nacional una figura que otorgue autonomía a la CRE:
 - Que no dependa ni de Sener ni de otra instancia gubernamental.
 - Que tenga autonomía presupuestal y de gestión.
3. Crear un ente regulador del *upstream* (una Agencia Nacional del Petróleo) dotado de la misma autonomía que se propone para la CRE. Debe ser un brazo técnico de la Sener en aspectos de exploración y producción, con capacidad para proponer y, o evaluar planes para el desarrollo sustentable de la industria petrolera nacional, las políticas de exploración y producción y la comercialización de los recursos petroleros.

Reforzar el gobierno de Pemex (el “buen gobierno”)

a. Liberar a Pemex de sus obligaciones fiscales confiscatorias. Esto depende en gran parte de:

1. Existencia de una verdadera reforma fiscal federal.
2. Un marco de competencia en el que intervengan otras empresas. Obligaría –como sucedió en Noruega– a construir un verdadero marco fiscal para el sector petrolero. Esto modificaría también la relación de dependencia de Pemex hacia Hacienda.

b. Crear un marco normativo adecuado a Pemex.

1. Construir un marco de normas y leyes adecuadas al sector energético (distinto del marco normativo en vigor en la administración pública).
 - Cambios sustantivos a la Ley de Obras Públicas y Servicios Asociados.
 - Cambios a la Ley de Adquisiciones y Servicios Asociados.
2. Crear un marco de incentivos para propiciar mayor transparencia: Por ejemplo, leyes que regulen el flujo de información de Pemex.
 - Crear incentivos para *obligar* a revertir la relación reservas/producción: por ejemplo, una ley que emitiría el Congreso de la Unión para limitar la producción cuando el nivel de reservas no es suficiente para asegurar en un plazo determinado el abastecimiento de crudo en el país.³⁸

c. Fomentar una gestión con criterios empresariales:

1. Proponemos que antes de tomar decisiones rápidas cuyas consecuencias serían muy costosas para el país, se realicen estudios serios –es decir con el mayor nivel de objetividad

³⁸ Propuesta de Adrián Lajous, Presentación, Colmex, 3 de abril de 2006.

posible— considerando las modalidades de operación de otras empresas petroleras exitosas en el mundo, en particular de empresas (parcial o totalmente) públicas. Esto *obviamente* no implica que habrá que trasladar *ipso facto* estas experiencias o modalidades exitosas al caso mexicano, sino estudiar la posibilidad de adaptarlas al contexto nacional.

2. Es necesario considerar que *una buena gestión empresarial está íntimamente vinculada con la construcción y, o fortalecimiento de un entramado regulatorio*.³⁹ Por lo cual, es necesario en nuestra opinión, avanzar a la par en ambos sentidos.

De manera particular, será necesario revisar los siguientes puntos:

- El Consejo de Administración de Pemex. Estudiar los posibles cambios a efectuar en su composición.
- La bursatilización parcial de la empresa (permitir a las Afores invertir, por ejemplo).
- El papel del sindicato petrolero y la relación que debe guardar con el *management* de la empresa: ¿cómo promover un sindicato que sea moderno y colabore con la buena gestión de la empresa?
- Buscar incentivos organizacionales para promover una verdadera cultura empresarial: como, por ejemplo, favorecer relaciones horizontales en las áreas de trabajo a fin de incrementar la participación y la responsabilidad de los empleados, promover la capacitación del personal y la evaluación del mismo en función del desempeño y no tanto de la antigüedad.

³⁹ Adrián Lajous ha insistido –con evidente razón– en esta necesidad, Presentación, Colmex, 3 de abril de 2006, entre otras presentaciones y conferencias que ha dado sobre este tema.

Bibliografía

- Allub, Leopoldo; Miguel Ángel Michel (comps), 1982, *Impactos sociales de la industria petrolera en Tabasco*, México, Centro de Investigación para la Integración Social, CIIS.
- Balvanera, Gilda, 2006, "La reforma de la industria del gas natural en México, Retos de la regulación y estrategias de actores," tesis de licenciatura, México, CEI, El Colegio de México.
- Benhassine, Achraf, 2003, *Chronique d'une ouverture trop prononcée de l'amont pétrolier et gazier algérien*, *Boletim Infopetro*, año 4, núm. 5.
- Boussena, Sadek, 1994, "L'adaptation des compagnies nationales au nouveau contexte pétrolier", *L'avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d'hydrocarbures, Economies et sociétés*, Cahiers de l'ISMEA, Série "Economie de l'énergie", t. xxvii, PUG, París, núm. 9, septembre.
- Chandler, A. D., 1972, *Stratégies et structures de l'entreprise*, París, Les Editions d'Organisation.
- Chevalier, Jean-Marie, "Introduction (Rapport final du Colloque)", *L'avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d'hydrocarbures*, Economies et Sociétés.
- (coord), 1994, Cahiers de l'ISMEA, Série "Economie de l'énergie" t. xxvii, núm. 9, París, PUG.
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*.
- Estrada Estrada, Javier, 2005, "Desarrollo y perspectivas de la distribución del gas natural en México", *10 años de regulación energética en México*, México, CRE.
- , de 2005, "Un ente independiente para regular a la industria petrolera mexicana", *Energía a debate*, México, año 2, vol. II, núm. 7., febrero-marzo, pp. 26-31.
- Haas, Pedro, 1991, "Petróleo mexicano y comercio internacional", *Interés*.
- Lajous, Adrián, 2006, "Desafíos petroleros", [Presentación], CEI/ Colmex, 3 de abril.
- Loyola, Rafael, y Liliana Martínez Pérez, 1995, "Los costos laborales de la reestructuración en Petróleos Mexicanos", *Revista Mexicana de Sociología*, IIS, UNAM, México.
- Muñoz Leos, Raúl, 2002, *Petróleos Mexicanos en la ruta*, 2000-2002, Pemex.
- Olea, Héctor, 2005, "Apuntes sobre el proceso de reforma estructural del gas natural en México", *10 años de regulación energética en México*, CRE, México.
- Pemex, 1988, *Marco jurídico básico*, Pemex, México.
- Pérez Jácome, Dionisio, 2005, "Regulación energética en México: avances y desafíos a 10 años de la expedición de la ley de la CRE", *10 años de regulación energética en México*, México, CRE.
- Petroleum Intelligence Weekly*, 2002, "PIW Top 50", Nueva York, 23 de diciembre.
- Rapport Bruntland, 1988, *Notre avenir à tous*, Montreal, Eds. Du Fleuve.
- Rousseau, Isabelle, 1980, "Los indígenas y el petróleo, Dos riquezas que se enfrentan," México, SRE.
- , 2006, "Las transformaciones de la política de hidrocarburos en México en el contexto de la transición democrática. Esquemas organizacionales y estrategias de actores", Foro Internacional, Colmex, núm. 183, vol. XLVI, México, enero-marzo.
- , 2006, "La réorganisation administrative de Pemex (1989-2005): vers une nouvelle gouvernance d'entreprise?", *Problèmes d'Amérique latine*, Documentation Française, vol. 2, núm. 57/58, París, Ete/Automne.

- , "Mercado, seguridad y soberanía nacional: las dinámicas contradictorias de la política energética mexicana (hidrocarburos) en el marco de la integración del norte de América", en *¿Hacia una integración petrolera de las Américas?*, México, Colmex, en imprenta.
- Sener, 2001, *Programa sectorial de energía, 2001-2006*, México.
- Shields, David, 2003, *Pemex: un futuro incierto*, México, Planeta.
- Sommano, María Fernanda, 1994, "Empresas públicas: su transformación. El caso de PMI", tesis de licenciatura, CEI, El Colegio de México.
- Tudela, Fernando (coord.), 1989, *La modernización forzada del trópico: el caso de Tabasco, Proyecto integrado del Golfo*, México, Colmex/Cinvestav/IFIAS/UNRISD, (reed. 1992).
- Valdés López, Francisco y Francisco Rosenweig de Mendiola, 2005, "La autonomía técnica y operativa como presupuesto de la función de regulación. Agenda de fortalecimiento de la Comisión Reguladora de Energía", *10 años de regulación energética en México*, Comisión Reguladora de Energía (CRE), México.
- Vanneph, Alain, 1997, "Petróleo y desarrollo: impacto de las actividades petroleras en el desarrollo nacional, regional y local de México", tesis de doctorado, (traducción, CEMCA, México), París.
- Williamson, O. E. y S.G. Winter (eds.), 1991, *The Nature of the Firm*, Oxford U. P. y Oxford.



Segunda sección
Financiamiento de las
inversiones energéticas



Financiamiento del sector energético en México. Alternativas a la situación actual de despilfarro

*Nora Lina Montes**

Después de que Carlos Salinas iniciara la búsqueda constante de la desregulación del sector energético en México, se dio el cambio en sus mecanismos de financiamiento, concretado en el sexenio de Ernesto Zedillo y seguido asiduamente en la administración foxista. El tradicional sistema de emplear los recursos propios (derivados de los ingresos y su presupuesto asignado) y el endeudamiento directo por parte de las paraestatales, fue cambiado por el sistema conocido como Pidiregas, así como por la “titulación” de créditos, destinados al pago exclusivo de estos proyectos.

Los Pidiregas no son otra cosa que la triangulación de la deuda pública, a través de contratación de crédito externo para el pago a los desarrolladores —también externos— de la infraestructura energética. En el caso petrolero se utilizó además el mecanismo de titulación, cuyas ventajas, en teoría, ofrecían mejores condiciones para enfrentar la necesidad de crecimiento del sector, en un momento de restricción de las fuentes tradicionales de financiamiento. Cuando se creó este mecanismo, el país pasaba por una crisis financiera, los créditos externos escaseaban y el presupuesto público enfrentaba la competencia entre sus diversas y urgentes necesidades.

Lo anterior, además, concordaba con la idea de desregularizar al sector energético mediante la participación del capital privado, tanto financieramente como a través de su contratación para el desarrollo de infraestructura. La coyuntura era inmejorable, y así nació la mancuerna titulación-Pidiregas, cuyas consecuencias más graves son ahora el endeudamiento excesivo del sector, el desplazamiento del Estado en la mayoría de las actividades del mismo (operativas y financieras), la quiebra contable de sus empresas y el estancamiento productivo de las mismas.

Por lo anterior, es necesario revisar este sistema de financiamiento y proponer alternativas al mismo, además de identificar a quienes lo impusieron y plantear las sanciones correspondientes y los mecanismos para resarcir los daños causados a la nación.

* Facultad de Economía, UNAM.

Los Pidiregas

El mecanismo de financiamiento conocido como Pidiregas (proyectos de infraestructura productiva con impacto diferido en el registro del gasto público) fue institucionalizando a partir de uno ya existente, conocido como CAT (construcción-arrendamiento-transferencia), aplicado en el subsector eléctrico. Consistía, como su nombre lo indica, en que un contratista construyera infraestructura, una vez concluida la arrendara a la paraestatal (CFE) y tras su vida útil, la transfiriera a ésta.

Se definieron dos tipos de Pidiregas; los F-I o de inversión directa, y los F-II o de inversión condicionada. En el primer caso se trata de que el contratista, con sus propios recursos, construya la infraestructura y al término de la misma la "venda" a la paraestatal, la que obtiene crédito (deuda) para su pago. La paraestatal entonces deberá cubrir todas sus obligaciones financieras con los ingresos derivados de dichos proyectos. En el segundo caso el contratista construye y opera la infraestructura, y vende a la paraestatal el producto de la misma (electricidad en el caso de CFE y nitrógeno en el de Pemex). Aquí, no sólo hay que pagar dicho producto, sino también la capacidad instalada, además de que genera una "deuda contingente", que en esencia es el saldo de la inversión en el momento de un eventual incumplimiento de los términos del contrato.

En el caso de la CFE, la modalidad F-I se aplica casi en partes iguales a los segmentos de generación y de transformación-transmisión, aunque a partir de 2002 la rehabilitación (o modernización de centrales) ha venido incrementando su participación, para alcanzar 8.5% en 2006. El F-II se emplea básicamente en generación (alrededor de 90%), en los denominados productores externos de energía: PEE, y el porcentaje restante se aplica en obras asociadas con éstos (terminales de carbón y gasoductos).

En el caso de Pemex, F-I es la fórmula más aplicada en el desarrollo de la infraestructura y sólo tiene un proyecto bajo el esquema F-II: las plantas de nitrógeno, gas inyectado a los pozos para incrementar la presión del yacimiento.

Uno de los requisitos *sine qua non* de los Pidiregas es que los ingresos que generaran tales infraestructuras deberían ser más que suficientes para el pago de todas las obligaciones financieras y operativas de las mismas.

Para dar el carácter institucional al mecanismo Pidiregas se hicieron todas las adecuaciones legales necesarias. Se modificaron las leyes relativas a la deuda pública y a la de presupuesto, contabilidad y gasto público, lo mismo que al reglamento de esta última, además de que se emitieron decretos y otras normas administrativas por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

El procedimiento administrativo para su presentación y aprobación es el siguiente: i) la paraestatal prepara y presenta su proyecto y lo trasmite a la Secretaría de Energía (Sener); ii) ésta lo revisa y, sin mediar más que opiniones generales, lo trasmite a su vez a la SHCP; iii) aquí debe pasar por tres instancias que deberán emitir un dictamen cada una sobre el impacto del proyecto en las finanzas y la deuda públicas, y sobre la rentabilidad del proyecto; iv) si hay observaciones en este

paso se regresa la documentación a la paraestatal; en caso contrario, se incluye en el proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), que se presenta a la Cámara de Diputados (CD); v) es aquí donde finalmente se obtiene la aceptación plena del proyecto, lo que queda establecido dentro del PEF aprobado.

En este punto las paraestatales están en condiciones de iniciar el proceso de licitación e iniciar la construcción cuando la obra es asignada; también en este momento se fijan todas las condiciones del contrato. En el caso de F-I, a la entrega de la infraestructura se inicia el registro de las erogaciones: la amortización y los intereses se cargan a los gastos financieros (gasto no programable); en F-II, el pago de la energía y la capacidad se consignan como gasto operativo (gasto programable). Esta información se hace pública trimestral y anualmente; en el primer caso, en el Informe trimestral sobre las finanzas y la deuda públicas, que se entrega a la CD; en el segundo, en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal que elabora la SHCP.

La titulación de deuda

Como ya se mencionó, una de las justificaciones para implantar el mecanismo Pidiregas fue la escasez de los recursos externos, por lo que se procedió al uso de la "titulación", que no es otra cosa que la obtención de crédito por la vía de bonos, garantizados por la sesión de pagos futuros.

Este mecanismo lo explica claramente Michel Uribe.¹ El prestatario (el que solicita el préstamo) "vende" sus flujos de ingresos futuros a una compañía externa al país (*offshore*), a la que se le designa como "vehículo para un fin especial" (VFE). Por su parte, el VFE emite las notas o títulos de crédito garantizados con los flujos futuros, los cuales son adquiridos por el público inversionista. Los ingresos generados por esta colocación y captados por el VFE se devuelven al prestatario para que encargue la ejecución física de los proyectos. Cuando éstos generan los ingresos en el futuro (a través, por ejemplo, de la venta de petróleo), los clientes designados (obligados) no transfieren el pago del producto al prestatario, sino que lo envían a una fiduciaria (cuenta de cobro/agente fiscal) de un fideicomiso, que se encarga de realizar el pago de capital e intereses a los inversionistas y de transferir los excesos de recaudación por encima de este pago (si tales excesos existen) al prestatario.

De acuerdo con este modelo y con los promotores del mismo, las *ventajas* que ofrece son: *a)* los riesgos de transferencia soberana y convertibilidad se mitigan por el pago directo al fideicomiso; *b)* el prestatario no funge como "juez y parte", es decir, recibiendo los pagos de los clientes y pagando a los inversionistas, dado que esto se evita con el pago directo al fideicomiso; *c)* el riesgo de quiebra también se mitiga, dado que los VFE no tienen otros acreedores y, por tanto, no pueden quebrar; *d)*

¹ Michel Uribe, Hugo Alberto (Centro de Estudios Estratégicos para el Desarrollo (CEED) de la Universidad de Guadalajara) "Globalización financiera y operaciones extrapresupuestales del gobierno federal en México: ¿solución o nuevo problema?" Segundo Seminario de Política Fiscal y Financiera. Referencias obligadas para la política fiscal y financiera: globalización financiera y nuevo marco institucional, Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, 3 y 4 de abril de 2003.

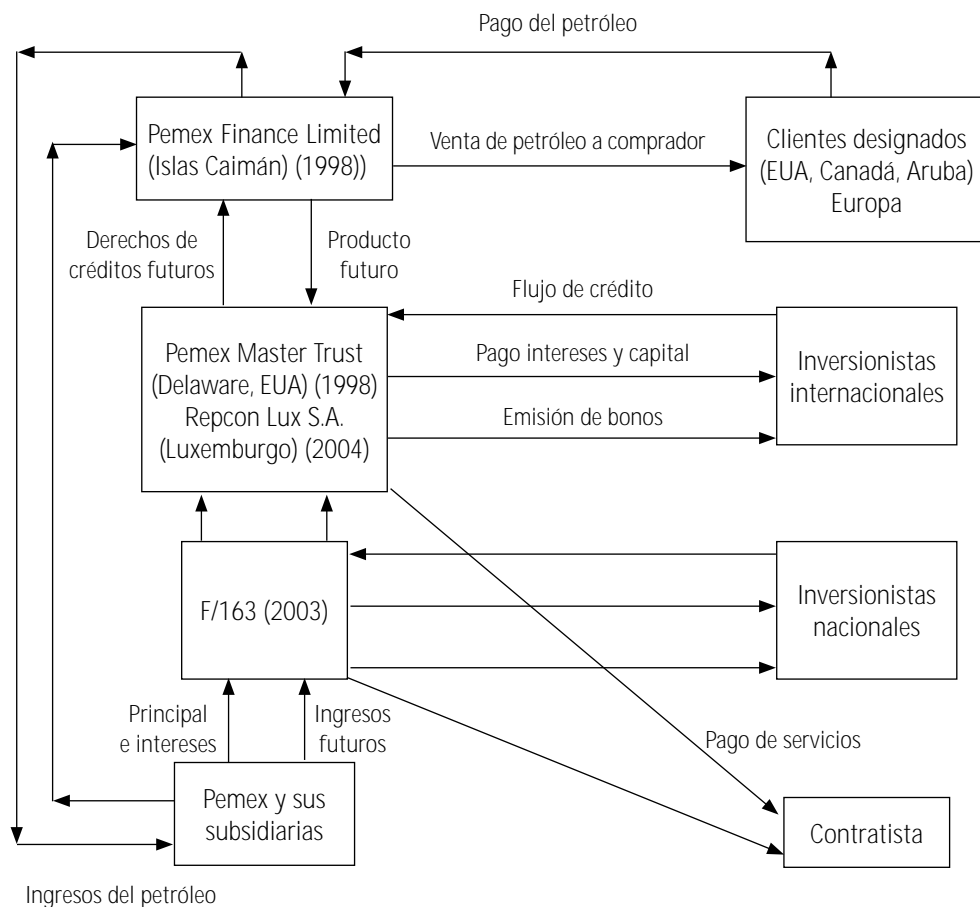
la tasa de interés es más baja; *e)* los plazos de vencimiento son mayores; *f)* la gestión del riesgo y los impactos en los resultados (financieros) se mejora; *g)* el grupo de inversionistas disponible es más grande, contrario al caso del crédito bancario; *h)* el historial crediticio que se desarrolla es favorable; *i)* la transparencia en la gestión pública se eleva en virtud de las exigencias del mercado internacional; y *j)* el impacto sobre la contabilidad de la deuda pública es limitado.

Sin embargo, el modelo presenta *riesgos*: *a)* en caso extremo de quiebra, la prevención está en atender constantemente a las calificaciones otorgadas por las empresas especializadas en el ramo; *b)* en caso de incumplimiento financiero, generalmente se sigue honrando la deuda garantizada, mediante los flujos de ingresos futuros; *c)* el riesgo soberano permanece, pues el gobierno puede forzar a la empresa a vender su producto en el mercado local en lugar de destinarlo a la exportación y, al hacer esto, se dejan de depositar los ingresos en el fideicomiso; *d)* el riesgo de mercado, la volatilidad en precios, puede mitigarse mediante la constitución de garantías que superen el valor del crédito; *e)* hay riesgo de fluctuaciones en la tasa de cambio, aun en los casos de que el pago por las exportaciones sea en dólares; y *f)* pueden existir retrasos en los proyectos y por lo tanto en la generación de ingresos.

En el caso mexicano y para Pemex en particular, este modelo asume una modalidad específica. El prestatario es naturalmente Pemex, el vFE es el fideicomiso conocido como Pemex Master Trust (PMT, constituido en 1998 en Delaware, EUA), pero aparece otro adicional, encargado de la colocación de las exportaciones petroleras, el Pemex Finance Limited: PFL,² que obtiene los recursos futuros que envía directamente a Pemex, para que éste a su vez transfiera los montos correspondientes a las obligaciones (capital e intereses) a PMT, que salda sus compromisos con los accionistas y cubre los costos de los contratistas. La figura 1 muestra el caso de Pemex.

² Se trata de una sociedad de responsabilidad limitada constituida de conformidad con las leyes de las Islas Caimán, en 1998, y que utiliza los recursos de los bonos que emite para comprar cuentas por cobrar generadas por la venta de petróleo a clientes designados de P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. Esta última entidad, Pemex Internacional, no está dentro del organigrama oficialmente aprobado para Pemex, además de que se constituye como una sociedad anónima, cuando maneja recursos públicos.

Figura 1
Esquema Pidiregas para Pemex



Más adelante, este esquema se “enriquece” con otros fideicomisos, para captar crédito interno y europeo. Se trata de los fideicomisos F/163 (creado en 2003 bajo las leyes mexicanas) y de RepCon-Lux, S. A. (fundado en enero de 2004 en Luxemburgo, cuyos bonos emitidos son intercambiables por acciones de Repsol YPF, S. A., o su equivalente en efectivo con opción del emisor). Todos estos fideicomisos tienen el objetivo de pagar las obligaciones asociadas a los Pidiregas.³

³ Petróleos Mexicanos, “Información financiera. Vehículos financieros”. www.pemex.com.

Los perjuicios del binomio “Pidiregas-títulos”

Los Pidiregas

En primera instancia, cabe recordar que parte de la razón para la creación de los Pidiregas se encuentra en el acuerdo establecido entre Zedillo y Clinton para superar la crisis de 1995.⁴ No había de origen la intención de ocultar la información de estos proyectos; más bien era un “anticipo” a la privatización de las empresas del sector energético, solicitada por Estados Unidos y ofrecida por México.

Sus consecuencias han sido en lo general muy desfavorables para el país. En trabajos anteriores ya hemos señalado los perjuicios que los Pidiregas han provocado, mismos que señalaremos sintéticamente.⁵

Para empezar, cabe recordar lo expresado por la CEPAL en 2001 respecto a los Pidiregas: “dicho esquema no puede utilizarse de forma indefinida, pues la deuda [pública] crecería exponencialmente hasta llegar a un punto insostenible para las entidades [energéticas]. Específicamente hizo los siguientes señalamientos:

i) la crítica al uso de *Pidiregas* en la industria petrolera es nula en informes y documentos oficiales del dominio público; *ii)* los *Pidiregas* compiten con el gasto social, desestabilizan los equilibrios macroeconómicos, socavan la viabilidad financiera de las empresas y reducen la capacidad de endeudamiento del Estado; *iii)* el capital privado ha fluido gracias a las garantías gubernamentales, de ahí que la economía mexicana enfrente un dilema: reducir el esquema en gasto corriente para compensar los pagos *Pidiregas*, o permitir un déficit del gasto público con lo que ello implica en materia inflacionaria y endeudamiento; *iv)* aunque la mayor parte del monto de los *Pidiregas* se contabiliza como deuda contingente, los mercados internacionales de capital lo consideran un riesgo, sobre todo tomando en cuenta la abultada deuda del gobierno federal⁶

De hecho, los pronósticos de la CEPAL ya se cumplieron. El monto de inversión aprobado de Pidiregas (que *de facto* no es más que deuda) se ha incrementado exponencialmente: entre 2000 y 2006 creció en 317% (gráfica 1) y tiene un peso tan importante que ya ha superado el del IPAB (cuadro 1). Esto se debe al escandaloso incremento de los costos financieros: de 1 042% entre 2000 y 2006. En lo relativo a la inversión anual, el incremento fue de 77% en el mismo período de 2000-2006, lo que se debe a una baja en este último año, respecto de 2005 (de 28%), pero entre 2001 y éste último el incremento fue de 100% (gráfica 2).

⁴ “La privatización de los bancos, de Pemex y de la CFE fue la cuarta condición que aceptó el presidente Zedillo para cubrir el préstamo de 50 mil millones de dólares otorgados por el presidente Clinton y el FMI, para salvar a su gobierno en tiempos del error de diciembre”. Romeo Flores Caballero, *Excelsior*, 10 de diciembre de 2001.

⁵ Nora Lina Montes, “Limitaciones de los nuevos esquemas de financiamiento para la industria eléctrica en México”, en *El modelo británico en la industria eléctrica mexicana*, Leticia Campos Aragón (coord.), DGAPA-UNAM, Siglo XXI, marzo de 2003.

⁶ Comisión Económica para la América Latina, (CEPAL), *Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano*, LC/MEX/L.505, 20 de diciembre de 2001, pp. 37-39.

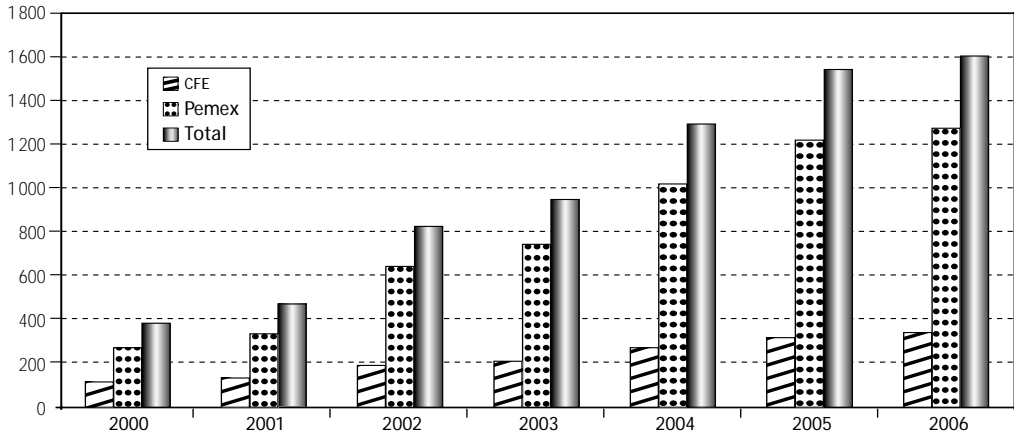
Cuadro 1

Impacto del IPAB y pidiregas en el PIB⁷

Rubro	2000	2004
IPAB/PIB	0.94	0.66
Pidiregas/PIB	0.28	2.08

Gráfica 1

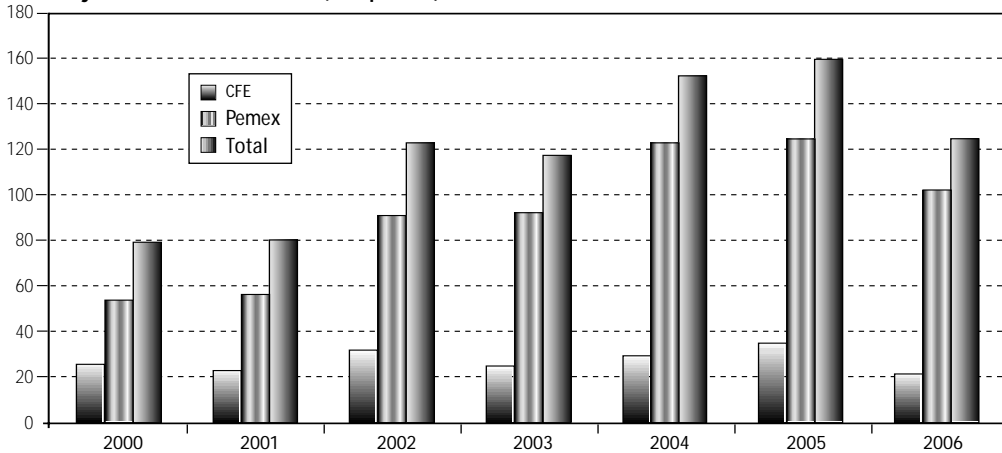
Pidiregas: Presupuesto aprobado (mmp corr)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Presupuesto de Egresos de la Federación de la SHCP.

Gráfica 2

Flujo anual de inversión (mmp corr)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Presupuesto de Egresos de la Federación de la SHCP.

⁷ Evaluación propia con base en información presentada del Banco de México (PIB) y de la SHCP: Presupuesto de Egresos de la Federación de cada año. El rubro Pidiregas se refiere sólo al costo financiero, que incluye amortización, intereses y pago de productos: energía y capacidad.

Esto lleva a revisar uno de los requisitos del sistema: que los ingresos sean mayores o iguales a las obligaciones financieras. Al respecto, la información disponible pareciera indicar que esta condición se cumple; sin embargo, el problema que señalan los propios funcionarios de la SHCP, respecto a la dificultad de procesar la información de Pidiregas y la constante necesidad de “maquillaje”, dejan dudas sobre tal cumplimiento.

Pero, basados en la información oficial, el sistema parece no sólo cumplir el citado requisito, sino que además resulta muy rentable. Al revisar la sección de Pidiregas en los anexos del cuarto trimestre de 2005 de los Informes sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública, que publica la SHCP,⁸ para el caso de Pemex se ve que el flujo neto de todos sus proyectos (ingresos menos egresos), durante 2005, no sólo cumplió lo programado, sino que lo superó en 88%.

Esto implicaría al menos dos situaciones: *a)* Pemex tiene la posibilidad de cancelar su deuda en un periodo menor al programado; y *b)* Pemex no presenta problemas financieros; por el contrario, los saldos tan favorables de sus proyectos Pidiregas le permitirían solventar éstas y otras obligaciones financieras. No obstante lo anterior, el discurso oficial es recurrente en cuanto a señalar la grave situación financiera de esta paraestatal.

En el caso de la CFE y también para 2005, lo programado y lo ejercido se mantuvieron igual, pero la rentabilidad de sus proyectos fue igualmente muy alta: los ingresos fueron 66% superiores a los egresos totales; por lo tanto, la misma conclusión debería aplicarse al caso de esta paraestatal, respecto a su “salud financiera”, pero al igual que en el caso de Pemex, el discurso oficial es catastrofista.

Otro aspecto a señalar sobre los Pidiregas es el relativo a su nombre: tienen un “impacto diferido en el gasto público”; sin embargo, tal lapso sólo equivale al de construcción (lo que tradicionalmente correspondía al “tiempo de gracia”), aunque en muchos de los proyectos Pidiregas sí existen erogaciones durante la edificación. Por tanto, las pretendidas ventajas que dieron origen a su nombre no son tales.

En cuanto a la transparencia, ya mencionamos el “maquillaje” que se aplica a esta información, pero además hay que añadir que, al inicio de este mecanismo, la evolución de los proyectos debería presentarse a la SHCP mensualmente, a fin de detectar desvíos y sugerir correcciones. Esto ha dejado de hacerse y en los pocos casos en los que se rinden cuentas, sólo se trata de sesiones de simulación respecto de la supervisión por parte de la SHCP, pues generalmente las observaciones, cuando las hay, no tienen aplicación obligatoria por parte de las paraestatales, pero generalmente responden con una “letanía” de justificaciones que son generalmente aceptadas por la autoridad.

En síntesis, la información sobre estos proyectos es cada vez menos precisa y menos confiable, además de que la revisión por parte de la CD generalmente no se realiza, y de igual forma que con Hacienda, en caso de hacerse, sus comentarios no tienen repercusión alguna en la corrección de desviaciones.

No obstante lo anterior, para los funcionarios de la CFE y Pemex, “los Pidiregas son un financiamiento transparente y rentable [...] y representaron la oportunidad de mantener la exploración de

⁸ SHCP. www.shcp.gob.mx.

petróleo, iniciar la de gas natural y mantener el ritmo de generación de energía eléctrica".⁹ Es decir, se miente respecto de la transparencia, pero se reconoce la rentabilidad de estos proyectos, no obstante lo caro de los mismos, y se olvida señalar que "la oportunidad de mantener" el desarrollo del sector se debe a una estrategia ex profeso, que ha permitido la penetración del capital privado y mayoritariamente externo, en detrimento de los recursos públicos. Baste decir que, en el caso de Pemex, la inversión presupuestaria pasó de 100% en 1995, a tan sólo 10% en 2004.

Por lo que respecta a los beneficios señalados de menor costo, no sólo no se han cumplido, sino que éstos se han incrementado debido al mecanismo de "precio alzado", que se deriva de dar proyectos llave en mano o integrales al contratista. También ocurre que la triangulación de créditos ha derivado en un costo total superior, debido a que, no obstante que las paraestatales pueden obtener un crédito más blando que los contratistas (los propios funcionarios de la CFE reconocen un diferencial de al menos 5% en favor de ésta), al tener que cubrir todas las obligaciones de ellos, la ventaja queda totalmente anulada.

Y para completar el cuadro, el propio "coautor" de este mecanismo, el FMI, ha señalado, en su evaluación de abril de 2002, que el registro de los Pidiregas en el gasto gubernamental "se desvía de los estándares de contabilidad generalmente aceptados", es decir, no cumple con los términos de observancia fijados en el Código de Buenas Prácticas sobre Transparencia en las Finanzas Públicas.¹⁰

Y como ya señalamos en trabajos anteriores, otro de los perjuicios de este sistema de financiamiento ha sido la transformación de las paraestatales de productoras y transformadoras de energía, en gestoras de contratos (con personal joven y bilingüe, pero sin capacidad, experiencia y criterio nacionalista para esta labor).¹¹ Esto ha conllevado el despido masivo de personal técnico altamente calificado; la supresión de áreas técnicas (v.g. ingeniería, supervisión); y la suspensión de la contratación de bienes y servicios nacionales, con el consecuente desplazamiento y casi extinción de esta industria nacional. Se ha llegado a tales extremos que se ha contratado mano de obra externa para atender todas las áreas requeridas en las obras, eliminando la fuerza de trabajo nacional en áreas en las que se cuenta con gran experiencia, como es el caso de la construcción y la soldadura, entre las más destacables. Pero los propios funcionarios se encargan de señalar a los beneficiarios de los Pidiregas; el director de la CFE declaró que éstos "beneficiarán a un gran número de exportadores estadounidenses, con el consecuente incremento del empleo en el sur de Estados Unidos, principalmente en Texas".¹²

Y esto con el beneplácito de los sindicatos respectivos, el de Pemex y el de CFE, además de contravenir lo dispuesto en la normatividad; v.g., el artículo 52v del capítulo vi del Decreto Aprobatorio del

⁹ Declaración del director de CFE, publicada por Miguel Badillo, en su artículo "Mitos y realidades de los Pidiregas", *Revista Fortuna*, sección de Negocios, noviembre de 2004. www.revistafortuna.com.mx

¹⁰ Michel Uribe, Hugo Alberto, *op. cit.*

¹¹ Alfredo Hernández, miembro de la Unión Nacional de Trabajadores de Confianza de la Industria Petrolera, A. C. Exposición en sesión de trabajo de la Asociación de Técnicos y Profesionistas por la Nación, México, 28 de enero de 2006.

¹² Miguel Badillo. *op. cit.*

Presupuesto de Egresos de la Federación de 2002, señala, respecto de la inversión pública: "...aprovechar al máximo la mano de obra o los recursos locales y la capacidad instalada, por lo que, en igualdad de condiciones, en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes, se deberá dar prioridad a los contratistas y proveedores locales en la adjudicación de contratos de obra pública y de adquisiciones, arrendamientos y prestación de servicios de cualquier naturaleza, tomando en cuenta lo previsto en los contratos internacionales en la materia..."

Otro aspecto que se debe mencionar es la selección tecnológica, que se realizó en concordancia con los beneficios del contratista. En el caso de la CFE, se ha privilegiado al ciclo combinado, que si bien ciertamente ofrece mejores eficiencias energéticas, representa para el país una carga muy importante de ingresos en importaciones de gas natural, debido a nuestra deficiencia en este energético. Por supuesto, este déficit se busca cubrir con gas natural licuado importado, dando a las empresas extranjeras los contratos respectivos para la construcción de las obras necesarias.

Otro perjuicio más de los Pidiregas han sido los PEE, que han desplazado la capacidad de la CFE, obligándola al cierre de alguna de sus plantas, debido a que su precio medio es mayor que el de los PEE. Esta situación es explicable por la magnitud de la CFE, la combinación de tecnologías y la edad de la infraestructura, lo que lleva a una "competencia" totalmente desigual, pero fielmente avalada por el gobierno. Esto ha llevado a la empresa a convertirse progresivamente en una comercializadora de la electricidad de los PEE, además de subsidiarles el porteo hacia sus clientes. El monto que ello representa para CFE no se publica, pero en cambio constantemente se señalan en la prensa las plantas que no están operando y los trabajadores que deben ser reinstalados.

La titulación

Los Pidiregas por sí solos ya muestran problemas diversos, pero vinculados con el mecanismo de titulación la situación empeora. Los aspectos más destacados son los relativos al costo del crédito, a la transparencia en el manejo de los recursos y al impacto en las finanzas públicas.

En primera instancia cabe señalar que la titulación se aplica tanto para Pemex como para la CFE, salvo que en el primer caso tiene una estructura más compleja, dado que intervienen fideicomisos que manejan los títulos tanto en moneda extranjera como nacional, siendo esta última opción mediante su presencia en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV).¹³ En el caso de la CFE, el mecanismo que opera es la "bursatilización", pues los créditos los obtiene mediante colocaciones en la BMV, que realiza a través de la banca comercial del país. Es ésta la "operadora" financiera, la que obtiene los créditos en moneda extranjera, otorga los préstamos a la paraestatal para el pago a contratistas y maneja los ingresos de ésta en moneda nacional para la cobertura de obligaciones bancarias y bursátiles.

¹³ Cabe señalar que en octubre de 2003, Pemex entró por primera vez a la Bolsa Mexicana de Valores, colocando certificados bursátiles por un monto de 20 mil millones de pesos, acciones en moneda nacional que evaluaron bien las empresas calificadoras como S&P, Moodys y Fitch México. Bolsa Mexicana de Valores. Boletín de prensa, 24 de octubre de 2003. Emisión de certificados bursátiles de Pemex, www.bmv.com.mx

Esta situación muestra ya la desventaja para la CFE, dado que sus ingresos los obtiene en moneda nacional, en tanto que los créditos, que además son particulares para cada proyecto, se dan en divisas, y no obstante la tasa de cambio preferencial y la sobrevaluación del peso, el hecho de tener una tasa flexible y de pagar al valor de cambio al cierre del contrato, hacen que los bancos castiguen por el riesgo, a pesar de que CFE, al igual que Pemex, cuentan con una calificación semejante al soberano.

En el caso de Pemex, como ya se mencionó, cuenta con diversos fideicomisos para la obtención de crédito. Sobre sus dificultades financieras se pueden citar las informaciones periodísticas respecto de que el Pemex Master Trust (PMT) ha venido cambiando los pagarés con vencimiento a corto y largo plazos, por otros con valor adicional;¹⁴ también se señala la búsqueda constante del refinanciamiento de dichas prescripciones.¹⁵ En ambos casos se puede inferir el creciente costo de la deuda y los beneficios adicionales que ha tenido que ofrecer para poder mantenerse con la línea de crédito abierta. De aquí que algunos expertos subrayen que Pemex es la empresa petrolera más endeudada del mundo.¹⁶

Sin embargo, las calificadoras bursátiles evalúan muy bien a Pemex y sus fideicomisos, aunque hacen diferencia entre su calificación en moneda externa y en la nacional.¹⁷ Parte de la razón de la buena valoración se encuentra en el hecho de que, durante los primeros nueve meses de 2004, Pemex registró índices de cobertura de intereses por EBITDA de 17.9x y de deuda-total/EBITDA de 1.0x.¹⁸ Esto significa que la paraestatal está en disposición de cubrir casi 18 veces sus intereses y una sola vez su deuda total. Esto es reflejo de "sus amplias reservas probadas, sus costos competitivos y su proximidad al mercado de Estados Unidos. Como resultado, las operaciones de exploración y producción de la empresa son rentables bajo la mayoría de los escenarios de precios, a pesar de que un alto porcentaje de crudo pesado en su mezcla de producción puede agravar la compresión de los márgenes durante periodos de precios deprimidos".¹⁹

¹⁴ *El Heraldo de México*, "Emite Pemex bonos por mil 500 mdd," 3 de febrero de 2006. Se habla de una primera colocación de reapertura de 750 millones de dólares (mdd), bono emitido en junio de 2004, basado en un cupón de 5.75% de rendimiento, a pagar cada seis meses y a un plazo de 10 años. El beneficio anualizado asciende a 5.899%, que representa 1.38% por encima de la tasa de rendimiento del bono de referencia del Tesoro de Estados Unidos. En una segunda emisión, el monto fue también de 750 mdd, a 6.625% semestral, pagadero a 30 años, con rendimiento anualizado de 6.682%, o sea 1.98% por encima de los bonos de referencia. Y se dice que este "premio" de los bonos es de los más bajos realizados en colocaciones de la paraestatal.

¹⁵ *El Universal online*, "Gestiona Pemex crédito por 500 mdd", 27 de enero de 2006. *El semanario*, "Negocia Pemex crédito por 5 mil millones de dólares", 6 de marzo de 2006. En ambas notas se señala que se trata de captar un crédito sindicado por un total de 5.5 mmdd, que servirá para refinanciar un crédito firmado en marzo de 2005; la emisión será en varios tramos a plazos de tres, cinco y siete años, con puntos sobre la tasa Libor de 27.5, 40 y 55 puntos, respectivamente, a cada plazo mencionado. Una parte de este crédito, 1.25 mmdd será una línea revolvente, para "ser utilizada indistintamente por el PMT o Pemex según sus necesidades".

¹⁶ Israel Rodríguez J., "Negocia Pemex préstamo por 5 mil 500 mdd", *La Jornada*, 28 de enero de 2006.

¹⁷ En febrero de 2005, Standard & Poor's subió la calificación de riesgo crediticio en moneda extranjera de largo plazo asignada a Pemex como empresa y a su fideicomiso PMT, de BBB- a BBB, aunque separó esta evaluación, en divisa externa, de la nacional. Sobre esta última confirmó su calificación, lo mismo que la del fideicomiso F/163, en cuanto a su riesgo crediticio, reiterando su mxAAA y la deuda senior no garantizada en mxAAA. Esta calificadora señaló también que la perspectiva de todas las calificaciones era estable. Standard & Poor's. "Pemex Project Funding Master Trust", México-Fundamento de la Calificación; fecha de Publicación: 1 de febrero de 2005.

¹⁸ EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization) se refiere a los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización.

¹⁹ México, Fundamento de la Calificación, Pemex Project Funding Master Trust. <http://www.pemex.com/files/>.

Los altos precios del crudo durante 2005 han mantenido la buena calificación de Pemex. Pero esta situación se debe a la importancia que las calificadoras dan a la paraestatal respecto del país. Standard & Poor's (SPs) señala que Pemex "constituye un fuerte incentivo económico para que el soberano respalde al emisor durante un periodo de estrés financiero". De aquí que "las calificaciones de Pemex y de los Estados Unidos Mexicanos estén igualadas debido a la propiedad del gobierno sobre la paraestatal [...] y a pesar de que la deuda de ésta no está garantizada por el Gobierno Mexicano,"²⁰ SPs reconoce que los tenedores de tal deuda han recibido un tratamiento *pari passu* en reestructuras anteriores de la deuda externa de México". Además, ciertas notas emitidas por Pemex contienen cláusulas de acción colectiva que también se incluyen en algunas notas emitidas por el país, lo que indica nuevamente la fuerte relación entre la administración de deuda de los Estados Unidos Mexicanos y Pemex.²¹

Pero por otro lado, S&P señala que la separación de la calificación en moneda externa y local se debe a su preocupación por el fuerte "incremento en el apalancamiento de Pemex, el débil flujo de efectivo después de impuestos, el bajo índice de sustitución de reservas y el aumento en el riesgo derivado de la volatilidad en los precios del petróleo, lo que en conjunto ha venido contribuyendo a un deterioro en la calidad crediticia de Pemex".

Otras calificadoras coinciden con SPs tanto en la buena evaluación de Pemex,^{22, 23} como en lo relativo a su vinculación al gobierno mexicano.

A nuestro modo de ver, esto presenta desventajas para el país y beneficios para los acreedores. Es claro, por lo dicho por las propias calificadoras, que el Estado de facto garantiza la deuda, lo que se traduce en un fuerte riesgo seguir abusando de este aval, dado que puede llevar a la línea de crédito nacional a situación de peligro, mayor incluso que el del IPAB, como ya se mostró en el cuadro 1. Y dicho lo anterior, se ratifica que el gobierno mexicano garantiza y cubre los compromisos de Pemex (y también de la CFE), lo que significa que su deuda no es otra cosa que un pasivo netamente público que, como algunos funcionarios de ambas paraestatales energéticas ya han mencionado, está llegando a valores inmanejables.²⁴

Y en términos de monto, para el caso de Pemex, baste señalar lo que asienta la SHCP en su último informe trimestral de 2005 (cuadro 2). Tan sólo el fideicomiso Pemex Master Trust (PMT) se ha incrementado en el último año, en conjunto, 19%, aunque la emisión de bonos, que representa la mayor proporción, ha crecido 30%. Para el conjunto de los fideicomisos, otra fuente señala que entre 2001 y

²⁰ *El Universal*, "El gobierno mexicano no garantiza las obligaciones financieras de Pemex. Emite Pemex bono en NY", 15 de noviembre de 2001.

²¹ *Stándar & Poor's*, *op. cit.*

²² Moody's otorgó a Pemex, tanto en moneda local como extranjera, una nota de Baa1 en su deuda a largo plazo (diferente de la dada en noviembre de 2001 de Baa2), confirmando, aparentemente, su perspectiva estable, aunque señaló que "la calidad crediticia de la paraestatal dependerá mayormente del apoyo implícito del gobierno mexicano". *El Universal*, "Mantiene Moody's calificación", 18 de diciembre de 2003.

²³ Por su parte, Fitch Ratings asignó una calificación en la escala global en moneda extranjera de BBB-, en noviembre de 2005, aun cuando en diciembre de 2003 señalaba que el crecimiento de la relación de deuda total a capital, de 49% en 1999 a 96.2% en 2004. "Fitch asigna una calificación en escala global de BBB- a una emisión por \$750 millones de dólares estadounidenses de PEMEX", <http://www.comfin.com.mx>.

²⁴ Entrevistas telefónicas realizadas durante el mes de marzo a funcionarios de Pemex y de la CFE.

2005, su deuda total aumentó 131%, al pasar de 21.6 miles de millones de dólares (mmd) a 49.9 mmd; de esta última cifra, el PMT equivale a 70% y el restante 30% corresponde a los otros fideicomisos.²⁵

Cuadro 2

Saldos de financiamiento del master trust (millones de dólares)

	Saldo al ²⁶		Participación porcentaje ²⁷		Crecimiento porcentaje ²⁸
	31-dic.-04	31-dic.-05	31-dic.-04	31-dic.-05	05 / 04
TOTAL	29 540.0	35 158.6	100.0	100.0	19
Créditos al comercio exterior*	2 409.1	4 370.0	8.2	12.4	81
Créditos directos	3 515.1	2 247.0	11.9	6.4	-36
Créditos bancarios *	1 918.9	1 267.0	6.5	3.6	-34
Emisión de bonos *	16 098.0	20 919.8	54.5	59.5	30
Bilaterales *	5 427.3	6 284.6	18.4	17.9	16
Otras obligaciones *	171.6	70.2	0.6	0.2	-59

El siguiente elemento por analizar es el relativo a la transparencia. Ya en la figura 1 puede apreciarse lo complejo del mecanismo, que ha sido uno de los elementos que han llevado a que los supuestos beneficios de la titulación no se hayan logrado y en cambio gran parte de los riesgos sí se han cumplido.

Una de las razones es la creación de fideicomisos, mismos que tradicionalmente en México se han manejado como "cajas negras", a través de complejos asientos contables que permiten un alto manejo discrecional y una gran secrecía para el público, en complicidad con las autoridades hacendarias y bancarias.

No obstante esta opacidad, al menos la Auditoría Superior de la Federación (ASF) ha señalado las diversas deficiencias de tales manejos, aunque hasta la fecha sin consecuencia alguna, respecto de sancionar a los responsables o corregir tantas desviaciones, no obstante que se han denunciado las irregularidades desde 2001.²⁹ Cabe señalar que en diversas fuentes se señalan también las lagunas informativas en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, lo cual confirman funcionarios de la SHCP al comentar que se debe a la dificultad para consolidar adecuadamente la información proporcionada por Pemex sobre estos fideicomisos.³⁰

²⁵ *El Heraldo de Chihuahua*, "Se duplicó deuda de Pemex en 4 años; asciende a 49.9 mil mdd", 10 de marzo de 2006.

²⁶ SHCP, Informes sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública. Cuarto trimestre de 2005, Anexos, p. 293. Los rubros con asterisco cuentan con la garantía de Pemex y subsidiarias; no se especifica el caso de los créditos directos.

²⁷ Estimaciones propias con base en datos de las dos primeras columnas.

²⁸ *Ibidem*.

²⁹ Jorge Teherán, "Detectan anomalías en cuentas de Pemex", *El Universal*, 14 de mayo de 2003. De acuerdo con esta nota periodística, "la ASF detectó irregularidades en Pemex, durante 2001, que tuvieron un impacto económico en la paraestatal por más de 160 mil millones de pesos", Roberto Garduño y Enrique Méndez, "En 2003 el costo de 33 proyectos fue de \$789 mil millones, informó la ASF a diputados", *La Jornada*, 11 de mayo de 2005.

³⁰ Entrevista telefónica con funcionario de la SHCP en marzo de 2006.

La ASF señala falta de registro de montos utilizados, sobregiros en los presupuestos aprobados y desviaciones en el destino de los fondos de los fideicomisos respecto del objetivo para el cual fueron creados: el pago de los Pidiregas. Se encontró que, con estas maniobras, los recursos se aplican en gasto corriente como pago de nómina con sobresalarios a funcionarios de Pemex, compra de bienes suntuosos como automóviles, renta de instalaciones y pago de servicios complementarios mediante liquidaciones a contratistas, proveedores y personal contratado. Además, hace mención de que “el F-163 fue reportado por Pemex como ‘una entidad privada gubernamental’, con el argumento de que la empresa y sus subsidiarias sólo participaron como ‘comparecientes’ en su constitución...”³¹ (sic).

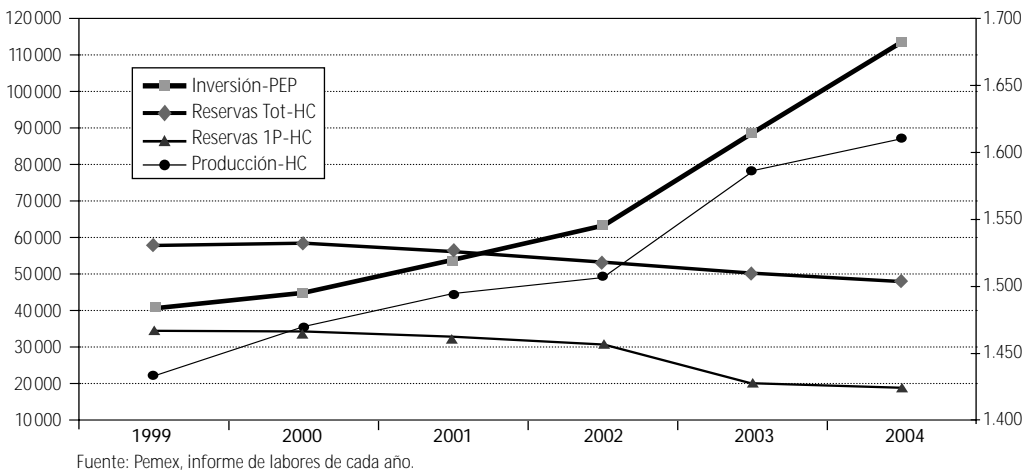
Y este mecanismo de financiamiento permanece operando, a pesar de que la propia Comisión de Hacienda de la Cámara de Diputados señaló, en noviembre de 2004, que “la deuda de los Pidiregas eleva en 2.5% el déficit público”.³² Sin embargo, en los tres últimos años, la Cámara baja ha aprobado bajo este sistema, 15 nuevos proyectos en 2004 (45.64 mmp), 32 en 2005 (81.7 mmp) y 46 en 2006 (67.44 mmp), para el conjunto de la CFE y Pemex,³³ lo que totaliza en estos tres años un monto cercano a los 195 mmp.

Alternativas a la mancuerna Pidiregas-títulos

Es claro que este sistema combinado de títulos y Pidiregas debe ser suspendido de inmediato. No se ha logrado prácticamente ningún beneficio, pero sí se han registrado grandes perjuicios para el país. Sin duda, el mayor es el alto endeudamiento, a cambio de una baja en las reservas (gráfica 3) y un desplazamiento de la industria nacional, tanto paraestatal como la de proveedores de bienes y servicios.

Gráfica 3

Relación: inversión (mp) / reservas (mbpce) / producción (mbpce)



³¹ *La Jornada*, “En 2003 el costo de 33 proyectos fue de \$789 mil millones, informó la ASF a diputados”, 11 de mayo de 2005.

³² “Una entidad privada gubernamental” no deja de llamar la atención, como una “aportación” más del gobierno del cambio.

³³ SHCP, Presupuesto de Egresos de la Federación de cada año.

En el primer caso, parece que se ha aplicado el paradigma de manera inversa; en lugar de buscar el crédito más barato, se ha optado por el más caro, y no en cantidades marginales, pues ya se ha señalado que actualmente la deuda Pidiregas sobrepasa la del IPAB, por una relación 3.17/1.00 en 2004.³⁴

En el segundo caso, mientras la inversión anual se ha incrementado 176% y la producción 12.3%, entre 1999 y 2004, las reservas totales de hidrocarburos han disminuido 17% y las probadas (las 1P) 45%.³⁵

En cuanto a la industria nacional, ya mencionamos su desplazamiento, pero en contraparte se han favorecido los monopolios privados, principalmente externos, los que cuentan con la capacidad financiera y técnica para dar respuesta a las licitaciones de las paraestatales energéticas.

En este último punto de tecnología, cabe citar la controversia entre los ingenieros del Grupo de Constitución del 17 y el especialista del Instituto Mexicano del Petróleo, Salvador Ortuño Arzate.³⁶ Los primeros consideran que tal puede ser adquirida en el mercado internacional, en tanto que el segundo señala que por el contrario, es un bien celosamente resguardado por las empresas energéticas, en particular las petroleras, lo que constituye su principal ventaja competitiva; dice: éstas “detentan el dominio y manejo de patentes, marcas y derechos de autor que *no* se transfieren al exterior de sus metrópolis [...] la experiencia tecnológica no se vende, reza el eslogan tecnoglobalizador”. Esto, de hecho, se ha visto históricamente: la disponibilidad tecnológica llega al público una vez que alcanza su estado de obsolescencia, lo que su venta reditúa en mayores ganancias para el desarrollador.

Pero esta situación no descarta la recuperación de la capacidad técnica de las paraestatales, desplazadas progresivamente por las tres últimas administraciones gubernamentales; la reconstrucción de los profesionistas con amplia experiencia y de jóvenes que se desarrollen al “abrigo” de aquéllos, a fin de garantizar el remplazo de generación; aunado a una importante inversión en ciencia y tecnología, pueden llevar al país a explotar las zonas con las que se cuenta con amplia experiencia (en tierra y en la plataforma continental), al tiempo que se trabaja en el desarrollo nacional de nuevas tecnologías, como es el caso de la de aguas profundas, que de hecho está aún en proceso de maduración y en este sentido alianzas con países como Brasil, serían eventualmente más equitativas que las que se han dado hasta la fecha con las empresas trasnacionales, que sólo nos han vendido servicios muy caros y no nos han transferido absolutamente nada de tecnología.

Esto, por supuesto, hace necesario contar con una estrategia energética integral y nacionalista que privilegie los intereses del país en su conjunto y no sólo los de una élite depredadora de los recursos públicos, que se ha venido beneficiando con la opacidad que han permitido los Pidiregas y los Contratos de servicios múltiples.

³⁴ Se refiere a los costos financieros de Pidiregas respecto del IPAB y esta relación en 2000 era de 0.30/1.00. Estimación propia con base en información del PEF y del Banco de México.

³⁵ Pemex, Informe de labores de cada año. Estos valores son inferiores a los que registra el PEF de cada año; de cualquier forma, los datos de Pemex dan un panorama de la “rentabilidad” de las inversiones.

³⁶ Salvador Ortuño Arzate, “Tecnología petrolera en México: ¿suficiencia o dependencia?”, *Energía a Debate*, año 2, vol. II, núm. 7, febrero-marzo de 2005, p. 11.

Y ésta es una razón más para la suspensión de la mancuerna ya señalada: Pidiregas-titulación, por la falta de transparencia del mecanismo, en particular en los fideicomisos, lo que ha llevado a un despilfarro y una fuga constante de importantes recursos públicos. Esto se debe a la falta de supervisión adecuada sobre su desempeño y a que las autoridades de fiscalización en los poderes Ejecutivo (Secretaría de la Función Pública, SFP) y en el Legislativo (la Auditoría Superior de la Federación, ASF), o no cumplen con su función (el caso de la SFP), o no tienen facultades para ir más allá de la emisión de “observaciones” (la ASF).

Y esto nos lleva a un planteamiento que se ha hecho común en los medios oficiales e incluso en otros ámbitos: pugnar por la autonomía financiera y de gestión de Pemex y la CFE, que por cierto, es parte del paradigma del “buen gobierno” promovido por el Banco Mundial (BM) y el FMI, como un medio para combatir la corrupción.

Es obvio, por lo antes señalado, que tal medida es totalmente *improcedente*, por diversas razones, a saber: porque es un mecanismo más para: *i)* seguir disminuyendo la participación del Estado en las decisiones estratégicas, *ii)* mercantilizar las instituciones públicas, *iii)* incrementar los cotos de poder en éstas y *iv)* dificultar aún más la rendición de cuentas, lo que por cierto va en contra del “buen gobierno”.

De hecho, una vez más los paradigmas del binomio BM-FMI presentan en su aplicación dificultades, dado la contradicción en la que caen; uno de los pilares del “buen gobierno” es el combate a la corrupción; por lo tanto, la autonomía de las instituciones, que albergan por su naturaleza alta discrecionalidad, no pueden cumplir con tales preceptos, pero esos organismos internacionales parten, una vez más, del principio de que las organizaciones privadas se manejan con mayor transparencia que las públicas, no obstante que hay pruebas de sobra para rebatir tal afirmación.

Con base en lo anterior, es clara la necesidad de suspender de manera inmediata esta ventana de alta vulnerabilidad para el país, tanto en el aspecto energético como —y sobre todo— en el financiero. Pero además, en este proceso se hace necesario identificar a los responsables de la creación y operación de este mecanismo titulación-Pidiregas, que desde la Presidencia, la SHCP y las paraestatales Pemex y la CFE han estado al servicio del capital privado, en particular el transnacional, con muy graves consecuencias para la nación. Es necesario por tanto establecer las sanciones correspondientes a todos estos funcionarios, que incluyan resarcir los daños causados al país.

Y una suspensión de este mecanismo no deja al Estado en indefensión ante el capital internacional. Se ha expuesto claramente la razón de las “buenas” evaluaciones que han ganado Pemex y la CFE de las calificadoras bursátiles. Como ellas mismas señalan, se basa en el respaldo que tienen del gobierno; por lo tanto, no hay razón para que la banca internacional se niegue a conceder créditos al país, en áreas de tanta rentabilidad como han sido la petrolera y la eléctrica.

Y para que esta última situación permanezca, resulta necesario definir una estrategia del sector energético con una visión hasta ahora ausente en el país, pero ya muy difundida en el mundo: la de *seguridad nacional*. Ésta implica un encadenamiento de acciones como la recuperación de

la *expertise* nacional, tanto en las paraestatales como en las industrias y en los servicios a ellas encadenadas.

Y en esta ruta propuesta, el sector educativo público jugará un papel importante, siempre y cuando mantenga los principios que le dieron origen: ser una de las bases para el desarrollo del país. Esto, sin embargo, requiere frenar otro de los modelos promovidos por el binomio BM-FMI, de privatizar la educación y reestructurarla hacia la transmisión electrónica de “paquetes de conocimiento”, evitando al máximo el tradicional intercambio profesor-alumno. Éste, hasta ahora, ha permitido no sólo facilitar y mejorar el aprendizaje técnico y administrativo de los estudiantes, sino que además, en gran medida, ha impulsado una ideología nacionalista, en la que se defiende el carácter público sobre el privado, principalmente en las áreas que son estratégicas para el país, como es el caso del sector de la energía.



Impacto de la política gubernamental sobre la situación financiera de Petróleos Mexicanos

*Daniel Romo y Sergio Galina Hidalgo**

El fortalecimiento financiero de Pemex es uno de los temas que se discuten ampliamente en el país por el papel que tiene la empresa en la economía nacional en general, y en particular su relación con el Estado. En esa discusión se encuentran distintos puntos de vista que tienen como fondo la apropiación misma de la renta petrolera.

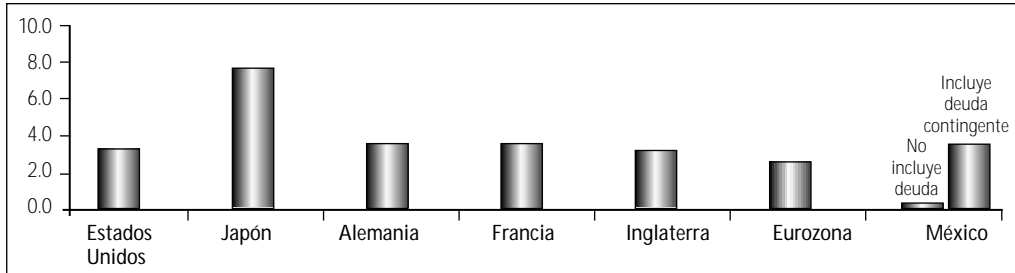
Este documento tiene como objetivo analizar el marco general de desempeño de Pemex en los últimos años y el efecto que las estrategias de financiamiento han tenido sobre su estructura financiera. Aquí se estudiará el marco general de desempeño de la política fiscal actual y de su manejo en materia de inversión pública en general, y de Pemex en particular. También se analizan las estrategias empleadas para financiar la paraestatal y el impacto que ello ha implicado en su estructura financiera. Además, con el objeto de encontrar posibles alternativas que le den viabilidad a la compañía se elaboraron posibles escenarios de desempeño de la paraestatal con base en un modelo de simulación económico-financiero. Así, se ofrecen argumentos dirigidos a promover su sustentabilidad financiera en el largo plazo para que se mantenga como uno de los activos del Estado mexicano.

Consideraciones generales

En un contexto de creciente globalización económica, es común que algunos países desarrollados cuenten con un Estado que presente cierto nivel de desequilibrio fiscal, siendo Estados Unidos el caso más significativo (gráfica 1). En este país, el gasto público ha jugado un papel relevante en la recuperación económica particularmente por el impulso que le ha dado a la inversión pública. Con ello se apoya la actividad productiva del país y se da mayor presencia al Estado en la economía nacional y en el ámbito internacional.

* Investigadores en el sector de hidrocarburos y exalumnos del posgrado de ingeniería de la UNAM.

Gráfica 1

Déficit fiscal a PIB (porcentaje), 2004

Fuente: Elaboración propia con datos de Oxford Economic Forecast.

En México se ha logrado mantener parcialmente el equilibrio en las finanzas públicas, si no se contabiliza el efecto de la deuda contingente. No obstante, dicho objetivo fiscal se lleva a cabo de manera paralela a un conjunto de problemas estructurales en las finanzas públicas que, entre otros factores afectan la disponibilidad de recursos presupuestales a las empresas paraestatales. Entre los problemas más relevantes en este sentido se pueden citar los siguientes:

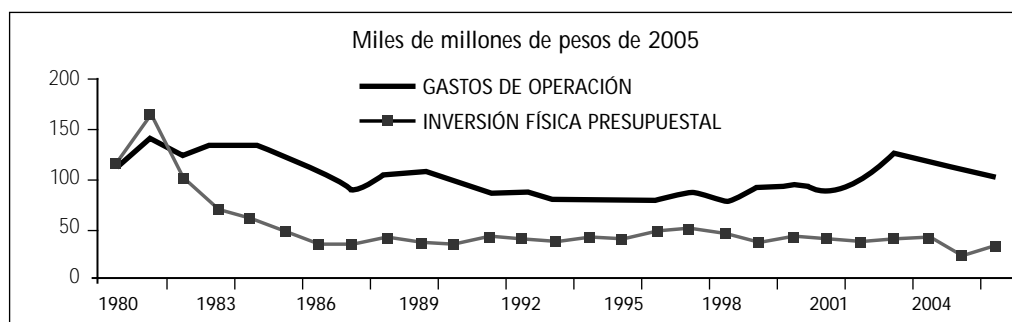
- Una elevada dependencia de las contribuciones petroleras en los ingresos totales. En época de altos precios de petróleo y el fortalecimiento de los ingresos públicos, el gobierno no cuenta con una política de Estado que dé un uso productivo al gasto.
- El gobierno federal tiene una baja eficiencia de recaudación tributaria y no tributaria que limita la potencialidad del gasto público. Ello porque en la búsqueda de un déficit público bajo, el impulso al gasto se lleva a cabo a través de una elevada recaudación de ingresos.
- Se ha buscado reducir la importancia relativa de la deuda pública externa en el total de la deuda pública incrementando el saldo de la deuda pública interna y manteniendo un elevado nivel de reservas internacionales que, derivado de la política de Banxico, registran un elevado costo de oportunidad.
- El Estado tiene una elevada carga financiera derivada de los pasivos laborales acumulados por concepto de pensiones y jubilaciones que en los próximos años agudizará su problemática.
- Además, el manejo de la política fiscal ha tenido como base la estrategia de disminuir desde los ochenta la participación del Estado en la economía y en las actividades productivas, y primordialmente en la inversión pública. En efecto, el principal argumento de la política de gasto público ha sido privilegiar el gasto corriente —en actividades sociales y de gestión gubernamental— en lugar del destinado a la inversión, situación que no sólo ha limitado el papel productivo del Estado mexicano, sino que lo deja al margen de poder impulsar una política industrial que fortalezca el aparato productivo nacional. Ello a costa de ofrecer condiciones favorables al sector privado para que realice las inversiones productivas, con relativo éxito dado el bajo crecimiento económico y la limitada generación de empleos formales.

Dichos factores se manifiestan en distinto grado sobre el desempeño de los diversos agentes económicos. Sin embargo, en el caso de Pemex, se han traducido en una limitada canalización de recursos presupuestales del gobierno.

Entre 1982 y 2004, las inversiones de Pemex sólo se incrementaron a una tasa media anual de 1.5%, nivel bajo aun considerando el impulso al gasto de inversión promovido por el gobierno del presidente Fox (gráfica 2). Tal situación se ha traducido entre otros factores en:

Gráfica 2

Gasto presupuestal y de inversión en Pemex



Fuente: Pemex.

- La pérdida en el nivel de reservas de hidrocarburos, que de 72 000 millones de barriles de petróleo en 1982 pasaron a 48 000 millones en 2004. La baja tasa de restitución de las reservas no alcanza el 100% de las reservas probadas, la cual es una práctica reconocida como óptima en los mercados financieros internacionales.
- Un incremento de sólo 39% en el nivel de producción de petróleo crudo en el lapso citado.
- Un aumento moderado de la capacidad de refinación de 1.2 millones de barriles al día (mmbd) a 1.58 mmbd, insuficiente para cubrir la demanda interna, que ha significado que el país tenga que importar petrolíferos.
- Aunque en ocasiones depende de factores externos, el comportamiento de las ventas de petróleo en los mercados de exportación fue cíclico —en 1984 se exportaron 1.54 mmbd, en 1990 1.28 mmbd y 1.65 mmbd en el 2000 y de 1.87 en el 2004—, es decir, la plataforma de exportación no aumentó de manera significativa.
- El mantener prácticamente sin cambio la producción de gas natural en ese lapso, que ha provocado la necesidad de importarlo ante el elevado crecimiento de la demanda de ese hidrocarburo.
- Un deterioro severo en la capacidad productiva destinada a la petroquímica secundaria, que no sólo se ha diezariado por la política de transferencia de precios entre las subsidiarias de Pemex, sino que la falta de inversión ha motivado su obsolescencia tecnológica.

- La incapacidad para construir una red de transporte suficiente y adecuado para optimizar las operaciones, así como para evitar su deterioro que se ha traducido en accidentes que originan contaminación y daños a poblaciones.
- Un sensible detrimento en los equipos de producción y la desincorporación de algunas actividades operativas, que eran desarrolladas con los recursos disponibles pero que ahora la empresa tiene que contratar.
- Pemex ha incrementado su dependencia tecnológica, ante la carencia de voluntad política para canalizar recursos al desarrollo de investigación y tecnología, particularmente en áreas de potencial de crecimiento como es la actividad petrolera en costa fuera.
- La incapacidad de instrumentar “mejores prácticas” operativas, técnicas y administrativas, como las empleadas por las Oil Majors en algunos casos, así como depender en gran medida de las empresas de servicio para desarrollar sus actividades operativas.

La vulnerabilidad es un factor para que algunos grupos de interés nacionales y extranjeros promuevan como imperiosa la necesidad de abrir espacios a la iniciativa privada en el campo de las actividades desarrolladas en la actualidad por Pemex.

Pemex no cuenta con las herramientas para impulsar una política de crecimiento por su vinculación con las finanzas públicas. El ciclo presupuestal de asignación de recursos a Pemex pasa por la autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la aprobación del Congreso de la Unión —Cámara de Diputados—. Estas entidades evalúan tal determinación en función de los requerimientos integrales del paquete de egresos y endeudamiento de todo el sector público.

Aun aprobado el presupuesto de gasto corriente y de inversión, la canalización de recursos a la paraestatal se realiza al amparo de un programa acordado con la SHCP. No obstante, las necesidades financieras de Pemex pueden o no coincidir con dicho programa de gasto, sea por las contingencias económicas del gobierno federal o de la petrolera estatal. Además, no necesariamente la inversión requerida o solicitada por la paraestatal puede serle aprobada, aun cuando se derive de los planes de negocio institucional, lo cual resulta poco eficiente al diferir o cancelar adquisiciones o proyectos.

De esta manera, la empresa sólo cuenta con limitadas alternativas de financiamiento para ejercer su gasto corriente y de inversión: una es mediante la asignación presupuestal; otra es empleando los mecanismos de endeudamiento permitidos por el Estado y el último a través de su flujo de efectivo.

Para cumplir con el programa de gasto e inversión planeado, Pemex se obliga a contratar deuda de diversas fuentes a fin de asegurar la sustentabilidad de su ciclo financiero, mismo que debe llevar a cabo mediante una adecuada administración de su liquidez, contratando endeudamiento en plazos razonables, costos, moneda y evaluando en todo momento el riesgo y considerando la evolución de sus flujos de efectivo.

La forma más frecuentemente empleada para financiar las actividades de Petróleos Mexicanos ha sido a través de la contratación de deuda de corto y largo plazos mediante los mecanismos tra-

dicionales: créditos bancarios, mercado de valores, empleando otras alternativas de financiamiento (arrendamiento, factoraje y proveedores).

No obstante, a partir de 1997 el gobierno federal ha impulsado el esquema de endeudamiento basado en los denominados Pidiregas. El atractivo principal de este esquema es que permite ampliar el gasto público y diferir su pago en los ejercicios fiscales posteriores, lo que evita su registro como deuda pública. Sin embargo, bajo el esquema de los principios contables generalmente aceptados, la deuda contratada a través del Pemex Project Funding Master Trust, el Fideicomiso núm. F/163 y el Pemex Finance Ltd. queda registrada en el balance de Pemex, lo que ha hecho abultado el pasivo institucional.

El financiamiento con endeudamiento de Pemex se ha realizado en un marco de bajas tasas de interés, situación que ha permitido reducir el costo financiero de la deuda y posibilitado la adopción de emisiones o contratación de deuda a tasas de interés fijas. Además, se ha aprovechado la ventaja de la disminución del riesgo país. Con ello, la administración de Pemex ha incrementado los plazos de la emisión, y mejorado la estructura de las fuentes de financiamiento.

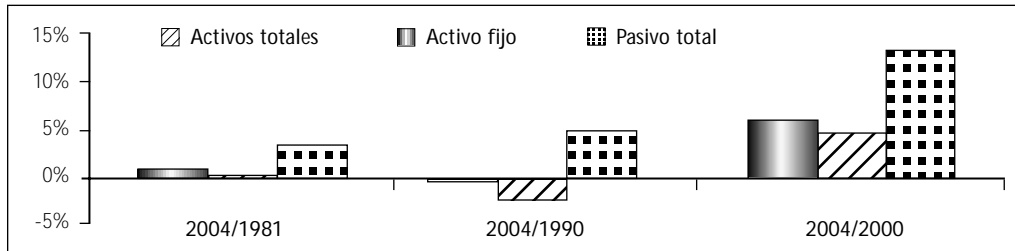
La situación financiera de Pemex en el contexto de su política de financiamiento

Petróleos Mexicanos es una empresa descentralizada de participación cien por ciento estatal y con personalidad jurídica y patrimonio propio. A lo largo de su desarrollo se ha posicionado como una de las 10 mayores petroleras en el mundo, por su volumen de producción de hidrocarburos. Además, la compañía ha obtenido un sinnúmero de logros que se han manifestado en la creación de una infraestructura base de sus operaciones, un abasto adecuado de los hidrocarburos y sus derivados al país, así como la constitución de un cúmulo de habilidades técnicas y de gestión. Sin embargo, los factores estructurales asociados al desarrollo del país, del Estado mexicano y del desempeño de la compañía y de su entorno han incidido sobre su capacidad operativa, financiera y tecnológica, y se han manifestado, entre otras cosas, en no contar con los recursos de inversión apropiados para afrontar un crecimiento sostenido.

A pesar de tales avances, la política de financiamiento de Pemex a través del endeudamiento le ha significado un impacto negativo sobre su estructura financiera que se manifiesta en los siguientes factores:

- Por el valor de sus activos totales, Pemex se ubica entre las seis petroleras más importantes del mundo. Al cierre de 2004, los activos totales de Pemex llegaron a 1 018 mil millones de pesos –mmp– (90.4 miles de millones de dólares –mmd–). Sin embargo, entre 1981 y 2004 la tasa media de crecimiento real de los activos fue de 0.9%; ello contrastó con el aumento de los pasivos totales que se elevaron en igual periodo 3.4%, lo cual demuestra la limitada capitalización de la empresa (gráfica 3).

Gráfica 3

Evolución de la estructura financiera de Pemex, 1981-2004

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.

- La estrategia de financiar su crecimiento con más endeudamiento que aportación de capital ha propiciado que los pasivos totales de Pemex se ubiquen al cierre de 2004 en 960.3 mmp (85.2 mmd). Con ello la paraestatal se ubicó como una de las compañías que mayor aumento en su pasivo ha presentado entre las principales petroleras del mundo. Cabe destacar que en los últimos 25 años, la paraestatal ha vivido dos etapas de elevado apalancamiento. Una en 1982 en donde dicho apalancamiento llegó a representar tres cuartas partes de los activos totales, y que fue aligerándose en los años siguientes de la década de los ochenta, finalizando en sólo 43% en 1989.¹ Otra etapa se inició en los años de introducción del esquema Pidiregas y se ha prolongado hasta 2004, año en el que el nivel de apalancamiento se ubicó en 94.3%, demasiado alto en una empresa petrolera, máxime si se compara con el promedio de los últimos seis años de las *Oil Majors* cuyo nivel ha sido de 55.4% o el de las Empresas Petroleras con Participación Estatal mayoritaria (EPCM) que se ubicaron en 60.9% (cuadro 1).

Cuadro 1

Apalancamiento* de las empresas petroleras internacionales

Empresa	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio aritmético
Statoil	68.5%	71.8%	67.1%	73.3%	71.5%	67.7%	65.1%	69.3%
Total	71.7%	65.1%	58.8%	59.3%	62.3%	62.0%	55.4%	62.1%
Petrobras	45.7%	69.0%	62.8%	61.5%	64.7%	63.8%	57.6%	60.7%
Chevron	58.8%	60.5%	57.0%	56.2%	59.1%	55.4%	51.5%	56.9%
BP	56.8%	58.6%	54.7%	54.1%	56.4%	57.2%	57.0%	56.4%
Petro-Canadá	54.1%	53.5%	55.4%	49.4%	57.0%	47.1%	51.7%	52.6%
Exxonmobil	55.4%	56.1%	52.5%	48.9%	51.1%	48.4%	47.9%	51.5%
Royal D. Shell	47.6%	48.2%	51.0%	46.5%	58.3%	54.7%	45.7%	50.3%

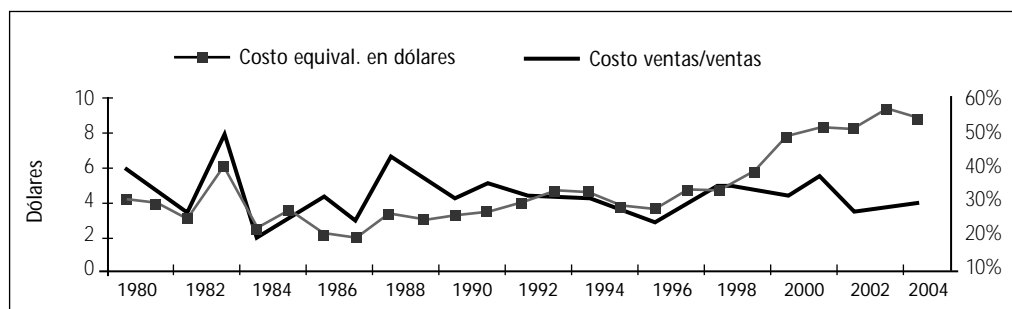
* Se refiere a la relación deuda total a activos totales.

Fuente: Elaboración propia con información de sus informes anuales.

¹ Con la capitalización de la empresa con recursos del gobierno federal, que en parte fue consecuencia de la renegociación de la deuda externa, Pemex logró el menor nivel de apalancamiento (pasivos totales a activos totales a sólo 22.0% en 1991, uno de los más bajos reportados desde finales de los setenta).

- La base del crecimiento de los pasivos totales ha sido la deuda documentada y el aumento de los pasivos contabilizados como reserva para el pago por retiro, pensiones e indemnizaciones. En el último caso, su crecimiento ha sido rápido, particularmente en los últimos años en los que, al adoptarse criterios contables generalmente aceptados, se aplicaron normas contables más estrictas para su reconocimiento. A principios de los noventa ese rubro sumó 9.6 mmp 2004 (0.64 mmd) llegando a finales de 2004 a 347.2 mmp (30.8 mmd). Con ello su participación en el pasivo total pasó de 20.1 a 36.2% en ese lapso, situación que contrasta con las prácticas de las *Oil Majors* y de las EPCM, cuya proporción de fondos de pensiones en el pasivo total no pasó de 7% entre 1998 y 2004. La antigüedad de la plantilla de empleados y los términos de las prestaciones negociadas inducirán en Pemex un mayor crecimiento de esa reserva de pensiones y jubilaciones para los próximos años, lo cual se considera un problema que presionará su situación financiera.
- El costo de producción tiende a subir con el tiempo (gráfica 4), debido fundamentalmente a las crecientes dificultades que enfrenta la empresa en sus operaciones, como lo es la explotación de yacimientos de petróleo, aunque sin duda también se deriva de las ineficiencias acumuladas por la falta de las inversiones adecuadas, los problemas de administración y las dificultades para tomar algunas decisiones oportunamente.

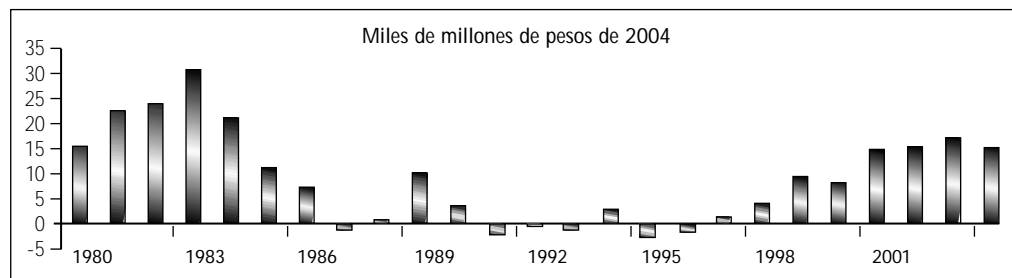
Gráfica 4

Tendencia del costo de ventas de Pemex

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.

- Desde 1997, Pemex ha incurrido en egresos financieros (gasto financiero neto) por el crecimiento de los pasivos de la empresa. Entre 1997 y 2004, Pemex pasó de un gasto de intereses neto de 1.4 mmp 2004 (0.1 mmd) a 15.7 mmp 2004 (1.4 mmd) (gráfica 5). Ello a pesar de que el costo financiero de la deuda se ha abatido en comparación con las décadas de los ochenta y noventa, por efecto de la menor calificación de riesgo otorgada por las calificadoras de valores internacionales a sus emisiones de deuda y por la baja mundial –y nacional– de las tasas de interés.

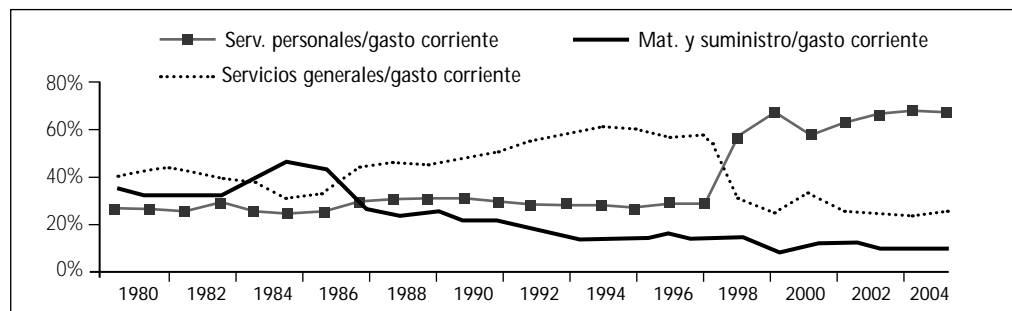
Gráfica 5

Gasto neto de intereses de Pemex

Fuente: Pemex 2004.

- A diferencia de una empresa privada, la paraestatal no puede usar el denominado “escudo fiscal” ni diferir el pago de impuestos.
- Pemex se enfrenta al manejo de grupos de interés, tanto dentro como ajenos a la compañía, situación que redunda en frecuentes cambios de directivos, reorganizaciones a la estructura, y claro mayores gastos de personal (gráfica 6).²

Gráfica 6

Estructura del gasto corriente de Pemex

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.

- Pemex incurre en gastos derivados de la percepción sobre corrupción en la empresa tanto para transparentar la asignación de las compras como la comercialización de sus productos terminados o la relación con su sindicato.
- Pemex ha desarrollado una estructura productiva con una intensidad de capital a trabajo menor que el de otras petroleras, como las *Oil Majors*. Ello implica que obtiene ventas por unidad de activos fijos o de activos totales inferiores a dichas *Oil Majors*.

² De hecho, los gastos de personal que se ubicaron en promedio en 19.8 millones de pesos –0.84 millones de dólares– en los ochenta, aumentaron a 21.1 millones de pesos –1.5 millones de dólares– en los noventa y más del triple en lo que va de este decenio (2000-2004).

- A pesar de la limitada canalización de recursos presupuestales, que le ha impedido incrementar sus capacidades tecnológicas para abatir sus costos de producción, Pemex ha reportado niveles de utilidad operativa a ventas y de utilidad operativa a activos totales que son de los más altos en la industria petrolera mundial, que le permiten adecuados niveles de cobertura de intereses, lo que a su vez induce confianza de pago de la compañía, no obstante el elevado apalancamiento que contrasta con el de las *Oil Majors* (cuadro 2).
- Las ventas totales de Pemex crecieron a una tasa media anual de 2.8% entre 1981 y 2004. Al cierre de este último año, sumaron 777.2 mmp (69.0 mmd). Los ingresos de la paraestatal se enfrentan a una elevada variabilidad por su nivel de dependencia de los precios internacionales de los hidrocarburos, de los factores estructurales propios del desempeño de la compañía, de la política energética nacional y de la evolución del mercado nacional.
- El régimen fiscal aplicado a Pemex es uno de los más agresivos en el mercado petrolero internacional (gráfica 7), pues la paraestatal debe pagarle al gobierno federal 60.8% de sus ingresos brutos, más impuestos asociados al ingreso por exportaciones de crudo por arriba del precio presupuestado por el gobierno, con el agravante —a diferencia de otras empresas— de que no puede diferir sus contribuciones fiscales o generar diferencias temporales. Ello ha significado para Pemex una sangría constante de recursos que a todas luces denotan la inoperancia del régimen fiscal introducido en 1994. De 1998 a 2004, el total de impuestos

Cuadro 2

Comparativo de calificación de riesgo de empresa petrolera

Calificadora	Pemex	Exxonmobil	Royal Dutch	Total	BP	Chevron Texaco	Conoco Phillips	Statoil	Petrobras
S&P	BBB–	AAA	AA+	AA	AA+	AA	A –	A	–
Moody's	Baa1	Aaa	Aa2	Aa2	Aa1	Aa2	A3	A1	Ba2
Datos operativos									
Reservas probadas (mmbpce) ¹	18.9	21.7	19.3	11.2	17.6	11.9	7.8	4.3	10.5
Producción (mmbpce) ²	4.3	4.2	4.0	2.4	3.5	2.6	1.1	1.1	1.8
Vida reservas probadas (años)	11.9	14.0	13.3	12.7	13.7	12.4	19.9	10.9	15.9
Gasto en inversión (mmd)	10.1	12.9	8.0	8.4	12.4	5.6	6.2	3.4	5.7

Bloomberg, Estados financieros de empresas al 31 de diciembre de 2003 y reservas probadas al 31 de diciembre de 2002.

¹ Reservas probadas de Pemex de acuerdo con la definición de la Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC).

(Regla 4.10(a) de la Regulación S-X del U.S. Securities Act de 1933, al criterio de la SEC, al 31 de diciembre de 2003.

² Cuando el factor de conversión no es disponible, un millón de pies cúbicos de gas natural = 5.2 barriles de crudo equivalente al 20 de agosto de 2004.

mmbpce. Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

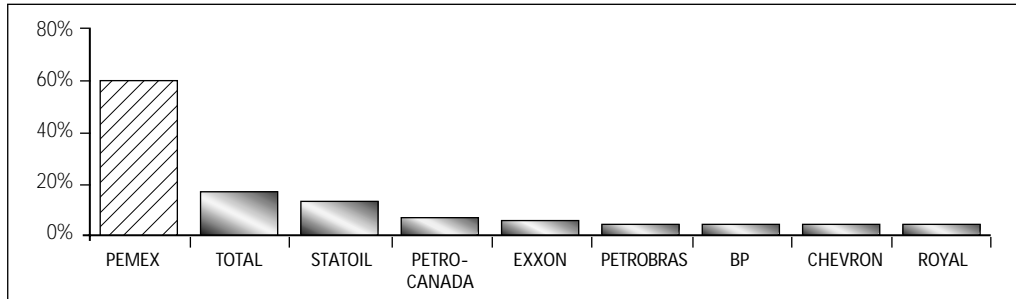
mmd. Miles de millones de dólares.

Fuente: http://www.pemex.com/files/content/dcf_pemex_outlook_050131_e.pdf

pagados ascendió a 2 365.6 mmp 2004 (208.7 mmd) contra pérdidas por 188.6 mmp 2004 (16.8 mmd) e incremento de los pasivos de 608.9 mmp 2004 (59.9 mmd).

Gráfica 7

Impuestos a ventas totales de Pemex, 1998-2004



Fuente: Elaboración propia con datos de Informes Anuales de las empresas.

- Entre 1980 y 1997, Pemex había reportado remanentes netos en sus estados financieros. Sin embargo, de 1998 a 2004 ha acumulado pérdidas y con ello su patrimonio ha pasado de 245.0 a 58.1 mmp 2004 (17.6 a 5.2 mmd), es decir una disminución real de 76.3%. Lo anterior ha propiciado que la rentabilidad del capital (ROE) y de los activos (ROA) de la empresa estén deterioradas y sean incomparables con los de las EPT, que presentaron un ROE y un ROA promedios de 7.2 y 16.2% entre 1998 y 2004 (cuadro 3).

Cuadro 3

Utilidad operativa a activos totales de empresas petroleras internacionales

Empresa	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Pemex	33.5%	38.9%	48.6%	41.2%	39.1%	40.4%	43.3%
Exxonmobil	5.8%	5.6%	12.1%	10.5%	7.7%	13.2%	22.9%
Petrobras	3.6%	3.1%	15.2%	13.7%	10.1%	12.9%	23.5%
Chevrontexaco	2.7%	4.3%	10.0%	4.2%	1.5%	12.0%	3.1%
Petro-Canada	0.6%	3.7%	8.6%	8.8%	7.2%	11.4%	18.3%
Total FINA ELF	2.3%	4.1%	8.2%	8.4%	6.7%	8.5%	12.3%
Royal Dutch Shell	0.3%	7.5%	10.4%	9.7%	6.2%	7.6%	16.5%
Statoil	0.1%	1.7%	7.6%	8.6%	8.2%	7.5%	25.7%
British Petroleum	3.2%	5.3%	7.0%	4.7%	4.4%	2.5%	17.1%

Fuente: Elaboración propia con datos de informes anuales de las empresas.

Es claro que los elementos estructurales que ha acumulado Pemex en el tiempo tales como el esquema legal aplicado, su interacción con las finanzas públicas, el rezago en las inversiones, la elevada

dependencia técnica y tecnológica enfrentada, así como los vicios acumulados en su gestión, se están conjugando con la competencia de grupos e interés políticos, nacionales e internacionales, que buscan que el Estado permita la participación de la iniciativa privada en las actividades de *upstream* y *downstream*, cediendo la posibilidad de explotar la renta petrolera nacional y una mayor gama de oportunidades de inversión y hasta la posibilidad de participar en el capital de la paraestatal. Es por ello que se requiere de la voluntad de los grupos políticos fuera y dentro de la compañía para que el Estado pueda conservar la propiedad de Pemex. Operar en otro sentido, implicará la justificación de que los particulares provean de los recursos financieros para participar en la industria de los hidrocarburos en el país, lo que no garantiza una eficiente y racional explotación de los mismos.

Ante los problemas financieros identificados en Pemex, y las posibles complicaciones derivadas de ello, se construyó un modelo financiero (Mefpex), mediante el cual se definieron tres escenarios para evaluar el comportamiento de la paraestatal hacia el año 2015,³ en los cuales se mantiene el régimen fiscal y legal y se preserva como base de financiamiento su endeudamiento.

En suma, la acumulación de los problemas estructurales, su marco legal y su esquema fiscal han llevado a Pemex a una situación financiera endeble caracterizada por un elevado nivel de apalanca-

Cuadro 4

Variables financieras del escenario base

Precio mezcla del petróleo exp.	28.00 dólares por barril											
VAN	198.3 miles de millones de pesos											
Miles de millones de pesos de 2004												
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Var anual pasivo documentado	22.1%	14.8%	12.6%	20.0%	20.2%	18.0%	19.1%	18.1%	14.2%	13.9%	13.4%	11.9%
Activo total	1 018.3	1 149.3	1 269.5	1 333.9	1 454.6	1 728.6	1 891.2	1 891.2	2 079.9	2 286.6	2 507.8	2 762.4
Patrimonio	58.1	69.0	65.1	52.7	21.7	3.3	-19.1	-46.1	-67.9	-73.7	-68.8	-55.9
Cobertura de intereses	6.4%	6.4%	10.0%	11.6%	12.9%	13.3%	14.0%	14.8%	15.2%	15.1%	15.3%	15.4%
Aplacamiento	94.3%	94.0%	94.9%	96.1%	98.5%	99.8%	101.1%	102.4%	103.3%	103.2%	102.7%	102.0%
Rotación de ventas	76.3%	69.7%	69.4%	63.5%	61.8%	61.4%	60.9%	60.0%	59.7%	59.0%	57.5%	56.4%
Liquidez	1.87	1.60	1.54	1.31	1.26	1.25	1.23	1.21	1.22	1.21	1.17	1.15
Margen de beneficio bruto	70.9%	72.5%	72.8%	72.1%	70.8%	72.6%	72.6%	72.7	73.4%	74.6%	75.6%	76.1%
Pasivos laborales	347.2	370.1	393.3	418.0	444.3	472.2	501.8	533.4	566.9	602.5	640.3	680.5
Contribuciones al gobierno federal	473	487	536	515	546	592	640	690	755	821	877	947
Resultado neto	(14.1)	21.2	6.6	(11.3)	(30.1)	(18.2)	(22.8)	(27.8)	23.3)	(7.8)	2.8	11.3
Utilidad neta sobre capital	n.s.	30.6%	10.1%	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
n.s. no significativo												

Fuente: Elaboración propia.

³ Su estructura contempla información financiera de Pemex y del desempeño del sector nacional de los hidrocarburos, así como de las finanzas públicas y de algunas variables económicas.

miento, constante erosión en su patrimonio y un creciente gasto en el servicio de deuda, así como a depender exclusivamente del endeudamiento para ampliar y mantener su capacidad productiva. El cúmulo de problemas también implicará que hacia los próximos años, la estructura financiera no se modifique y quede sujeta al conjunto de riesgos de mercado, operativos y técnicos (cuadro 4).

Si Pemex se mantiene como una empresa estatal, se propone un conjunto de alternativas. Éstas pueden ser o no complementarias, e incluso excluyentes, y representarían la adopción de medidas viables en el marco de una política de Estado, que no implican transformaciones profundas en materia fiscal e inducen a adoptar acciones de mayor eficiencia operativa y administrativa en la paraestatal, y son las siguientes:

- Establecimiento en Pemex de una contribución fiscal fija como proporción de los ingresos totales del sector público; se propone un tasa de 32%.
- Paulatino ajuste a la baja en las tasas de contribución fiscal de Pemex, es decir al derecho sobre hidrocarburos.
- Capitalización de Pemex de una parte de la deuda de la paraestatal —la cual pasaría a ser deuda pública como sucedió en 1990—, y canalizar a la empresa, en la medida en que estén disponibles los excedentes del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros. Esta alternativa sería la más conveniente en virtud de que dicha capitalización implicaría la conversión de deuda de Pemex en deuda pública, con el consiguiente ahorro financiero de recursos, toda vez que la calificación de emisión de deuda del gobierno mexicano es superior a la de la paraestatal (BBB- vs BBB).⁴
- Modificaciones en el sistema de pensiones —reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones— que implicaría que en lugar de destinar recursos a la amortización o cubrimiento del pasivo laboral no fondeado, se dirigieran a la amortización de la deuda financiera a largo plazo con lo cual la empresa podría reducir su pasivo total.

De mantenerse la inercia operativa, administrativa y fiscal que predomina, la paraestatal podría cargar con costos cada vez más grandes, con el riesgo de agudizarse ante la vulnerabilidad característica del mercado petrolero y financiero internacional. Esos costos en los que tendría que incurrir Pemex, y el Estado, implicarían desde el incremento de sus egresos financieros ante la baja en la calificación de riesgo de emisión, hasta la necesidad de que la compañía tenga que ser capitalizada por el Estado Mexicano como aconteció en 1990; o no tener otra alternativa que abrir la participación a la iniciativa privada, bien como accionistas de la paraestatal o en la explotación de la industria nacional de los hidrocarburos, todo ello en condiciones no tan favorables para el país.

⁴ Calificación otorgada por Fitch. SHCP, "Fitch Ratings elevó la calificación de la deuda mexicana", boletín de prensa del 7 de diciembre de 2005; y Pemex, Información financiera, calificación crediticia, www.pemex.com, 14 de marzo de 2006.

Abreviaturas

Banxico	Banco de México
Pemex	Petróleos Mexicanos
Oil Majors	Empresas petroleras trasnacionales
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
EPCM	Empresas petroleras con participación estatal mayoritaria
mmd	Miles de millones de dólares
mmp	miles de millones de pesos
mmp 2004	miles de millones de pesos de 2004
ROE	Rentabilidad sobre el capital
ROA	Rentabilidad sobre los activos
mefpex	Modelo económico financiero de Pemex

Bibliografía

<http://www.shcp.gob.mx>

<http://www.csm.pemex.com/espanol/contratos/pdfs/modelo.pdf>

http://www.pemex.com/files/content/dcf_pemex_outlook_050131_e.pdf

<http://www.diputados.gob.mx/comisiones59legislatura/shcp/docts/comparativo%20internacional%20.pdf>

Ley de Presupuesto de Egresos de la Federación, varios años.

Ley de Ingresos de la Federación, varios años.

Pemex, Memoria de Labores, varios años.

Pemex, Plan Estratégico de Pemex 2002-2010, 2002.

<http://www.energia.gob.mx/work/secciones/1682/imagenes/ELIZONDO>

Pemex, Prospecto de Colocación de Certificados Bursátiles, México, octubre de 2003.

Pemex, Prospecto de Colocación de CPO's —actualización a diciembre 2003.

http://www.pemex.com/files/content/ra_031231.pdf.

www.pemex.mx

www.petro-canada.ca

www.petroperu.com

www.shell.com

www.statoil.com

www.total.com

www.bp.com

www.chevrontexaco.com

www.exxonmobil.com



Tercera sección
Renta energética, precios y tarifas
de bienes y servicios energéticos



Los precios de los energéticos en México y su impacto macroeconómico

*Germán Alarco Tosoni**

La política actual de precios internos de los energéticos en México tiene su origen en los programas de ajuste y estabilización de importante inspiración externa de los años ochenta. A partir de dichas circunstancias fue útil para superar los graves desequilibrios en las finanzas públicas y contribuir a mejorar la cuenta corriente de la balanza de pagos. A nivel microeconómico, coadyuvó a que las empresas públicas del sector adquirieran vida propia con independencia de las autoridades reguladoras.

Sin embargo, esta política de precios se establece con independencia del país en cuestión, de las características estructurales relativas al nivel actual o potencial de producción de hidrocarburos, o a su situación como exportador o importador de energía primaria o secundaria. En el caso mexicano su propósito principal es más fiscal o recaudatorio. Se desaprovechan las ventajas competitivas del país asociadas a su dotación de recursos; no refleja las recomendaciones que en la teoría económica se establecen para la integración de los mercados, validando situaciones de competencia imperfecta, entre otros elementos.

El tratamiento de la problemática de la política de precios internos de los energéticos es fundamental. El tema está bajo intensa discusión. No sólo tiene implicaciones sectoriales, sino que impacta a nivel macroeconómico sobre el nivel de vida de la población y la competitividad del aparato productivo. Las principales posiciones sobre la materia son públicas.

De un lado están las autoridades gubernamentales, para quienes los precios de los energéticos deben ajustarse periódicamente a la evolución de las referencias precios internacionales y el tipo de cambio aplicables a dichos bienes o en otros casos a partir de las necesidades de recursos fiscales del gobierno federal. Frente a ellos, para segmentos importantes de la población y del sector productivo

* Es director de Formulación de Balances y Anuarios de la Secretaría de Energía en México, maestro en economía egresado del Centro de Investigación y Docencia Económicas, A. C. (CIDE) y profesor de la Universidad Panamericana con correo electrónico germanalarco@yahoo.com.mx. Su opinión no coincide necesariamente con las instituciones a las que pertenece. Agradece los valiosos comentarios del doctor José Luis Calva y la maestra Patricia del Hierro Carrillo, aunque la responsabilidad por el resultado final es exclusivamente suya. Asimismo, se reconoce el importante apoyo de Rafael Hernández Parra en el trabajo estadístico. Existe una versión más técnica y completa de este artículo como documento de trabajo no oficial de la Secretaría de Energía de abril de 2006, así como un artículo bajo dictamen en la revista *Estudios Económicos* de El Colegio de México.

privado, la política implantada no tiene sentido, ya que está afectando negativamente sus niveles de vida y los costos de producción de las empresas, más aún cuando el país es un importante productor y exportador de petróleo crudo.

Las posiciones son contrastantes e irreductibles entre quienes proponen que la política de precios de los energéticos debe modificarse, frente a los que señalan que éstos deben ajustarse o incrementarse periódicamente, aduciendo que de no hacerlo se producirían distorsiones en los precios relativos que afectarían la asignación de recursos; pérdidas económicas en las empresas paraestatales del sector: Petróleos Mexicanos (Pemex), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC); un mayor déficit público, menores ingresos y posibilidades de gasto del gobierno federal con los efectos negativos sobre la demanda agregada, los precios, los niveles de endeudamiento y la producción tradicionalmente señalados.

Este artículo pretende definir las bases generales para una nueva política de precios internos de los energéticos, bajo el entendido de que la actual nos ha conducido a excesos que promueven exclusivamente la maximización de ingresos de Pemex, pero no es funcional a la macroeconomía mexicana y por ende al crecimiento económico. Se reconoce que hay elementos por rescatar en la política actual, pero proseguir sin modificarla afectaría negativamente nuestro desempeño económico en el mediano y largo plazos, más aún por los escenarios que se vienen trabajando en los precios internacionales.

¿Cuáles son los elementos técnicos detrás de la posición de las autoridades gubernamentales?; ¿qué deberíamos esperar en el mediano y largo plazos en términos de los agregados económicos de proseguir con la actual política de precios?; ¿cómo se debe dar el balance entre las políticas de precios (microeconómica) y la macroeconomía mexicana?, teniendo en consideración que unas y otras políticas deben complementarse. Por último, ¿cuáles deben ser los lineamientos generales de la política de precios internos de los energéticos en México?

Los objetivos de este artículo son múltiples. En primer lugar identificar si es posible un balance conceptual entre los elementos que están detrás de las posiciones tan disímiles mencionadas anteriormente. En segundo lugar, evaluar los efectos macroeconómicos de diversos escenarios en los precios de los energéticos y como resultado de las recientes proyecciones formuladas por la Energy Information Administration de Estados Unidos de América (EUA) para el periodo 2005-2015, utilizando un modelo macroeconómico de equilibrio general inscrito en la vertiente poskeynesiana. En tercer lugar discutir cuáles podrían ser las políticas de precios de los energéticos, en un entorno cambiante, considerando que éstas deben coadyuvar al logro de los mejores indicadores macroeconómicos. La industria energética mexicana es de propiedad pública y en la citada dirección su desempeño microeconómico no debe, bajo circunstancia alguna, generar efectos negativos en los agregados económicos.

Este documento tiene cuatro secciones y un apartado final de reflexiones finales. En la primera sección se presenta el detalle de los mecanismos de formación de precios del sector, el origen y los argumentos para ajustar periódicamente los precios de los energéticos. En la segunda sección se comenta brevemente la información y el modelo de equilibrio general que sirve para realizar las pro-

yecciones pasivas y activas. En la tercera sección se muestran los escenarios básicos que evalúan los impactos macroeconómicos de diferentes políticas en los precios de los energéticos. En la última sección se discuten algunos aspectos microeconómicos necesarios para redefinir las políticas de precios de los energéticos.

Mecanismos de formación y dinámica de precios en el sector energético

Las modalidades de fijación de los precios del sector energético no son homogéneas. Los derivados de los hidrocarburos se establecen considerando tanto los prevalecientes en el mercado internacional de estos productos con base en lo señalado en el primer inciso del artículo 26 del Reglamento de la Ley Federal de Entidades Paraestatales de 1990, como los resultantes de una política de ajuste periódico que contempla las referencias internacionales del producto petrolífero en cuestión como el impuesto especial a los bienes y servicios (IEPS). En el caso del sector eléctrico el objetivo es recuperar la relación precio/costo a niveles que permitan el sano crecimiento de las empresas del sector y generen recursos suficientes para financiar los programas de inversión. Se trataría de enviar señales apropiadas de eficiencia económica que promuevan el uso eficiente de la energía sin afectar a las familias de menores ingresos con menores consumos.¹

Los productos cuyos precios se modifican de acuerdo con las referencias internacionales directas o compuestas a través de fórmulas específicas son los diferentes crudos de exportación, gas natural, todos los productos petrolíferos (gas licuado de petróleo, querosenos y combustóleo, entre los principales) y petroquímicos a excepción de la gasolina y el diésel. En el caso de estos dos últimos se establece una dinámica interna que determina residualmente el IEPS, establece márgenes específicos como el de comercialización para las estaciones de servicio y el precio para Pemex se integra con base en referencias internacionales de los combustibles y costos de logística. Excepcionalmente se han establecido regímenes discrecionales tanto en los casos del coque de petróleo, otros productos petrolíferos y petroquímicos de menor importancia productiva y comercial, como en los principales combustibles cuando se producen modificaciones sustanciales en los precios internacionales.

La fijación de estos precios es una atribución del Consejo de Administración de cada empresa u organismo que corresponda a lo señalado en el artículo 58 de la Ley Federal de Entidades Paraestatales. Sin embargo, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mantiene en el inciso X del artículo 31 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal la capacidad para establecer y revisar los precios y servicios de la administración pública federal, o bien las bases para fijarlos, escuchando a la Secretaría de Economía y con la participación de las dependencias que corresponda.² A partir de las

¹ En rigor se establecen considerando el uso (doméstico, comercial, alumbrado público, agrícola e industrial), los niveles de energía demandada, temporada, tipo y garantía del servicio. www.energia.gob.mx/wb2/Sener/Sen3_114_tarifas, 2006, pp. 1-4.

² En la práctica se establecen en un comité de precios, sin fundamento legal preciso, donde participan diversas áreas de Pemex, la Secretaría de Energía, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Secretaría de Economía y la Secretaría de la Función Pública, actuando como secretario técnico la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas de Pemex.

modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo y con la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de 1995 se establece que las metodologías para la determinación de los precios de las ventas de primera mano de gas natural y de gas licuado de petróleo son competencia de la CRE, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia.

Es difícil ubicar con certeza el origen de las políticas de precios de los energéticos basadas en las referencias internacionales y en las modificaciones en el tipo de cambio. Pareciera que se encuentra en el contenido de los programas de ajuste aplicados a partir de los años ochenta. Tampoco queda claro si su origen es local o internacional, pero al menos hasta el año 2000 eran parte de la condicionalidad que nos autoimponemos en función de las presiones del Fondo Monetario Internacional (FMI). Los programas de ajuste apoyados por FMI incorporan políticas para reducir la demanda agregada, aumentar la oferta tanto a través de mejorar el uso eficiente de los recursos como incrementar la capacidad instalada y mejorar la competitividad internacional.³ Es dentro de las políticas por el lado de la oferta que “pretenden reducir distorsiones causadas por las rigideces en los precios, los monopolios, los impuestos, los subsidios, las restricciones comerciales”⁴ donde tradicionalmente se ubica la política de precios de los energéticos. Aunque en el caso mexicano es también parte de la demanda por su componente fiscal.

El FMI propone la eliminación de los subsidios aplicados a los precios de los energéticos. Sin embargo, no tiene una recomendación única en relación con la política hacia adelante, ya que ésta puede ir desde cubrir los costos marginales de largo plazo y evitar subsidios cruzados, llegar a un nivel cercano o equivalente a la paridad de la importación, tomando en cuenta los costos de distribución.⁵ Para el FMI mantener los precios domésticos por debajo de los niveles internacionales resulta un subsidio implícito o explícito al consumo doméstico.⁶ Esta política sería ineficiente y poco equitativa,⁷ implicando costos de oportunidad (ingresos dejados de percibir).⁸ Asimismo, el traspaso completo y automático de las modificaciones en los precios internacionales a los domésticos es para ese organismo una solución óptima en una economía de mercado competitiva, estableciendo señales de mercado correctas que no exponen a las finanzas públicas ante la volatilidad de los precios de los hidrocarburos.⁹

³ M. Khan y M. Knight, 1986, p. 31.

⁴ *Idem*.

⁵ S. Cossé, 2003, pp.18-19.

⁶ Adicionalmente si los precios mexicanos fueran inferiores a los predominantes en EUA el consumo en México se incrementaría por el de los estadounidenses que viven cerca de su zona fronteriza.

⁷ Los que reciben los subsidios son los que tienen mayores consumos y por tanto mayores ingresos. Además exigiría cambios en todos los precios relativos de los energéticos ya que se puede encarecer alguno que tenga mayores consumos por parte de la población de menores ingresos.

⁸ J.M. Davis, R. Ossowski y A. Fedelino, 2003, p. 8.

⁹ *Idem*.

En la cuarta sección de este documento se comentarán estos planteamientos. Sin embargo, es importante señalar antes, que los mismos tienen contrapartida local. Lajous señala que el actual sistema de precios se basa en el principio de que los precios internos de mercancías comerciables deben reflejar los costos de suministros alternativos en una economía abierta. Va más allá señalando que los precios de transferencia al interior de la empresa (entre los diferentes organismos subsidiarios de Pemex) deben establecerse en función de los precios observados en los mercados externos,¹⁰ es decir, aplicando el principio de la "ley de un solo precio". En la misma línea Brito y Rosellón¹¹ plantean que la regla de enlace hacia atrás basada en el precio de Houston Ship Channel de EUA para el gas natural mexicano es óptima en el sentido de Pareto.

A partir de 1983 se definió una nueva política de precios para las empresas públicas atendiendo a tres categorías de bienes: productos básicos tomando en cuenta principalmente los cambios en el salario mínimo; bienes susceptibles de comercialización en el exterior considerando su relación con las referencias internacionales pertinentes (donde se ubican los hidrocarburos y los productos petrolíferos); y el resto se determinaría con base en su costo unitario.¹² Sólo como referencia en el último Memorandum de políticas económicas enviado al FMI el 10 de marzo del 2000 se señala que los precios de la gasolina, el diesel y las tarifas de electricidad de los consumidores residenciales y agrícolas se ajustarán mensualmente con base en la tasa de inflación proyectada de 10% (para el año 2000), mientras que las tarifas de electricidad para los consumidores industriales se vincularán a los precios internacionales de referencia.¹³

En el cuadro 1 se presentan tanto los precios reales de algunos de los energéticos: gasolina magna en el resto del país, el diésel desulfurado, combustóleo, tarifa eléctrica doméstica 1 y la industrial O-M, ordinaria general, media tensión, con demanda menor de 1000 kW, como el índice real de los precios de los energéticos, cuyo valor nominal es reportado por el Banco de México. La conclusión es obvia: los precios reales tomados individualmente varían pero como tendencia están creciendo en términos reales y el conjunto que comprende también al gas natural tiene una tasa de crecimiento promedio anual real entre 1990 y 2004 del 2.5% anual.

Información básica y modelo intersectorial

El diseño e implantación de un modelo de equilibrio general requiere de la descripción detallada de las relaciones intersectoriales, demanda e insumos primarios a través de una tabla insumo-producto para la economía mexicana. Al respecto, se consideran cuatro sectores productivos: hidrocarburos, electricidad, industria maquiladora de exportación y el resto de los sectores productivos. La demanda

¹⁰ A. Lajous, 2005, p. 26.

¹¹ D.L. Brito, y J. Rosellón, 2005, pp. 406-407.

¹² A. Baillet, 1988, p. 75.

¹³ Banco de México y SHCP, 2000, Carta de intención y México-Memorandum de políticas económicas, www.shcp.gob.mx/docs/m000310.htm, p.4.

Cuadro 1

Evolución de los precios reales de los energéticos en México 1985-2004*

(año base 2002 = 100)

Año	Gasolina Magna**	Diésel desulfurado**	Combustóleo**	Electricidad***		Índice de energéticos INPC 2002 = 100
				Doméstico 1	Industrial O-M	
1985	7.098	4.124	n.d.	0.585	0.516	94.15
1990	5.375	3.252	1.225	0.537	0.666	77.58
1991	5.656	3.009	1.172	0.543	0.706	78.96
1992	4.931	3.173	1.275	0.647	0.849	79.07
1993	4.903	3.387	0.657	0.524	0.823	75.80
1994	4.719	3.426	1.270	0.524	0.769	76.40
1995	5.153	3.773	1.589	0.414	0.575	83.52
1996	5.188	3.855	1.813	0.558	0.612	92.95
1997	5.279	4.032	1.482	0.576	0.716	87.34
1998	5.578	4.292	0.857	0.564	0.669	82.62
1999	5.597	4.639	1.332	0.573	0.678	87.23
2000	5.652	4.686	1.383	0.601	0.751	98.63
2001	5.762	4.776	1.089	0.616	0.760	84.89
2002	5.695	4.723	1.633	0.709	0.797	97.18
2003	5.645	4.682	1.851	0.748	0.935	104.52
2004	5.526	4.585	1.892	0.729	1.022	109.32

*Precios y tarifas al consumidor al final del periodo correspondiente. Los precios para el periodo 1995-2004 provienen de Pemex, Indicadores petroleros. Los anteriores corresponden al Compendio estadístico del sector energía 1980-1999.

El índice real de los precios de los energéticos para 2004 toma en consideración la variación en los precios administrados del 10.02% en relación con la variación del INPC del 5.19%; n.d.: no disponible.

**Pesos por litro.

***Corresponden al promedio anual y son pesos por kWh. El de 1985 corresponde al Compendio estadístico del sector energía y el de 1990 al 2004 son del Balance nacional de energía 2004.

Fuente: Elaboración propia con base en Banxico, Secretaría de Energía, Presidencia de la República, Quinto informe de gobierno, anexo estadístico.

comprende los componentes tradicionales más las importaciones sustitutas de bienes de consumo y de capital, mientras que los insumos primarios detallan las importaciones (hidrocarburos, electricidad y resto de insumos) y los componentes del valor agregado (remuneraciones, excedente bruto de operación e impuestos a los productos netos).

Esta matriz insumo-producto se desarrolla a partir de una previa con año base 2003¹⁴ que consideraba tres sectores productivos, agregando ahora el correspondiente al sector eléctrico. Respecto del cuadro anterior debemos comentar que sólo se ha modificado el componente relativo a las remuneraciones, en razón de que ahora se incluyen los servicios personales y las pensiones –jubila-

¹⁴ G. Alarco, 2006a, 41 pp.

ciones de los trabajadores de las empresas públicas del sector energético¹⁵ (Pemex, la CFE y la LFC)– de acuerdo con lo reportado en la Cuenta de la hacienda pública federal de 2003. El incremento de estos egresos reduce en ambos sectores las compras al resto de los sectores productivos.

El modelo de equilibrio general que utilizamos para las simulaciones se inscribe en la corriente poskeynesiana donde los precios son fijos y explicados por los diferentes componentes de costos, margen de ganancia e impuestos indirectos; las variables distributivas son determinadas por los precios relativos y afectan el nivel de demanda agregada. La producción de las diferentes actividades económicas es determinada por los componentes de la demanda intermedia y final. Un antecedente de este modelo puede encontrarse en el desarrollado por Taylor¹⁶ para evaluar la macroeconomía de los subsidios alimentarios egipcios.

El modelo tiene seis bloques: costos y precios, generación de ingresos, consumo privado, balance insumo-producto, externo y fiscal. En el bloque de costos y precios se determinan los costos y precios de los bienes y servicios de los cuatro sectores productivos, los precios al consumidor y el deflactor del PIB. Los costos de cada sector dependen de los precios de los otros considerando los coeficientes técnicos nacionales e importados de la matriz insumo-producto 2003. A su vez los precios se establecen en función de los costos, incluidos los laborales, por uno más el margen de ganancia de cada sector productivo y uno más la tasa de los impuestos indirectos en los casos del sector hidrocarburos y el resto de las actividades económicas. Los ponderadores de los precios al consumidor son la contribución sectorial al consumo privado, mientras que en el caso del deflactor del PIB son las participaciones de los diferentes sectores en el valor bruto de la producción (VBP) nacional.

En el bloque de generación de ingresos se determinan las remuneraciones pagadas en la economía, el excedente bruto de operación y los impuestos indirectos del sector hidrocarburos y del resto de los sectores productivos que totalizan el PIB. Las remuneraciones son el resultado de la suma del producto de las participaciones de las remuneraciones en el producto sectorial por el producto de cada actividad económica y el índice de salarios que suponemos con un crecimiento homogéneo para toda la economía. El excedente bruto de operación¹⁷ es la sumatoria de los márgenes de ganancia por los costos de cada sector productivo, mientras que los ingresos por los impuestos indirectos son las tasas impositivas por los costos más los márgenes de ganancia de cada sector productivo considerado.

El bloque del consumo privado es muy simple. El consumo privado de hidrocarburos, electricidad y del resto de los sectores productivos se establecen como proporción de las remuneraciones pagadas y del excedente bruto de operación de toda la economía, obteniéndose una propensión a consumir bienes y servicios de cada uno de los sectores productivos. No se distinguen los consumos privados por agentes económicos, ni se plantean sistemas lineales de gasto.

¹⁵ Equivalentes al 43% de los pagos a los trabajadores activos de Pemex, 25% en el caso de CFE y 86% en LFC.

¹⁶ L. Taylor, 1986, pp. 86-97

¹⁷ La información generada por el INEGI no desagrega el excedente bruto de operación entre las utilidades de empresas, ingresos de los profesionales independientes, los trabajadores informales de la ciudad y las unidades de economía campesina, los ingresos por intereses netos, entre otros componentes.

El balance insumo-producto expresa el equilibrio de la producción con las ventas en cada uno de los sectores considerados. Estas ecuaciones permiten determinar los niveles de producción real sectoriales. Las ventas pueden estar orientadas a los otros sectores productivos (ventas o consumos intermedios) y ventas finales (consumo privado, consumo público, formación bruta de capital privado y público e importaciones competitivas-sustitutas). En cada sector toda la producción se vende y por tanto no hay modificaciones en la variación de existencias.¹⁸ Las ecuaciones de balance son diferentes entre sí ya que sólo contienen las variables relevantes para cada sector. La industria maquiladora de exportación se circunscribe a las exportaciones, mientras que en los otros tres sectores comprenden las ventas intermedias y finales. La ecuación más extensa es la relativa al resto de sectores productivos, ya que contempla la formación bruta de capital y las importaciones competitivas.

Las exportaciones de la industria maquiladora están determinadas por el PIB real estadounidense, mientras que las exportaciones de hidrocarburos, electricidad y del resto del sector productivo son exógenas. Las importaciones complementarias (bienes intermedios) se determinan para cada sector productivo en función de los coeficientes técnicos importados, los niveles de producción, los precios internacionales y el tipo de cambio. Las importaciones competitivas o sustitutas de los bienes nacionales (bienes de consumo y de capital) son exógenas. La balanza en la cuenta corriente se determina en moneda nacional al igual que la diferencia entre la suma de las exportaciones menos las importaciones complementarias y las competitivas-sustitutas.

El bloque fiscal determina el resultado de las finanzas públicas como la diferencia de los ingresos menos los egresos. Los egresos comprenden los gastos de consumo público en hidrocarburos, electricidad y el resto del sector productivo y la formación bruta de capital pública. En los ingresos se consideran las contribuciones fiscales de los hidrocarburos, considerados como impuestos indirectos, los impuestos indirectos asociados al resto de actividades productivas y los otros impuestos que se determinan como una función del PIB.

La solución del modelo para el año base 2003 y para cada uno de los escenarios de simulación puede realizarse como un conjunto de ecuaciones simultáneas o como un modelo recursivo de interbloques. En ambos casos se utiliza el programa *Mathcad professional 2001*. Se optó por la solución recursiva de interbloques, a partir del bloque de precios que es independiente del resto de las ecuaciones y variables; posteriormente determinamos el equilibrio de los bloques balance insumo-producto, de generación de ingresos, externo y fiscal que generan los niveles de producción sectoriales y las otras variables del modelo. Se seleccionó esta modalidad de solución, ya que las unidades de ambos bloques son notoriamente diferentes: valores alrededor a uno en los precios respecto a decenas de miles y millones en el resto de variables de modelo. Cuando se procedió a la solución simultánea resultaba que algunos precios se reducían marginalmente, mientras que debían incrementarse porque el margen de error del algoritmo de solución del programa es único e impacta relativamente más en el caso de los costos y precios, pero es insignificante para el resto de las variables.

¹⁸ Ésta se encuentra incorporada en la formación bruta de capital privada.

Escenarios básicos e impactos agregados

Un primer conjunto de ejercicios consiste en evaluar cuáles serían los efectos micro y macroeconómicos de ajustar algunas variables propias del sector hidrocarburos. En el cuadro 2 se analiza el incremento del 10% en los precios de los hidrocarburos importados (gas natural y productos petrolíferos), asumiendo que sólo se ajustarían en función de su participación en los costos de producción; una elevación del 10% de las contribuciones-impuestos indirectos del sector; un aumento del 10% de las remuneraciones sectoriales y el incremento del 10% en el margen de ganancia sectorial. En todos los casos las variaciones porcentuales se establecen, *ceteris paribus*, sobre el valor de los parámetros o variables del año base 2003. Asimismo, debemos comentar que el incremento en las contribuciones sería similar a ajustar integralmente el precio de los hidrocarburos siguiendo la regla de la "ley de un solo precio".

La elevación de las contribuciones-impuestos indirectos tiene el mayor impacto sobre los precios de los hidrocarburos y del sector electricidad.¹⁹ Las modificaciones en los precios del resto de los sectores productivos, al productor y al consumidor son menores. La producción real del sector hidrocarburos, electricidad y resto de los sectores productivos se contraen, siendo menor la de este último sector. Las mayores caídas en la producción de los hidrocarburos y en la electricidad se producirían por una menor demanda final real: consumo privado, consumo público, exportaciones y formación bruta de capital valuadas a precios de los hidrocarburos y de la electricidad respectivamente.²⁰

Los menores niveles de actividad económica implicarían menores niveles de ocupación, generando que se reduzca la masa de remuneraciones nominales. Los excedentes brutos de operación tenderían a ser ligeramente más elevados debido que se determinan como el producto de márgenes fijos por costos de producción que ahora serían más elevados. El PIB nominal aumentaría como resultado de las mayores contribuciones-impuestos indirectos recaudados que también se determinan como un porcentaje de los costos de producción y el margen de ganancia. Sin embargo, este crecimiento nominal es menor al de los precios al productor, por lo que resulta un menor nivel de actividad económica que determina una balanza en cuenta corriente menos negativa, y la magnitud de las contribuciones recibidas motivaría la transformación del déficit a un superávit en las finanzas públicas.

El incremento en los precios de los insumos importados, en este caso de hidrocarburos, genera los mismos efectos, aunque a menor escala que los mencionados anteriormente. La única excepción es que la balanza en cuenta corriente sería más negativa como resultado del mayor valor en moneda nacional de los insumos importados. La elevación de las remuneraciones de los trabajadores activos y jubilados de la industria petrolera, si se trasladan a los precios en función de su contribución en los

¹⁹ El efecto sobre los precios de los hidrocarburos es ligeramente superior a 10% como resultado de la especificación multiplicativa, donde los precios son iguales a los costos por uno más el margen de ganancia, por uno más la tasa de impuestos indirectos. Esta especificación también genera que un incremento en los costos implique mayores impuestos y excedentes brutos de operación.

²⁰ Obviamente esta contracción sería menor si el gobierno y los compradores externos mantienen su gasto real en los bienes del sector hidrocarburos. Sin embargo, el efecto neto sería contractivo, ya que es poco probable que la elasticidad precio e ingreso sean cero ante el aumento del precio y la reducción de los ingresos reales de la población.

costos, tendría mayores impactos sobre los precios de lo que ocurriría con los insumos importados. Es interesante anotar que en razón de la reducida participación de las remuneraciones sectoriales en las nacionales, estas últimas tienden a contraerse debido a que prima el efecto de reducción en el nivel de actividad económica sobre el aumento sectorial.

La reducción en el déficit en la cuenta corriente de la balanza de pagos sería menor que en el caso anterior por el efecto expansivo del incremento de las remuneraciones en la demanda, producción e importaciones. Este efecto también se produce cuando se incrementa el margen de ganancia sectorial. Lo común en todos los casos es que las modificaciones en los componentes de los precios conduzcan a que el desequilibrio en las finanzas públicas sea menor o hasta se convierta en superávit. Es importante destacar que en ninguno de estos ejercicios se plantea simultáneamente un incremento del consumo e inversión pública, a propósito de los mayores ingresos por impuestos indirectos, que incrementarían la demanda y producción sectoriales. Sin embargo, el crecimiento sectorial se daría principalmente en el resto de los sectores productivos y sólo marginalmente en los hidrocarburos y electricidad, ya que el consumo e inversión pública tienen una reducida composición en estos bienes.

Cuadro 2

Efectos micro y macroeconómicos de modificaciones en variables del sector hidrocarburos
(Ver porcentaje sobre valores año base 2003)

Escenarios / variables	Incremento 10% precio hidrocarburos importados	Incremento 10% contribuciones-impuestos sector	Incremento 10% remuneraciones	Incremento 10% margen de ganancia sectorial
Precio hidrocarburos	2.26	12.63	3.01	1.37
Precios electricidad	0.87	4.82	1.16	0.53
Precios resto sectores productivos	0.16	0.14	0.21	0.10
Precios al productor	0.34	1.84	0.45	0.21
Precios al consumidor	0.26	1.39	0.34	0.16
Producto real hidrocarburos	-1.50	-7.55	-1.97	-0.86
Producto real electricidad	-0.43	-2.22	-0.56	-0.20
Producto real resto sectores	-0.20	-0.97	-0.25	-0.06
Remuneraciones	-0.23	-1.13	-0.03	-0.06
Excedente bruto de operación	0.11	0.71	0.16	0.20
PIB nominal	0.18	1.53	0.34	0.21
Balanza en cuenta corriente	1.49	-11.51	-3.00	-0.91
Resultado de las finanzas públicas	-19.68	-155.74	-27.02	-13.19

Fuente: elaboración propia con base en el MIP 2003 y MEGMéxico 2006.

Un segundo conjunto de ejercicios relativos a modificaciones en algunas variables del sector electricidad se muestra en el cuadro 3. Al igual que en el caso de los hidrocarburos se evalúan incrementos del 10% en el precio de los hidrocarburos importados de este sector (gas natural);²¹ elevación del 10% en los precios de los insumos proporcionados por Pemex (combustóleo, diesel y gas natural); aumento del 10% en las remuneraciones al personal activo y jubilados de la CFE y LFC y eliminar las pérdidas observadas en el sector. Respecto de este último se trata de que el margen de ganancia negativo actualmente se convierta en cero, planteándose dos opciones: con y sin modificaciones en el consumo privado.

La distinción anterior es una cuestión relevante ya que en el MEGMéxico 2006 el consumo privado es una función de las remuneraciones y del excedente bruto de operación, por lo que la eliminación de las pérdidas implicaría un mayor consumo privado, demanda y niveles de producción sectoriales más elevados. Sin embargo, esto sólo sería pertinente en el caso de que las empresas del sector electricidad estuvieran en manos del sector privado. En la realidad el consumo privado se mantendría fijo, mejorando exclusivamente la situación de las finanzas públicas.

La eliminación de las pérdidas sectoriales implicaría que los precios finales del sector eléctrico se eleven en 34%. Sin embargo, la incidencia de este incremento, por su participación en los costos de producción, provocaría un aumento de 1.2% en los precios al productor y de 1.1% en los precios al consumidor. Como resultado de los mayores precios en el resto de los sectores productivos, los precios de los hidrocarburos deberían incrementarse marginalmente en 0.4%. Los mayores precios generarían un mayor excedente bruto de operaciones que de acuerdo con la estructura del modelo implicaría un incremento del consumo privado y por tanto del PIB nominal. La contrapartida sectorial del mayor nivel de actividad económica estaría en el crecimiento real del resto de los sectores productivos, mientras que se observaría una contracción en el sector electricidad y menor en los hidrocarburos, en la medida en que los precios sectoriales reducen los niveles de demanda de ambos sectores. La balanza en la cuenta corriente se deterioraría ligeramente (por las mayores importaciones), mientras que el resultado en las finanzas públicas mejoraría como resultado del mayor nivel de actividad económica.

En la alternativa de que la eliminación de la pérdida sectorial no afectara al consumo privado, cancelando el efecto del mayor consumo por los mayores excedentes, se produciría un ligero incremento en el producto nominal (no en términos reales) que tendría contrapartida sectorial en la caída del producto real del sector electricidad, seguido del sector hidrocarburos y en menor medida del resto de los sectores productivos. Esta contracción implicaría una mejora de la cuenta corriente por las menores importaciones. El resultado de las finanzas públicas sería significativamente menos deficitario en 64% por la eliminación de las pérdidas de la CFE y LFC.

A excepción del ejercicio de eliminación de las pérdidas sectoriales, los tres primeros implicarían menores impactos sobre los precios de la economía como resultado de la menor participación

²¹ No nos olvidemos que en este sector también se importa carbón y uranio que no están considerados en este ejercicio de simulación.

del sector electricidad en el vbp y en la estructura de consumo privado. En este caso las mayores contracciones en el producto real se ubican en el sector electricidad, seguido por los hidrocarburos y en menor medida el resto de los sectores productivos. En razón de que este sector no contribuye fiscalmente al gobierno federal las aportaciones al PIB nominal son menores. Asimismo, los mayores costos de producción de la electricidad no se acompañarían de una reducción en el déficit de las finanzas públicas. Con la salvedad del caso en que se elevan los precios de las importaciones de los hidrocarburos, la balanza en cuenta corriente es menos negativa, como resultado de las menores importaciones por los menores niveles de actividad económica.

Cuadro 3

Efectos micro y macroeconómicos de modificaciones en variables del sector electricidad

(Ver porcentaje sobre valores, año base 2003)

Escenarios / variables	Incremento 10% precio hidrocarburos importados	Incremento 10% Precios Pemex	Incremento 10% remuneraciones	Eliminar pérdidas sectoriales	Eliminar pérdidas sin modificación consumo privado
Precio hidrocarburos	0.01	0.05	0.03	0.35	0.35
Precios electricidad	0.37	3.64	2.21	34.03	34.03
Precios resto sectores productivos	0.02	0.10	0.07	0.83	0.83
Precios al productor	0.02	0.14	0.09	1.17	1.17
Precios al consumidor	0.02	0.12	0.08	1.06	1.06
Producto real hidrocarburos	-0.04	-0.23	-0.15	-0.25	-1.21
Producto real electricidad	-0.16	-1.40	-0.87	-8.60	-9.61
Producto real resto sectores	-0.03	-0.16	-0.10	0.39	-0.68
Remuneraciones	-0.03	-0.18	0.05	0.21	-0.81
Excedente bruto de operación	n.s.	-0.04	-0.02	3.09	2.00
PIB nominal	-0.02	-0.09	n.s.	1.98	0.92
Balanza en cuenta corriente	0.24	-1.50	-0.97	1.79	-6.88
Resultado de las finanzas públicas	0.23	1.37	0.54	-22.25	-63.79

v.n.s., valor no significativo.

Fuente: Elaboración propia con base en el MIP 2003 y MEGMéxico 2006.

La Energy Information Administration (EIA) de los EUA acaba de publicar sus proyecciones anuales para 2030.²² Para los objetivos de este estudio nos interesa especialmente la información relativa a

²² Energy Information Administration (EIA-DOE) (2006), 236 pp.

los escenarios de precios, especialmente del crudo.²³ La EIA plantea tres escenarios: referencia, alto y bajo. En el alto, el precio del barril de petróleo crudo importado crecería a una tasa de crecimiento promedio anual (TCPA) de 3.8% de 49.70 dólares estadounidenses en 2005 hasta 71.98 dólares estadounidenses (a precios de 2004) en 2015. En los escenarios de referencia y bajo se observaría una tendencia decreciente en las dos primeras décadas para ser ligeramente ascendente en la tercera. En el referencial los precios terminarían en 43 dólares estadounidenses por barril para 2015 con una tcpa decreciente de 1.4%, mientras que en el bajo decrecerían a una TCPA de 5.2% para terminar a 28.99 dólares estadounidenses por barril en el mismo año.

Para las simulaciones periodo del 2005-2015 vamos a utilizar la información anterior del escenario alto y de referencia suponiendo la aplicabilidad de la "ley de un sólo precio" en el sentido de que las modificaciones en los precios internacionales del crudo se trasladan internamente. El modelo utilizado se modifica ligeramente al eliminar la función de costos de los hidrocarburos; los precios de los hidrocarburos son exógenos de acuerdo con las modificaciones de los precios internacionales del petróleo crudo; el margen de ganancia sectorial se mantiene constante, mientras que los costos de la industria y los impuestos indirectos se elevan al ritmo de los precios internacionales.

En la gráfica 1 se muestra la evolución de los precios y las remuneraciones reales suponiendo el escenario alto de los precios del crudo. Entre 2003 y 2015 implicarían una tcpa de anual 8% que generarían, con la estructura de producción de 2003, incrementos en los precios de la electricidad de 3.9% anual. Los precios al productor crecerían a 1.7% anual, mientras que las remuneraciones reales decrecerían 1.3% anual. Bajo este escenario alto, manteniendo la actual política interna de precios, se tendrían impactos significativos sobre los precios en general, afectando los niveles de demanda-producción. Debemos comentar que no se está considerando la evolución de los otros energéticos tales como el carbón y el uranio, cuyos precios se esperan constantes en términos reales para el periodo bajo análisis.

La comparación de la evolución proyectada de los precios de la electricidad (generación eléctrica) para México respecto de lo que ocurriría en EUA en el mismo escenario alto de precios de los hidrocarburos es interesante, ya que refleja la existencia de diversas políticas y prácticas en ese país que permitirían mantenerlos prácticamente constantes en el tiempo:²⁴ opción por generación con base en carbón y nuclear de menores costos, mayor eficiencia, entre otras. Sin considerar los rezagos existentes entre los costos-precios y lo ocurrido en los precios de los hidrocarburos entre 2003 y 2006, en el mismo escenario nosotros deberíamos ajustar los precios de la electricidad a una tasa anual de 1.9 %.

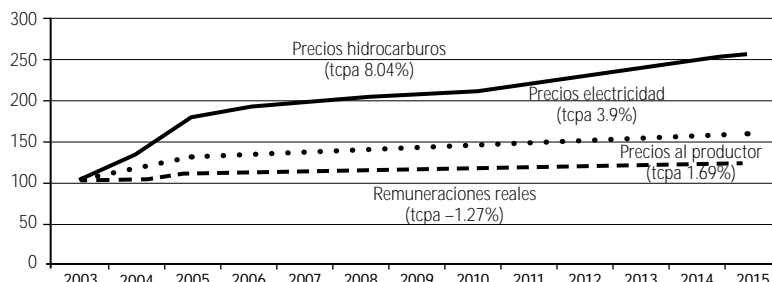
²³ Para simplificar vamos a asumir que la dinámica en el comportamiento de los precios del gas natural y de los productos petrolíferos es similar a la del crudo. Asimismo, consideramos la evolución del precio de importación de EUA y no del wti ya que se aproxima más a nuestra canasta de exportación con mayor participación de los crudos pesados. Es importante comentar que no vamos a discutir aquí la confiabilidad de las proyecciones realizadas por la EIA.

²⁴ 7.6 centavos de dólares estadounidenses por KWh en 2003-2004, 8.3 en 2005, 8.2 en 2006, ocho en 2007, 7.8 en 2008, 7.7 en 2009, 7.6 entre 2010 y 2012, 7.7 en 2013-2014 y 7.6 en 2015, todos a precios de 2004.

Gráfica 1

Precios y remuneraciones en escenario alto 2005-2015

(año base 2003=100)



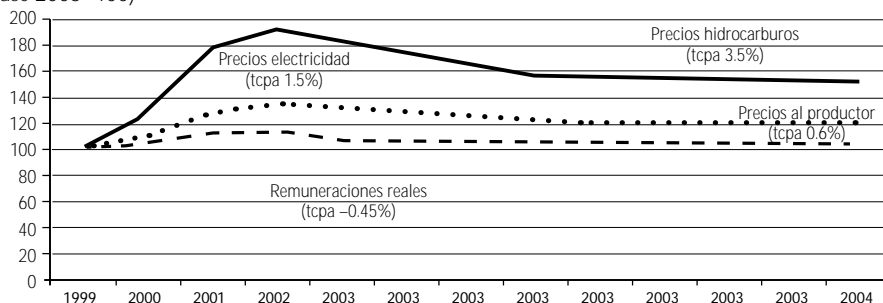
Fuente: Elaboración propia con base en EIA 2006, MIP 2003 y MEGMéxico 2006.

En el escenario de referencia de los precios del crudo que se presenta en la gráfica 2 los resultados serían más alentadores, ya que éstos comenzarían a decrecer a partir de 2007 hasta 2015, impactando en la reducción de los precios de la electricidad y en los precios al productor. Por lo anterior, las remuneraciones en términos reales tenderían a crecer ligeramente, respecto de la contracción real observada entre 2003 y 2005. Es interesante anotar que en EUA se esperaría que el costo de generación de energía eléctrica se reduzca de 7.6 a 7.2 centavos de dólar de 2004 a 2020, a precios de 2004.

Gráfica 2

Precios y remuneraciones en escenario de referencia 2005-2015

(año base 2003=100)



Fuente: Elaboración propia con base en EIA 2006, MIP 2003 y MEGMéxico 2006.

En el cuadro 4 se presentan los impactos de la evolución de los precios del petróleo crudo en el escenario alto sobre cuatro variables macroeconómicas claves: crecimiento del PIB real, cuenta corriente de la balanza de pagos, participación de las remuneraciones agregadas en el PIB nominal y el resultado en las finanzas públicas. En todos los casos se estiman como porcentaje del producto nominal que corresponda, a excepción del crecimiento económico que se establece respecto de la información

mexicana del año base 2003. Las proyecciones corresponden a los años 2005, 2010 y 2015. Se plantean dos conjuntos de escenarios, sin y con modificaciones en el consumo e inversión pública. En el caso de este último son equivalentes a la diferencia en el resultado de las finanzas públicas de la proyección menos los valores correspondientes al año base.²⁵

Cuando los ajustes en los precios no se acompañan de cambios en el consumo e inversión pública las caídas en el PIB real son cada vez más pronunciadas a medida que los precios de los hidrocarburos nacionales son más elevados. Por esta razón la cuenta corriente en la balanza de pagos se hace menos deficitaria a la par que mejora el resultado de las finanzas públicas. Llama la atención que los diferentes resultados a 2005, 2010 y 2015 reducen la participación de las remuneraciones respecto del PIB, concentrando el ingreso a favor de los impuestos indirectos y del excedente bruto de operación.

Obviamente cuando el incremento de los precios de los hidrocarburos se acompaña de un incremento en el consumo e inversión pública, como resultado de los mayores ingresos del gobierno, los resultados sobre el PIB real se modifican respecto al escenario anterior. Sin embargo, el resultado sigue siendo negativo. A través de los mayores precios de los energéticos se reduce el poder de compra a toda la sociedad (filtración de la demanda), pero la inyección a través del gasto no genera los efectos multiplicadores suficientes para al menos compensar su reducción. Hacia 2015 la reducción del PIB real sería del 4.1% con relación con el año base, siendo la caída de 3.3% en 2005 y de 3.8% en 2010. La especificación de las funciones de precios en el modelo asumiendo competencia imperfecta amplían los efectos contractivos de los incrementos en los precios de los derivados de los hidrocarburos.

Con menores reducciones en el nivel de actividad económica la cuenta corriente de la balanza de pagos sería deficitaria, pero menos negativa con respecto al año base. El mayor gasto público no es útil para mejorar la distribución funcional del ingreso, ya que la participación de las remuneraciones en el producto sería en todos los años ligeramente inferior a las que se observaban en el escenario en que el gasto público se mantiene inalterado.²⁶ El resultado en las finanzas públicas va mejorando en la medida en que el mayor gasto público genera, por los efectos multiplicadores, mayor demanda y producto que permitiría aumentar ligeramente el gasto público sin deteriorar las finanzas públicas.²⁷ No se presentan los resultados sectoriales, pero las mayores contracciones en el producto se darían en el sector hidrocarburos, seguido de la electricidad, del resto de los sectores productivos, mientras que el de la industria maquiladora de exportación permanecería constante.

²⁵ Los mayores gastos son equivalentes a mayores ingresos públicos por 125 415 millones de pesos en 2005, 183 304 millones de pesos en 2010 y 266 175 millones de pesos en 2015. Asimismo, se aplica la distribución sectorial del consumo e inversión pública del año base 2003 que corresponde 0.44% al sector hidrocarburos, 0.85% al sector eléctrico y 98.71% al resto de los sectores productivos.

²⁶ Para enfrentar este problema se requerirían políticas específicas de gasto de naturaleza redistributiva.

²⁷ En realidad esto se podría evaluar adecuadamente a través de endogeneizar el gasto público como resultado de los ingresos recibidos por el gobierno federal.

Cuadro 4

Impactos macroeconómicos del escenario alto de precios

(porcentaje PIB y var porcentaje con respecto al año base 2003)

Años	2003	2005	2010	2015
Variables	<i>Sin ajuste en el consumo e inversión pública</i>			
PIB real (c/r al año base)	0.00	-7.22	-9.46	-12.01
Cta.Cte. Balanza de pagos (porcentaje PIB)	-1.62	-0.78	-0.55	-0.31
Remuneraciones/ PIB nominal (porcentaje)	31.70	29.25	28.30	27.06
Resultado en finanzas públicas (porcentaje PIB)	-1.10	0.79	1.58	2.66
	<i>Con ajuste equivalente en el consumo e inversión pública</i>			
PIB real (c/r al año base)	0.00	-3.30	-3.84	-4.06
Cta.Cte. Balanza de pagos (porcentaje PIB)	-1.62	-1.25	-1.22	-1.23
Remuneraciones/ PIB nominal (porcentaje)	31.70	29.24	28.28	27.03
Resultado en finanzas públicas (porcentaje PIB)	-1.10	-0.30	0.05	0.55

Fuente: Elaboración propia con base en EIA 2006, MIP 2003 y MEGMéxico 2006.

Políticas alternativas y aspectos microeconómicos

El fundamento teórico para ajustar periódicamente los precios de los energéticos de acuerdo con las referencias internacionales y el tipo de cambio se ubica en la “ley del precio único” o la “ley de un solo precio” que establece que cuando el comercio es libre y no tiene costos, los bienes idénticos, independientemente del lugar, deberían ser vendidos a un mismo precio. Al respecto, Krugman y Obstfeld²⁸ señalan diversos elementos que limitan o condicionan la aplicación de este principio, iniciando con la problemática de los costos de transporte y las restricciones al comercio que encarecen el desplazamiento de los productos entre diferentes mercados. El caso extremo serían los bienes no comerciables, generalmente del sector servicios y de la vivienda, determinados exclusivamente por las curvas de oferta y demanda nacionales.

Un segundo caso es la presencia de mercados de competencia imperfecta, con prácticas monopolísticas u oligopolistas que debilitan la relación que existe entre los precios de productos similares que son vendidos en diferentes países.²⁹ El caso extremo ocurre cuando una empresa vende un producto a distintos precios en distintos mercados en razón de la combinación de una diferenciación de productos y de mercados segmentados. El tercer caso se refiere a las diferencias internacionales

²⁸ P. Krugman y M. Obstfeld, 1999, pp. 332-337.

²⁹ La situación se puede tornar más compleja en el país tomador de precios si es que en el que establece el nivel y variaciones de los mismos se producen prácticas no competitivas que elevan los precios del mercado. Al respecto, el Comité Judicial del Senado de EUA está analizando los efectos sobre los suministros de energía y precios de las fusiones de las empresas petroleras y del gas natural (*La Jornada*, 15 de marzo de 2006, Economía, p. 32).

en la medición del nivel de los precios como resultado de canastas diferenciadas por los gustos y preferencias de cada país.

Si bien el producto puede ser homogéneo internacionalmente sus condiciones de oferta no tienen por qué serlo. Es posible que el bien en cuestión sea más o menos abundante, que su localización implique costos más altos o más bajos, que los componentes de los costos de extracción y de procesamiento sean diferentes, que las tecnologías para la producción resulten heterogéneas y sus posibilidades de crecimiento mayores o menores dependiendo del grado de utilización de la capacidad instalada y la capacidad de crecimiento de la producción en el mediano y largo plazos, afectando los niveles y la tendencia de la función de oferta agregada.

Asimismo, no debemos olvidar que la demanda por un bien particular en cada país o territorio es diferente, no sólo como resultado de los gustos y preferencias locales, sino principalmente del nivel de ingreso de sus habitantes, y de los precios de los productos sustitutos y complementarios que podrían obligar a que el ofertante internacional diseñe e implante una política particular de precios para promover que dichos bienes sean adquiridos por el mercado local. En el caso de los energéticos, los precios de éstos en EUA están asociados a las condiciones de la oferta y las posibilidades de compra por parte de la población de dicho país y desvinculados de la realidad mexicana donde el nivel de ingresos per cápita es al menos la cuarta parte del estadounidense.

Un tema de gran importancia en el caso de la demanda de los productos energéticos en Canadá y EUA es su marcada variación estacional, en el verano pero especialmente en el invierno y que generan precios más elevados en sus mercados internos que se trasladan a México. Aquí estos cambios en la demanda por motivos estacionales sólo se producen en la zona fronteriza norte del país. En el extremo de la paradoja, la industria petroquímica mexicana que consume gas natural pagaría este insumo y combustible a precios norteamericanos a pesar de que su demanda no se incrementa y omitiendo que al menos las tres cuartas partes de ese gas se produce en el sur del país, donde las condiciones climatológicas no generan efecto alguno sobre dicha oferta.

En cualquier libro de microeconomía convencional³⁰ se puede observar que la agregación de mercados no se realiza a través de asumir el comportamiento de tomador de precios. Esta agregación, en nuestro caso la integración del mercado de América del Norte, implicaría determinar las funciones de oferta y demanda para cada uno de los productos de la industria petrolera, del gas natural y eléctrica de Canadá, EUA y México. El precio y la cantidad de equilibrio sería el resultado de la intercepción de las dos funciones para cada producto y servicio, que a su vez resultarían de la suma de las cantidades ofertadas y demandadas en cada país para cada nivel de precios. Las funciones de demanda integradas tienen diferentes elasticidades a las de cada país considerado en forma independiente, por lo que el resultado final es diferente del equilibrio que se da en uno o dos países.

³⁰ Véase por ejemplo el libro de E. Fontaine, 1990, *Teoría de los precios*, Ediciones Universidad Católica de Chile, pp. 95-96, o A. Koutsyiannis 1985, *Microeconomía moderna*, Amorrortu editores, Buenos Aires, Argentina, pp. 60-61.

La integración del mercado energético canadiense al de EUA generó una oferta más elástica en los casos del gas natural y la electricidad, que en la práctica condujo a la reducción de sus precios en el mediano y largo plazos. Lo anterior tanto por la mayor dotación de recursos y menores costos de producción, como la mayor participación de la energía hidroeléctrica (con menores costos variables) en la canasta de producción de electricidad. La incorporación de México a estos mercados también podrían generar una mayor elasticidad en la oferta, una demanda más vinculada al nivel de ingresos de la población y menos sensible a las variaciones estacionales.³¹ El mantener la "ley de un solo precio" paradójicamente neutraliza las ventajas de la integración de los mercados, valida prácticas no competitivas y por tanto genera distorsiones en los mercados.

Es interesante anotar que no necesariamente la liberalización de un mercado conduce a mejores precios para los consumidores. Rojas y Cue analizan el desempeño del sector eléctrico bajo diferentes regímenes regulatorios y señalan que al moverse hacia un sistema más liberado los precios industriales de la energía tienden a aumentar a tasas crecientes, corroborando la importancia del contexto-país y del marco regulatorio de partida. No existe universalidad en los beneficios de un cambio de régimen regulatorio, ya que la existencia y magnitud de estos beneficios depende de las características propias del país donde se efectúe la reforma.³²

La aplicación de la "ley de un solo precio" se asocia poco con el comportamiento de las firmas en mercados competitivos. Asimismo, no tiene correspondencia con las prácticas de las denominadas empresas de clase mundial que no sólo tienen que ser rentables, sino que deben preocuparse por los costos y precios, por la calidad, la relación permanente con los consumidores, la flexibilidad en sus procesos y productos, la modernización de los procesos de producción, la oportunidad en la entrega de sus bienes y servicios, el involucramiento de sus trabajadores en los procesos de toma de decisiones (*empowerment*), el desarrollo de productos, la mejora tecnológica, la mayor responsabilidad ambiental, la seguridad de sus trabajadores y la armoniosa relación con su entorno y la sociedad en general.³³

Industry Week determina anualmente cuáles son las mejores plantas en EUA. La relación de indicadores utilizados es numerosa y comprende las áreas mencionadas en el párrafo anterior. No sólo se trata de que reduzcan los costos de producción, sino que las empresas con mejores prácticas deben reducir los precios a sus usuarios. Se preguntan qué ha ocurrido con el precio del producto típico y 76% de las empresas señalan que en los últimos seis años los han reducido entre una media y mediana de 4 a 9%,³⁴ lo que en la práctica significaría aumentar el excedente del consumidor. Por otra parte, en el tema de los recursos humanos no solamente se preocupan del *empowerment*, de la

³¹ Estos resultados sólo son hipotéticos.

³² M. Rojas y Y. Cue, "La reforma eléctrica: el régimen apropiado", *El trimestre económico*, vol. LXXII, núm. 286, abril-junio de 2005, pp. 351-352 y 356.

³³ Sugerimos revisar al respecto el libro de T. Kinni, 1996.

³⁴ *Industry Week*, 1998, p. 42.

rotación laboral, de los niveles de capacitación y entrenamiento, y de sus sistemas de incentivos, sino que también atienden que las remuneraciones horarias sean más elevadas.³⁵

El sector energético mexicano debe hacer frente a toda la demanda actual y futura de las actividades económicas y de los diferentes grupos sociales con calidad, seguridad y oportunidad. Debe disponer de los recursos financieros para crecer, ser plenamente responsable con sus trabajadores, el medio ambiente y con la sociedad y proporcionar sus bienes y servicios a los menores precios posibles. La naturaleza de sus interrelaciones sectoriales lo obliga a priorizar la minimización de costos y precios para la sociedad y el aparato productivo. No debe ser un sector maximizador de ingresos. La contribución fiscal del sector hidrocarburos es una cuestión secundaria. La presencia de competencia imperfecta y de algunas prácticas poco competitivas en la economía mexicana reducen parcialmente los efectos positivos del mayor gasto público a propósito de los precios de los hidrocarburos más elevados.³⁶

La minimización de los costos y precios del sector energético atraviesa por la redefinición de los insumos menos costosos y fluctuantes para la generación eléctrica,³⁷ la modernización de procesos y su eficientación, la búsqueda de mayores ingresos alternos, la racionalización administrativa, la reducción de estructuras y de niveles jerárquicos, la integración de los sistemas de pensiones y de salud de las empresas del sector, la renegociación del componente laboral en los procesos y costos de producción, entre muchas otras actividades. No debe olvidarse la opción de fusionar a la CFE y LFC en una gran empresa eléctrica y de ésta con Pemex en una sola empresa energética nacional. Las sinergias y los ahorros por esta acción pueden ser considerables, aunque rebasan los alcances de este estudio.

Conclusiones y reflexiones finales

Los impactos macroeconómicos de las variaciones en los precios de los energéticos no han sido, son, ni parece serán despreciables en el futuro cercano. La aplicación de la "ley de un solo precio" tiene origen en los tradicionales programas de ajuste y cuenta con fundamento económico. Sin embargo, éste es simplista, atemporal, desaprovecha las ventajas competitivas del país asociadas a su dotación de recursos, no refleja cabalmente la integración de los mercados, valida situaciones de competencia imperfecta y neutraliza las sinergias que se producirían al momento en que esta integración se pueda convertir en realidad.

El abandono de este principio no es una cuestión sencilla. Su presencia implica costos en términos de un menor nivel de actividad económica, pero es útil para mejorar el resultado en las finanzas públicas y el de la cuenta corriente de la balanza de pagos. Asimismo, reduce el bienestar social en tanto que disminuye el excedente de los consumidores. Al dejar de aplicarlo se pueden generar algu-

³⁵ *Ibid.*, pp. 14-21.

³⁶ Para evaluar la magnitud de estos factores habría que evaluar los efectos sobre el PIB real en un escenario competitivo (asumiendo competencia perfecta) respecto del que se ha planteado.

³⁷ Una revisión somera a través de la historia de los objetivos del sector eléctrico puede ser revisada en Eibenschutz, 2006, pp. 69-71.

nas distorsiones especialmente en la zona fronteriza norte,³⁸ pero el mantenerlo implicaría un aparato productivo con un menor grado de utilización de la capacidad instalada, un menor nivel de demanda-producción y empleo. La utilización del análisis beneficio-costos es una cuestión ineludible.

Entre los innumerables retos del sector energía destaca el que concierne a lograr los menores costos y precios en la generación de energía, pero al mismo tiempo se debe contar con los recursos financieros para la expansión sectorial y de esta forma atender la demanda actual y esperada con calidad, oportunidad y seguridad. Asimismo, se tiene una intensa presión local e internacional para generar energía con las menores emisiones dañinas al ambiente.

El objetivo de reducir algunos o todos los precios y tarifas del sector energético no es materia de este estudio. Sin embargo, requeriría del análisis fino de todos los componentes de su cadena productiva que se originarían en los hidrocarburos, el carbón y en otros energéticos importados. El trabajo no es simple ya que en primer lugar hay que eliminar pérdidas en el sector eléctrico. En segundo lugar se debe optar por la generación eléctrica a partir de los energéticos disponibles, menos caros y estables, pero el periodo de maduración de estos proyectos es prolongado de manera natural y lo hemos ampliado con prácticas inadecuadas. Hay que trabajar uno a uno con cada componente, incluida la concertación del componente laboral y la productividad. Un área de oportunidad es la de comenzar a cobrar la energía eléctrica que se produce y distribuye, ya que las pérdidas de energía son equivalentes a 16.7% de la generación bruta de energía eléctrica en 2004.³⁹

Hay que realizar un análisis integral y el trabajo fino de compatibilizar los movimientos de las variables en el ámbito internacional y agregadas con los ajustes y reajustes a nivel microeconómico, buscando los menores precios de la energía. Nunca un movimiento en una esfera debe estar desvinculado con la acción práctica en la otra. También puede ser necesario abordar la problemática institucional, ya que fácilmente se confunden los fines con los medios. Al respecto, Pemex no debe ser manejado con objetivos o criterios empresariales de maximización de ingresos o utilidades, sino con prácticas empresariales y comerciales internacionales que permitan la minimización de sus costos. La maximización debe estar circunscrita a sus operaciones externas. Esta diferencia parece marginal pero es sustancial.

En todos los ejercicios analizados los incrementos en los costos y precios de los hidrocarburos, sin aumentos en el nivel de consumo e inversión pública, perjudican los niveles de actividad de su propio sector, en segundo término al sector eléctrico y luego al resto de los sectores productivos. Se puede discutir la magnitud de estos impactos en función de los valores de las elasticidades de ingreso y de precios de los hidrocarburos y de la electricidad, pero el resultado negativo sobre los niveles de producción es una constante.

En el caso del sector hidrocarburos los incrementos en los precios tienden a asociarse con mejoras en las finanzas públicas, razón por la cual existe esa visión tan polarizada de la sociedad frente a la federación (que en realidad corresponde a la posición de la SHCP). En la misma dirección, estos

³⁸ Para hacer frente a este problema habría que prever un espacio con "precios de transición" en la zona fronteriza norte.

³⁹ Secretaría de Energía (2005), *Balance nacional de energía 2004*, p. 73.

ajustes contribuyen a mejorar la balanza en cuenta corriente de la balanza de pagos por el menor nivel de actividad económica.

Cuando estas modificaciones en los precios de los hidrocarburos se acompañan de un mayor consumo e inversión pública el resultado continúa siendo negativo en términos del nivel de actividad económica. Sin embargo, el sector que tiene menores impactos negativos es el resto de los sectores productivos, mientras que el de hidrocarburos y electricidad sufren las mayores afectaciones. Una política de consumo e inversión pública compensatoria resulta compleja y no tiende a mejorar la estructura funcional de distribución del ingreso.

En el caso de las modificaciones en los costos de producción de la electricidad no se genera efecto alguno sobre la recaudación fiscal, razón por la cual el PIB nominal tiende a ser menor y de esta forma la contrapartida sectorial es la de menores niveles de producción real en los tres sectores productivos en el siguiente orden: electricidad, hidrocarburos y el resto de los sectores productivos. La situación fiscal no mejora y las mayores reducciones en los niveles de producción explicarían una mejor situación relativa de la cuenta corriente de la balanza de pagos por las menores importaciones de bienes intermedios.

Un incremento en los costos de producción tendría que trasladarse a los consumidores, si no existen las políticas para neutralizarlos, pero no asemejar los precios internos a los internacionales. Sin embargo, como señalábamos anteriormente, las posiciones antagónicas se pueden conciliar a través de un trabajo microeconómico fino, aplicando políticas compensatorias y revisando el marco institucional. Si se eleva un componente de los costos, hay que tratar de reducir otro para disminuir la magnitud de la afectación sobre la sociedad y el aparato productivo.

Finalmente, se debe señalar que la precondition fundamental para crear los espacios a fin de diseñar e implantar una nueva política de precios internos de los energéticos exige la reducción drástica de la dependencia de los ingresos y egresos públicos de los hidrocarburos. Sin embargo, precisar los impuestos directos y al consumo que se pueden proponer rebasan los alcances de este documento.

Bibliografía

- Alarco, G., 2005, "Relaciones intersectoriales y la macroeconomía de los hidrocarburos en México", [artículo por dictaminarse en *El Trimestre Económico*, FCE], México, septiembre.
- , 2006a, "Crecimiento desbalanceado a partir de la industria maquiladora y petrolera mexicana al 2015", documento de trabajo interno de la Secretaría de Energía (no oficial), México, marzo.
- , 2006b, "Impactos macroeconómicos de los precios de los energéticos en México 2005-2015 con un modelo de equilibrio general poskeynesiano", documento de trabajo de la Secretaría de Energía (no oficial), México.
- Baillet, A., 1988, "La evolución de los ingresos del sector público: 1983-1988", en C. Bazdresch *et al.*, *México, auge, crisis y ajuste*, México, Lecturas FCE, tomo III, 1993.
- British Petroleum, 2005, *Statistical review of World Energy*, Londres.

- Brito, D. L., y W. L. Littlejohn y J. Rosellón, 1999, "Precios del gas licuado de petróleo en México", *El trimestre económico*, vol. LXVI (4), núm. 264, octubre-diciembre.
- Brito, D. L. y J. Rosellón, 2005, "Un modelo de equilibrio general para la fijación de precios del gas natural en México", *El trimestre económico*, vol. LXXII (2), núm. 286, abril-junio.
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, Cámara de Diputados, 2005, "Precios del sector energético administrados por el sector público", documento CEFP 011/2005, México, enero.
- Comisión Federal de Electricidad, 2004, *Estadísticas del sector eléctrico nacional 2003*, México.
- , 2004, *Informe de operación 2003*, México.
- Cossé, S., 2003, "The Energy Sector Reform and the Macroeconomic Adjustment in a Transition Economy: The Case of Romania", IMF Policy Discussion Paper, PDP/03/2, IMF.
- Davis, J. M., R. Ossowski y A. Fedelino, 2003, (coords.), *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil Producing Countries*, International Monetary Fund, 31 de agosto de www.imf.org/external/pubs/ft/2003/fis-po1/index.htm, 9 pp.
- Eibenschutz, J., 2006, "El sector eléctrico, ¿paradigma de la industria estatal?", *Economía*, UNAM, vol. 3, núm. 7, enero-abril.
- Energy Information Administration (EIA-DOE), 2006, *Annual energy outlook 2006 with projections to 2030*, EUA.
- Ibarrarán, M. E., 2004, "Modelación del impacto económico de la mitigación de emisiones de GEI", en *Cambio climático: una visión desde México*, Julia Martínez y Adrián Fernández (comps.), Semarnat-INE, 2004.
- Industry Week, 1998, *Industry Week's America's Best Plants, 1998 Statistical Profile*, EUA.
- International Energy Agency y Nuclear Energy Agency, 2005, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2005 Update, OECD Publications, París.
- Kinni, T., 1996, *America's Best, Industry Weeks, Guide to World-Class Manufacturing Plants*, John Wiley & Sons, Inc., EUA.
- Khan, M., y M. Knight, 1986, "¿Retardan el crecimiento los programas de ajuste apoyados por el Fondo?", *Finanzas y Desarrollo*, vol. 23, núm. 1.
- Krugman, P. y M. Obstfeld, 1999, *Economía internacional, teoría y política*, España, Mc Graw-Hill/Interamericana de España.
- Lajous, A., 2005, "Los compromisos petroleros de López Obrador", *Nexos*, noviembre, México.
- Petróleos Mexicanos, 2004, *Informe estadístico de labores 2003*, México.
- Rojas, M. y Y. Cue, 2005, "La reforma eléctrica: el régimen apropiado", *El trimestre económico*, vol. LXXII (2), núm. 286, abril-junio.
- Secretaría de Energía, 2001, *Programa sectorial de energía 2001-2006*, Un país con energía es un país con futuro, México.
- , 1999, *Compendio estadístico del sector energía 1980-1999*, México.
- , 2004, *Balance nacional de energía 2003*, México.
- , 2005, *Balance nacional de energía 2004*, México.
- , 2004, *Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013*, México, 140 pp.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2004, Subsecretaría de Egresos, Cuenta de la hacienda pública federal de 2003, http://www.shcp.sse.gob.mx/contenidos/contabilidad_gubernamental/temas/informe_cuenta_publica/2003/index.html.
- Taylor, L., 1986, *Modelos macroeconómicos para los países en desarrollo*, México, Fondo de Cultura Económica.
- , 1989, *Macroeconomía estructuralista, modelos aplicables en el tercer mundo*, México, Trillas.



El precio y la renta económica del gas natural

Víctor Rodríguez Padilla* y Antonio Rojas Nieto**

Los precios del gas natural en Estados Unidos y Canadá han estado en el centro de la preocupación de los diferentes actores del teatro energético desde el año 2000, cuando rompieron con la tendencia histórica y empezaron un periodo de altibajos combinado con una elevada volatilidad. México no ha estado al margen de ese fenómeno pues los precios internos se fijan con base en el mercado del sur de Texas. El gobierno ha sido sensible a las quejas de los consumidores, particularmente estridentes en el caso de los industriales,¹ por lo que ha intervenido para hacer menos traumática la adaptación a las nuevas circunstancias.² Dicha intervención ha sido criticada desde diversos puntos de vista, en particular porque sólo ha buscado suavizar el impacto inmediato.

En la busca de soluciones menos coyunturales y ante la perspectiva de precios y volatilidad, y una producción interna insuficiente para satisfacer plenamente el crecimiento de la demanda, se han venido proponiendo diversas soluciones, entre otras las siguientes:

- Cambiar la estructura industrial abriendo la exploración y producción a la inversión privada para fijar los precios internos con base en lo que determine la competencia entre los nuevos productores.

* Facultad de Ingeniería, UNAM.

** Facultad de Economía, UNAM.

¹ Los industriales, especialmente los que utilizan el energético de manera intensiva en las ramas metalúrgica, vidrio, papel, metal-mecánica y otras, han tenido mayor capacidad para mediatizar sus quejas. Durante la crisis de 2000-2001 propusieron desligar el precio interno de la referencia internacional para establecer un "precio México" que permitiera resolver problemas como el riesgo sobre el abasto, la desarticulación de las cadenas productivas, la pérdida de empleos, la disminución de impuestos y exportaciones, así como el aumento de importaciones. Argumentaban que el daño asociado al aumento de precios era amplio, creciente e irreversible. En una serie de entrevistas señalaron que de continuar la crisis existía la posibilidad del cierre de 400 empresas y la pérdida de 79 000 empleos en las zonas suministradas a través de la red troncal de gasoductos; adicionalmente, en Baja California estarían en riesgo 100 empresas y 25 000 empleos. En realidad, hasta el 8 de enero de 2001 sólo tres empresas habían cerrado y cinco más habían detenido parcialmente sus actividades arrojando un saldo aproximado de 3 000 despedidos. *El Universal*, 10 de enero de 2001. Era claro que los industriales buscaban magnificar los daños para obtener mejores resultados en la mesa de negociación.

² Los consumidores domésticos, con menores recursos para hacerse escuchar, habían sido afectados tiempo atrás, especialmente los jubilados y pensionados que a raíz de la privatización de la distribución (1996) dejaron de recibir ayuda por parte de las instituciones de seguridad social para el pago de la factura de gas.

- Fijar el precio al consumidor final a partir de la canasta de precios de los energéticos contra los cuales compite el gas natural, y deducir mediante un procedimiento de *net back* el precio que se debe aplicar en los centros productores.
- Mantener el monopolio en las actividades aguas arriba, pero sustituyendo la referencia internacional por los costos técnicos que observa Pemex, es decir, la suma de los costos de exploración, producción y procesamiento.
- Continuar fijando el precio del gas nacional con base en el mercado del sur de Texas (Tetco y PG&E), y sus referentes vinculados –Houston Ship Channel y Henry Hub–, pero alentando la competencia entre comercializadores, esto es, hacer lo necesario para que el sistema actual funcione correctamente eliminando la intervención gubernamental y mejorando la actuación del regulador.
- Continuar con el actual esquema de precios pero reduciendo sensiblemente la carga fiscal para que Pemex aumente la oferta hasta eliminar las importaciones; asimismo, aplicar descuentos a ciertas categorías de consumidores, beneficio eventualmente ligado a las ganancias de eficiencia y productividad derivadas de la reestructuración de Pemex.
- Continuar fijando el precio del gas nacional con base en el mercado del sur de Texas pero considerando un precio de equilibrio como si México fuera país exportador. Otra posibilidad sería aplicar alguna fórmula que considere el peso relativo tanto del gas nacional como del importado.

¿Qué es mejor? Nótese que todas propuestas comparten algo en común: un nuevo reparto de las rentas económicas asociadas al gas natural. Son varias caras de la misma moneda.

Los grandes consumidores y los organismos empresariales proponen la liberalización completa de la industria del gas, pero sabedores de las dificultades en el Congreso de la Unión para cambiar la Constitución, se conforman con un cambio en la manera de fijar el precio, pues para ello sólo se requiere ajustar la legislación secundaria y la regulación.

De ahí las preguntas siguientes: ¿el precio del gas natural producido internamente debe seguir vendiéndose al referente internacional como se hace desde 1991, sobre la base de considerar los costos alternativos de suministro? Si la respuesta es afirmativa, ¿todo el excedente o renta debe seguir siendo concentrado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)? Si la respuesta es afirmativa, ¿la renta del gas natural concentrada en Hacienda debe ser utilizada en el presupuesto de egresos de la misma forma que los recursos captados por otras vías como, por ejemplo, el impuesto sobre la renta, el impuesto al valor agregado, el impuesto especial de productos y servicios, para sólo señalar los más importantes? En tanto que proviene de un recurso finito, no renovable y que se agota rápidamente, ¿no debiera reservarse un parte sustantiva de esa renta tanto para la prospección y exploración que amplíen reservas, como para la máxima recuperación de los hidrocarburos *in situ*? ¿Cómo debiera fijarse el precio interno cuando se tiene que importar a precios internacionales el 20 o 30% del consumo? ¿Con base en

qué criterios se beneficiaría a algunos consumidores con precios inferiores a los de referencia internacional? ¿Cómo evitar la manipulación política de este precio interno y el dispendio?

El objetivo de este capítulo es discutir las bases de un nuevo sistema de precios del gas natural que, tomando en cuenta inercias y herencias, permita una nueva distribución de la renta tendiente a mejorar el equilibrio entre los objetivos de la política energética de corto y largo plazos. México necesita una estrategia de largo aliento para tener disponibilidad y precios adecuados. Se trata de algo realmente urgente e importante. La discusión se estructura en cuatro partes: en la primera, se recuerda en qué consiste la renta del gas natural y las dificultades que plantea su reparto entre los diferentes actores; en la segunda, se exponen el sistema actual y sus problemas; en la tercera, se plantea el margen de maniobra en el diseño y puesta en práctica de un nuevo esquema, y finalmente en la cuarta se discuten tres opciones.

La renta del gas natural y las dificultades de repartirla entre los diferentes actores

El excedente o renta económica es igual a la diferencia de la cotización externa con el costo interno de producción. Se trata de un agregado de rentas específicas, entre las cuales las dos más importantes son la renta diferencial y la renta de monopolio; la primera es la ventaja de la que gozan algunos yacimientos en virtud de condiciones naturales excepcionales, con respecto a depósitos menos atractivos pero que resultan indispensables para el equilibrio del mercado;³ la segunda está asociada al intercambio en el mercado y depende de las restricciones naturales o artificiales a la circulación del producto, así como a las expectativas de los actores sobre el equilibrio entre la oferta y la demanda a corto y largo plazos.⁴

¿A cuánto asciende la renta del gas natural? Como el precio de referencia en el sur de Texas se situó en \$7.5/mmbtu en promedio en 2005 y el precio de producción de Pemex fue de no más de \$2.0/mmbtu,⁵ la diferencia fue de aproximadamente \$5.5/mmbtu, es decir, más de 2.8 veces el precio

³ Debido a que las características naturales no son homogéneas, cada unidad de producción (cada yacimiento) observa costos (medios y marginales) diferentes, de ahí que la curva de oferta tenga la forma de una escalera en lugar de ser continua. Como resultado, todas las unidades de producción, con excepción de la última –la unidad inframarginal– generan una renta diferencial. Si no existiera renta diferencial, la codicia que despierta el sector energético sin duda sería menos feroz. No habría habido invasiones, guerras, complots, golpes de Estado, asesinatos... que le dan ese “toque” característico a la historia del petróleo. Es claro que la renta diferencial está en el fondo de la problemática de los hidrocarburos y no en otro lado. Hay que reconocer que el mercado podría suprimir esa renta, siempre y cuando fuera realmente competitivo, lo cual es una ilusión como se empeña en mostrarnos la realidad. Pero aun en ese caso sólo podría hacerlo en el largo plazo, es decir, cuando se hayan agotado los grandes yacimientos y solamente se descubran depósitos marginales, o cuando la demanda se reduzca a un mínimo. Entonces, en el corto y el mediano plazos sigue existiendo dicha renta. De ahí que se pueda afirmar con autoridad que la renta es lo que está en juego y que su apropiación es, a final de cuentas, objetivo prioritario de la estrategia de los diferentes actores del teatro energético.

⁴ En el transporte por gasoducto también aparece una renta de monopolio en razón de la subaditividad de costos. Una regulación adecuada puede neutralizar dicha renta.

⁵ Cerca de 70% del gas natural mexicano se produce asociado al crudo. También cerca de 70% se produce en el sur del país. Apenas la tercera parte es gas no asociado. Y también la tercera parte se produce en el norte. Diversos especialistas en exploración y explotación estiman que el costo de producción del gas natural es bajo, no mayor a un dólar por millón de btu. Producir un volumen de gas natural que proporcione el mismo poder calorífico de un barril de petróleo le cuesta al país un poco menos de cinco dólares, pero un poco más de lo que nos cuesta producir un barril de crudo. El precio del gas no asociado reconocido por la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2005 (artículo 7) se situó en 1.5 dólares por mmbtu. En el nuevo régimen fiscal, que entró en vigor en 2006, se le reconoce a Pemex un costo de 3.10 dólares por mmbtu.

de producción. Se trata sin duda de una renta muy importante, aunque mucho menor que la renta petrolera (12 veces superior al precio de producción). Toda vez que la producción anual promedió 4 818 mmpcd, resulta una renta de aproximadamente 9 700 millones de dólares, que se obtiene de los consumidores incluyendo el propio Pemex.

Ahora bien, detrás del marco constitucional vigente está la convicción de que el Estado es el único que puede ser el albacea del interés de la colectividad, de ayer, de hoy y del mañana sobre un recurso no renovable. En consecuencia, es el único que puede captar la renta a la salida del yacimiento. Este principio conduce al Estado a confiar a una entidad pública –Pemex– el cuidado de administrar el recurso y su renta asociada, confiriendo a esa entidad un derecho de monopolio con misión de interés colectivo. La distribución de la renta entre los ciudadanos la decide el Estado y la pone en marcha a través de sus instituciones.

Durante muchos años la renta se distribuyó directamente a los consumidores a través de subsidios generalizados.⁶ Desde comienzos de la década de los años noventa la mayor parte se queda en la SHCP y el resto se distribuyen entre los otros dos niveles de gobierno. El maná llega a toda la población a través del gasto público.

El problema es que la política de gasto público deja mucho que desear. La actual administración, al igual que la anterior, utiliza la renta principalmente para compensar la deficiencia recaudatoria (evasión y elusión fiscal), cubrir déficits, pagar deuda y acumular divisas. Es decir, la renta se usa para reducir el déficit público y cumplir las metas de equilibrio macroeconómico. Teóricamente todos los ciudadanos nos beneficiamos de ello con una menor inflación, estabilidad en el tipo de cambio y deuda pública menos preocupante.

Pero la renta también se utiliza para rescatar banqueros y constructores de carreteras, financiar campañas políticas y pagar generosas pensiones a funcionarios públicos. La renta petrolera no se traduce en crecimiento económico, creación de empleos y bienestar social. El gobierno podría utilizarla para crear infraestructura, elevar el nivel educativo de la mano de obra o promover el desarrollo tecnológico. Sin embargo, prefiere mantener el control de la inflación en la cúspide de las prelación, restringir el gasto público y no cobrar impuestos a los que deberían pagarlos o que podrían pagar más.

A final de cuentas las clases pudientes son las principales beneficiarias de las cuantiosas rentas que generan las industrias de la energía, porque el gobierno pierde interés en cobrar impuestos y menos a grandes empresas y dueños de dinero que cuentan con capacidad de respuesta mediática y política. Reducir el precio del gas y de otros energéticos significa menores ingresos fiscales y mayor necesidad de una reforma tributaria que los capitalistas rechazan categóricamente si no se limita a aumentar el IVA a alimentos y medicinas.

⁶ Por subsidio se entiende la diferencia entre el costo del suministro alternativo (referencia internacional) y el precio debajo de él que paga el consumidor.

¿Es justo ese reparto de la renta del gas natural? Para los consumidores la respuesta fue afirmativa mientras los precios se mantuvieron bajos.⁷ Sin embargo, el consenso se desmoronó a partir del año 2000 debido a los estragos de la escalada de precios. A partir de ahí surgieron presiones para establecer nuevas reglas en el reparto de la renta entre consumidores y el resto de la sociedad.

Ahora bien, cuando se razona en términos de renta y su apropiación las preguntas obligadas son las siguientes: ¿Cuáles son los criterios bajo los cuales debe repartirse? ¿Quién tiene derecho a ser beneficiario? ¿Cuánto le debe tocar a cada uno? ¿Cómo se le dará y por cuánto tiempo? ⁸ De cara a ese problema de repartición de la renta del gas natural, la teoría económica, como siempre que se trata de repartición, enmudece; en el mejor de los casos brinda soluciones que desatan controversias. Nada prueba de manera incontestable que sólo el propietario del yacimiento tiene el derecho exclusivo de acaparar esas rentas y que los demás deben quedar excluidos. El problema se complica aún más cuando sabemos que algunos consumidores –los industriales– aprovechan el insumo para crear empleos y riqueza colectiva.

En la ausencia de una teoría admitida por todos de la justicia distributiva, la solución a ese rompecabezas sólo puede ser temporal. No es más que una tregua entre las partes en disputa; se trata de un “por lo pronto” porque en el mejor de los casos la existencia de dicha solución únicamente se puede probar cuando ésta se logra y no antes. Frente a ese problema, nos faltan reglas rigurosas y bien establecidas que nos orienten durante la negociación. Es quizás por esa razón que las posturas frente a la repartición de la renta se polarizan entre privatización y nacionalización. Ambas soluciones son blanco fácil de la crítica. ¿Cuál de las diferentes opciones presenta más beneficios colectivos y menos inconvenientes? Esto se planea en la discusión que sigue.

Ventajas y desventajas del actual sistema de precios

Desde 1938 y hasta mediados de 1995 la cadena del gas natural estuvo reservada al Estado. El suministro se realizaba a través de Pemex, empresa verticalmente integrada desde la exploración hasta la venta al consumidor final.⁹ En 1995 se liberalizó el transporte, almacenamiento y distribución; se eliminaron las restricciones al comercio exterior y a la comercialización. Pemex conservó la exclusividad en la exploración, producción, procesamiento y ventas de primera mano de gas nacional, así como la operación y la propiedad de la red troncal de gasoductos, pero tuvo que vender sus redes de distribución para acatar las nuevas restricciones a la integración vertical. Asimismo, se le autorizó a continuar participando en la

⁷ Los únicos que se mostraron sistemáticamente en contra fueron los industriales de la petroquímica. Durante la época invernal, las demás industrias se unían a las protestas debido a la elevación estacional de las cotizaciones.

⁸ Las respuestas se complican aún más cuando recordamos que, en realidad, la renta diferencial no remunera ningún factor de producción perfectamente identificado y específico, porque se trata de un “don de la naturaleza”. La espectacular productividad de Cantarell, por ejemplo, sólo puede atribuirse a una feliz conjunción de factores naturales y no a un factor de producción específico; en otras palabras, ese yacimiento supergigante es la consecuencia del azar geológico, de un accidente geográfico y de la historia de México.

⁹ La CFE también participaba en la distribución y venta en el norte del país.

importación, exportación y venta a los grandes usuarios.¹⁰ Paralelamente, se confió a la CRE la regulación de los monopolios, incluyendo el precio del gas producido por Pemex, productor único nacional, el cual debía reflejar costos de oportunidad y condiciones de competitividad respecto al mercado internacional. El precio del gas importado fue liberado. Las medidas anteriores se han complementando en años recientes con la eliminación de aranceles y permisos a la importación de gas natural y la autorización a la inversión privada en plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL).

De acuerdo con la directiva de precios, el gas vendido en cualquier punto del país conectado al sistema troncal de ductos se determina sumando el precio de venta de primera mano en Ciudad Pemex y el costo del transporte al punto de entrega. El precio en Ciudad Pemex es igual al precio en Reynosa (*grosso modo* el precio en el Houston Ship Channel) más el diferencial de transporte de Reynosa a Los Ramones y de ese punto a Ciudad Pemex. Los Ramones, cerca de Monterrey, es la localidad en el trayecto del gasoducto que une Reynosa y Ciudad Pemex, donde convergen físicamente las corrientes de gas del sureste, de Texas y de Burgos; ahí se localiza el punto de arbitraje o equilibrio, es decir, el punto donde la competitividad del gas importado es la misma que la del gas nacional.¹¹

De acuerdo con ese sistema, si el gas del norte fluye al sur de Los Ramones el punto de arbitraje se desplaza en esa dirección y los precios en el centro y sur del país deben aumentar, pero ese movimiento no modifica el precio en Monterrey y en el norte del país. Por el contrario, si la producción en el sureste es muy abundante y rebasa la de Los Ramones, los precios deben bajar. El desplazamiento hacia el sur tiene como límite Cempoala, en Veracruz, donde se bifurca el altiplano el gas del sureste que fluye hacia el norte; por el contrario la migración del punto de arbitraje hacia el norte puede rebasar la frontera.

Ese sistema de precios de producción reposa sobre una base teórica clara, conocida y lógica.¹² El mercado interno es de grandes dimensiones y tiene un elevado potencial de intercambio con el exterior. En esas circunstancias el esquema actual es consistente con la teoría económica que recomienda adoptar el precio internacional como costo de oportunidad social, porque con ello se logra el mayor beneficio colectivo.¹³ En efecto, las rentas económicas son maximizadas ya que las condiciones de producción en México son más favorables que las prevalecientes en los yacimientos marginales de

¹⁰ Los sistemas de distribución de gas natural de la CFE en el norte del país fueron desincorporados y vendidos al sector privado.

¹¹ Existe un punto de arbitraje secundario en Chihuahua, donde confluye el gas de Los Ramones y el gas del oeste de Texas introducido en Ciudad Juárez y San Agustín Valdivia. En estas ciudades el precio de referencia es el del área de Permian. También se importa gas por Rosarito, Mexicali y Los Algodones, Baja California; Naco y Agua Prieta, Sonora; y Piedras Negras, Coahuila. Para Baja California el precio de referencia es el Permian y para Coahuila el de EP&G. En Tamaulipas existen seis interconexiones: Ciudad Mier-Monterrey, Gulf Terra, Kinder Morgan, Tetco, Tennessee y Río Bravo. En 2004 existían 15 interconexiones totalizando una capacidad de importación de 3387 mmpcd. Véase Sener, *Prospectiva del mercado de gas natural, 2004-2012*, noviembre de 2004.

¹² Véase D. Julius y A. Mashayekhi, 1990, *The Economics of the Natural Gas: Pricing, Planning and Policy*, Oxford, Oxford University Press. Véase también D. Brito y J. Rosellón, 1998, "El precio del gas natural en México", documento de trabajo, Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), julio.

¹³ J. P. Angelier, 1995, "Energy Pricing, Methodology and Selected case studies, Tailandia, ASEAN-EC Energy Management Training and Research Center, Bangkok.

los Estados Unidos y Canadá.¹⁴ Adicionalmente, al ser un precio *eficiente* se envía una señal correcta tanto al productor como a los consumidores para que usen el gas en forma racional. Se garantiza coherencia y competitividad de las diferentes fases de la industria

Paralelamente, la combinación de precios, estructura industrial, régimen de propiedad y esquema tributario, permite un reparto *justo* de la renta del gas natural. En efecto, gracias al sistema de precios se maximiza la renta, gracias al monopolio público en la exploración y extracción el Estado recupera la totalidad de la misma, y gracias al sistema tributario la mayor parte se convierte en ingresos fiscales. La renta se reparte equitativamente a toda la población a través del gasto público, situación que no ocurriría si una parte ella se dejara en manos de los consumidores a través de precios por debajo del costo del suministro alternativo. Recordemos que no toda la población consume gas natural, pero todos los mexicanos, incluyendo pobres y marginados, tienen derecho a disfrutar de las rentas asociadas a ese recurso natural.

Sin embargo, Percebois (1989) advierte que la adopción estricta de precios internacionales significa que la industria del gas natural no puede ser usada como una herramienta, aunque limitada, de política económica y social, por ejemplo, para incrementar la competitividad de algunas actividades industriales específicas, preservar el empleo, acelerar el desarrollo regional o crear sinergias.¹⁵ De ahí la inquietud de buscar y evaluar otras opciones lo cual será el tema de la sección siguiente.

El diseño de un nuevo sistema de precios debe tener en cuenta las herencias y tendencias

La reflexión sobre el nuevo sistema de precios exige información, diagnósticos y análisis muy cuidadosos en diversos órdenes: disponibilidad de recursos; tendencias de la oferta y la demanda; conductas sociales; comportamiento de los precios del gas y sus sustitutos en los mercados relevantes; organización y regulación; políticas energéticas; responsabilidades empresariales y políticas, entre otras. Si no se abordan con cuidado todas estas dimensiones, corremos el riesgo de formular diagnósticos equivocados y, en consecuencia, tomar decisiones no sólo erróneas, sino regresivas y absurdas. En ese sentido nos permitimos destacar cinco factores claves.

¹⁴ J. M. Chevalier, Ph. Barbet y L. Benzoni, 1986, *Economie de l'Énergie*, París, Presses de la Fondation Nationale des Sciences Politiques & Dalloz.

¹⁵ Véase J. Percebois, 1989, *Economie de l'Énergie, Economica*, París. Además, es pertinente preguntarse ¿cuál es el costo de oportunidad social para el gas mexicano? ¿Acaso es el precio que se establece en el sur de Texas como se considera actualmente? Según las autoridades esto último es válido porque esa zona reúne tres condiciones importantes: mantiene márgenes de liquidez apropiados, ofrece instrumentos financieros de cobertura y es ahí donde se efectúan los principales intercambios de gas entre ambos países. Hay razones para creer que esto último no es del todo válido. La infraestructura existente no permite exportar hacia los Estados Unidos la totalidad de la producción nacional, ni importar la totalidad del consumo interno. Por otra parte, aunque México es un importador neto de ese energético las compras foráneas netas no han superado el 30% de las ventas. En consecuencia no es válido totalmente que el precio interno se base exclusivamente en el precio de ese mercado externo, porque no todo el gas que se vende es importado, ni todo el gas que se produce puede ser exportado. Ello sin contar que existen importaciones logísticas (Baja California, Sonora y Coahuila) y por balance (Tamaulipas).

Existencia de un proceso de integración con Estados Unidos y Canadá

Mediante el TLCAN y la reforma de 1995 México se embarcó en el proceso de creación de un solo mercado de gas natural en Norteamérica.¹⁶ La actual administración impulsa el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) y la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN), incluyendo la armonización de regulaciones en materia de energía, gas natural en particular.

A partir de esos cambios el comercio exterior de gas natural es completamente libre, es decir, cualquiera puede importar y exportar gas y, además, sin pagar aranceles. Ahora bien, al estar abierta la frontera, el precio del gas producido en México no puede estar durante mucho tiempo por debajo del precio vigente en el sur de Texas, porque aquellos que tuvieran disponibilidad se llevarían el producto al otro lado de la frontera pues ahí obtendrían una mejor valorización; en cambio, si el precio interno fuera durablemente alto sucederá lo inverso, las importaciones tenderían a crecer.

La presente administración ha hecho suyo el planteamiento de la administración Bush de considerar la seguridad energética de México en términos regionales, es decir, de los tres países. Ello explica el impulso a la interconexión de gasoductos en la frontera con el país vecino y la multiplicación de puntos de importación de gas natural licuado (GNL). En este último caso la intención es enviar la mayor parte del producto al otro lado de la frontera o, alternatively, canalizarlo al mercado nacional para desplazar importaciones por ducto y relajar la presión que México pudiera ejercer sobre los recursos de Estados Unidos y Canadá. Sin embargo, el mejoramiento de la seguridad energética regional difícilmente explica la exclusión de Pemex de esa cadena de suministro para dejar el camino libre a las grandes corporaciones internacionales (Shell, Semptra, Chevron-Texaco, Repsol...)

La economía mexicana ya está vinculada para bien y para mal a la suerte del bloque de América del Norte. Un nuevo gobierno podría tratar de equilibrar la integración asimétrica y subordinada en la que México ha sido embarcado por anteriores administraciones; sin embargo sería muy difícil renunciar a seguir participando en ese bloque.

Depender del mercado estadounidense sin acuerdo de garantía de suministro es una estrategia de alto riesgo, no sólo por la magnitud y volatilidad de precios, sino también por la posibilidad de suspensión de suministro decidida unilateralmente por las autoridades estadounidenses, tal como ya ocurrió durante la crisis de California de 2000-2001. Sin embargo, a cambio de ese acuerdo la Casa Blanca exigirá sin duda algo equivalente para el petróleo crudo, garantía que México ha rechazado desde hace muchos años.

Precio y volatilidad crecientes en Henry Hub

Norteamérica enfrenta un déficit estructural e irreversible de gas natural, el cual explica la elevación de precios y su creciente volatilidad.

¹⁶ En febrero de 1997 el director de Pemex señalaba que uno de los grandes objetivos de la política energética de México era la conformación de un gran mercado de gas natural en América del Norte. Véase A. Lajous "El mercado de gas natural en México", *El Financiero*, 7 de febrero de 1997. Sin embargo ese objetivo no estaba incluido en el programa sectorial de ese sexenio.

El consumo diario en América del Norte concentra un tercio del total mundial. Estados Unidos acaparan 25%. Durante el invierno esas participaciones son aún más elevadas. En contraste, la parte norte del continente sólo dispone de 5% de las reservas probadas de gas natural del mundo; Canadá cuenta con 1.1%, Estados Unidos con 3.3% y México con menos de 1%. Aunque se incluyan las reservas probables y las potenciales la conclusión no cambia: la asimetría entre recursos y consumo es tremenda. Por consiguiente, Norteamérica dependerá cada vez más de recursos ajenos a la región.

En los Estados Unidos la producción está estancada y sensiblemente abajo de la demanda. Los flujos previsibles de Alaska, la Cuenca del Mackenzie y las fuentes no convencionales,¹⁷ apenas podrán contrarrestar la declinación de las cuencas tradicionales. Los nuevos flujos aportarán un gas aún más costoso del que ya se tiene actualmente.¹⁸ En Canadá la producción también se ha estabilizado y las exportaciones, que habían satisfecho tres cuartas partes del incremento del consumo de los Estados Unidos, tenderán a bajar. Para satisfacer la demanda crecerá rápidamente la importación de GNL con la construcción de regasificadoras en las costas de los Estados Unidos y México (Lajous, 2005).

La red de gasoductos al norte del río Bravo tiene cuellos de botella difíciles de resolver, lo cual resulta en una presión suplementaria sobre los precios.

Los costos técnicos han disminuido pero el GNL no llegará barato a México

Los costos técnicos de la cadena del GNL se han reducido 20% respecto al nivel de hace 10 años. Gracias al avance tecnológico ha surgido un mercado global de GNL.¹⁹

El comercio de GNL está creciendo y los mercados regionales convergen, lo cual significa que los precios se están alineando con Henry Hub —el centro de referencia más importante de Estados Unidos—, pues representa el costo de oportunidad para los productores/suministradores de todo el mundo.²⁰

¹⁷ Se trata de gas proveniente de arenas de baja permeabilidad, cuencas carboníferas y del mar ultraprofundo.

¹⁸ Los precios en Norteamérica son naturalmente elevados en razón de los altos costos de producción, pues los flujos que alimentan los mercados provienen de cuencas en fase de maduración avanzada.

¹⁹ Véase Agencia Internacional de Energía, Instituto Francés del Petróleo y Sociedad de Compañías de Gas (Cedigaz), "The Challenges of Further Cost Reductions for New Supply Options (pipeline, lng, gtl)", xxii Conferencia Mundial sobre Gas, 1-5 de junio de 2003, Tokio, Japón. Para el caso del GNL producido en Medio Oriente y enviado a Japón los costos por millón de btu son los siguientes: entre 50 y 80 centavos de costo de producción; poco más de un dólar en licuefacción; un dólar en transporte, y cerca de 50 centavos en regasificación. En total, los costos se aproximan a tres dólares a la salida de la planta regasificadora. Se advierte que en la práctica esos costos pueden variar considerablemente en función del número y la capacidad de las instalaciones de licuefacción y regasificación, así como de la distancia entre esas dos instalaciones. Pero también pueden variar por el tamaño y uso de la capacidad instalada, y por las condiciones financieras. El costo de las instalaciones de una cadena completa desde el pozo productor hasta la salida de la planta de regasificación se aproxima a cuatro mil millones de dólares.

²⁰ Durante la Décima Cumbre Internacional de Gas, la cual tuvo lugar en París en noviembre de 2005, casi todos los participantes de la mesa de GNL —representantes de las grandes compañías dedicadas a ese negocio— coincidieron en que la cotización de Henry Hub o el precio del mercado de futuros de Nueva York (NYMEX) deberían servir de referencia para las ventas de ese combustible. "LNG will go to markets that maximize its value, said Francisco Fernandez Santamaria, deputy CEO of Repsol-Gas Natural LNG. This should lead to increasing flexibility of supply contracts". Oil & Gas Journal online, 3 de noviembre, 2005.

El GNL que llegará a México (Altamira, Ensenada, Islas Coronado, Manzanillo...) importado por las compañías internacionales tendrá el precio de Henry Hub ajustado por un diferencial de transporte y, quizás, un pequeño descuento. La entrada de esos flujos no se traducirá en baja de precios, lo más que se puede esperar es una reducción de la volatilidad.

Contra todo pronóstico, la CFE ha estado dispuesta a pagar precios altos por el GNL: en el caso de Altamira pactó un precio igual a Henry Hub más 17 centavos de dólar, y en el caso de Ensenada pactó el precio de Southern California Border Average menos tres centavos.²¹

Dependencia estructural de las importaciones

De acuerdo con el escenario oficial más reciente, en el periodo 2003-2013 la demanda crecerá a una tasa anual superior al ritmo de aumento de la producción (5.8% contra 2.5%).²² En consecuencia, la importación neta pasará de 983 a 3784 mmpcd. Si embargo, esas cifras hay que tomarlas con precaución porque Pemex ha errado consistentemente sus proyecciones,²³ y porque la Secretaría de Energía ha tendido a sobreestimar la demanda.

El motor de la demanda seguirá siendo el sector eléctrico pero con menor dinamismo que en el pasado, pues el gobierno ya reconoció que la expansión basada exclusivamente en ciclos combinados operando con gas natural plantea un problema estratégico importante: la vulnerabilidad del sistema eléctrico. En consecuencia, en adelante impulsará una mayor diversificación de fuentes de energía.²⁴

La importación plantea problemas de seguridad energética, es decir, de disponibilidad confiable y suficiente de energía a precio razonable (Lajous, 2003)

La importación de GNL nos hará depender estructuralmente de importaciones caras pues se trata de contratos *take or pay* de largo plazo, atados a la evolución de Henry Hub. Las importaciones por ducto también seguirán atadas a las cotizaciones de esa plaza.

Ambas importaciones pueden llegar a plantear un problema de vulnerabilidad ante incrementos súbitos de precios ocasionados por desequilibrios recurrentes en el balance regional, así como interrupción imprevista en el flujo.

²¹ Lajous (2005b) señala que en el caso de Altamira no hay argumentos que justifiquen pagar un precio mayor al de Lake Charles que tiende a ser unos cuantos centavos menor que el de Henry Hub. Desde su punto de vista el precio pagado en Ensenada también parece particularmente alto. Añade que la estrategia comercial seguida por la CFE en Altamira fue aparentemente pactar un precio similar al que pagaría por importaciones por gasoducto, lo cual significa que "las ventajas del suministro de gas licuado serán capturadas íntegramente por la empresa suministradora del mismo". Agrega que en el caso de Ensenada el precio pactado es superior al que se requiere para desplazar gas hasta la frontera entre California y Arizona.

²² La demanda pasará de 5 274 mmpcd en 2003 a 9 303 mmpcd en 2013. Por su parte la producción pasará de 4 326 a 5 519 mmpcd, con un nivel máximo de 6 866 mmpcd en 2009. Cifras de Sener, *Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013*, noviembre de 2004.

²³ D. Pérez Jácome, 2005, "Retos de la regulación económica en gas natural y gas LP", presentación electrónica, Día de la Competencia, CNC, México, D.F., 22 de junio. <http://www.cre.gob.mx/discursos/2005/002-dionisio-25-junio.pdf>.

²⁴ Noé Cruz, "Cambiará Sener política para producir gas", *El Universal*, 1 de marzo de 2006.

Se requiere desarrollar una política energética de país importador de gas, incluyendo medidas como la diversificación de fuentes y rutas de suministro, así como la participación de organismos públicos en calidad de operadores de las cadenas de suministro.

Si Pemex participa como operador en la cadena de GNL, ¿bajarían los precios de ese combustible? Es decir, ¿les transmitiría a los consumidores las ventajas de esa cadena de suministro? No necesariamente porque el gobierno podría decidir vender al costo de oportunidad con una finalidad recaudatoria.

Opciones de sistemas de precios

A lo largo de estos años de inestabilidad se han propuesto diversas políticas de precios. En la introducción mencionamos seis, las cuales proponen tomar como base: la competencia de la kilocaloría útil a nivel del consumidor final; los costos de producción de Pemex; la dinámica de la oferta y la demanda en un mercado liberalizado; la referencia Henry Hub pero alentando la competencia entre comercializadores; el mantenimiento de esa referencia pero con un programa de descuentos a ciertas categorías de consumidores; y la referencia externa pero considerando a México como país exportador o un promedio ponderado del costo de producción y el precio de mercado internacional.

La primera plantea el reto de simplificar la complejidad de la competencia entre diferentes formas de energía a corto y largo plazos, así como la diversidad de usos y dispositivos tecnológicos, para establecer un sistema práctico y transparente. La segunda sugiere fijar un precio igual al costo de producción más una ganancia razonable para Pemex. Es la favorita de los organismos empresariales, pues significa pagar a lo más dos dólares por millón de btu en lugar de seis dólares, ocho o más. A la reducción directa e inmediata en el precio del gas se agregaría la obtenida en la factura de electricidad, pues las tarifas de alta y media tensión, autorizadas por la SHCP para el servicio público de energía eléctrica están indexadas a los costos de los combustibles. El gran inconveniente consiste en dejar toda la renta en manos de los consumidores, especialmente de los más grandes, y se deja de lado a los que no consumen gas natural, que son la mayoría. Las ventajas y desventajas de otras opciones se analizan con mayor detalle en los apartados siguientes.

Cambiar la estructura de la industria, para que el precio se establezca en función de la oferta y la demanda

Esta solución de mercado supone que la liberalización de la exploración y producción de gas natural tendrá por resultado un aumento muy importante de la producción interna, el cual permitiría eliminar importaciones y disminuir la presión que México ejerce sobre el mercado del sur de Texas. Y no sólo eso, supone que las reservas serían tan abundantes y los costos de producción tan bajos que la producción nacional acabaría desplazando a productores en Estados Unidos y Canadá con altos cos-

tos de producción, de tal suerte que los precios descenderían en forma sustancial y por largo tiempo. En otras palabras, la idea es convertir a México en gran exportador para que tenga una influencia decisiva en la formación de precios.²⁵

Ese planteamiento no carece de lógica pero difícilmente podría ocurrir por varias razones; entre ellas están las siguientes.

La oferta de gas nacional no tiene posibilidades de inducir una baja de precios en el sur de Texas, al menos no en la cuantía que quieren los industriales mexicanos (30, 40% o más). El volumen de exportaciones que se necesita para lograr ese efecto está fuera del alcance de la geología mexicana, al menos de los recursos conocidos hasta ahora. Es decir, no hay soporte geológico en nuestro país para satisfacer el aumento de la demanda nacional y el de la economía estadounidense, o al menos una parte sustancial de ella. Las reservas probadas, probables y posibles no están a la altura de los volúmenes y costos que se necesitan para hacer declinar durablemente los precios regionales.

Algunos creen que México tiene un enorme potencial aún no descubierto y que sólo basta invertir un poco en exploración para ponerlo en evidencia. No hay estudios que soporten esa conclusión. La geología mexicana no tiene vocación gasera. Nunca se han descubierto yacimientos supergigantes de gas ni los estudios geológicos son alentadores en ese sentido. La geología de la mayor cuenca gasífera del país (Burgos) no está a la altura de las necesidades futuras, sin contar que ya se encuentra en una etapa avanzada de explotación.

Los precios en Henry Hub son altos no sólo debido a los costos de producción de cuencas maduras, sino también en razón de la estacionalidad de la demanda, los congestionamientos en la infraestructura, la especulación y la búsqueda permanente de rentas por parte de los operadores. Para bajar los precios se necesitaría algo más que aumentar la producción.

Por su parte, la liberalización de la actividad exploratoria y extractiva de gas no asociado propuesta por el gobierno federal al Congreso plantea una amplia gama de problemas:

1. No se sabe qué tipo de hidrocarburos se obtendrían de un descubrimiento y en qué proporción. En consecuencia, sería necesario establecer criterios para definir ámbitos de competencia de acuerdo con las características del yacimiento.
2. Habría que establecer un mecanismo para garantizar que el gas se vendería por debajo de la referencia internacional y no con base en el costo de oportunidad de los productores.
3. La renta ya no se quedaría en su totalidad en manos del Estado; su parte dependería de su poder de negociación.
4. Habría que ponerse de acuerdo sobre la repartición de costos y beneficios. Aquí surge el delicado problema de fijar un "impuesto óptimo", que sin desalentar a la compañía sea equi-

²⁵ Otra ventaja adicional es que la apertura del subsuelo podría generar un rápido e importante flujo de inversiones por parte de las empresas petroleras internacionales. México se beneficiaría así de la renta obtenida de yacimientos localizados en otros países. La entrada de capital tendría además un impacto favorable sobre los equilibrios macroeconómicos de corto plazo.

tativo, aunque exista controversia en lo que significa “equitativo”. La solución se complica cuando se toma en cuenta que la determinación del impuesto óptimo requiere un Estado realmente informado sobre las dimensiones de dicha renta y sus variaciones temporales. Sin embargo, la información antes y después del descubrimiento es precaria y asimétrica, respectivamente. Ello sin contar que todo contrato de riesgo se negocia y se firma de acuerdo con una cierta correlación de fuerzas, por lo que su duración es igual al tiempo que dure la correlación de fuerzas. Y cuando la renegociación se vuelve álgida acaba interviniendo inevitablemente el gobierno sede de la compañía privada. Al final, la negociación podría transformarse en un asunto de relaciones diplomáticas. Y quien domine en ese plano acabaría tarde o temprano imponiendo sus condiciones.²⁶

5. El crecimiento de la participación privada en este segmento de actividad con el tiempo presionaría sobre el gobierno para obtener una profundización de la reforma que permitiera percibir mayores ingresos (una porción más abultada de la renta) y nuevas oportunidades de negocio (petróleo crudo). Es una de las lecciones que se extraen de los procesos de apertura de las industrias petroleras nacionales a lo largo de la historia.²⁷

Esta solución requiere cambiar la Constitución y, por lo tanto, entablar una negociación en el Congreso que podría ser muy gastante.²⁸

Mantener la estructura industrial y el sistema de precios, pero eliminando la interferencia gubernamental y alentando mayor competencia

Esta opción parte de un hecho incontestable: la regulación de precios establecida por la reforma de 1995 ha sido desvirtuada, pues el gobierno ha estado interviniendo para bloquear las señales de precios que se transmiten a México desde Texas. Además de ese intervencionismo, la autoridad reguladora ha hecho una serie de ajustes parciales y no siempre consistentes al mecanismo de formación de precios que afectan severamente su integridad. El resultado ha sido una brecha creciente entre precios regulados y costo de suministro alternativos (Lajous, 2005).

En enero de 2001 ordenó a la CRE suspender el mecanismo de precios regulados y fijó un precio de cuatro dólares durante un periodo de tres años.

Cuando se restableció el mecanismo de precios regulados en 2004, la CRE no realizó los ajustes correspondientes para reconocer el aumento sostenido de las importaciones provenientes del sur

²⁶ Las intervenciones recientes de los gobiernos europeos en Bolivia y Argentina por conflicto en el sector energético son elocuentes.

²⁷ V. Rodríguez-Padilla, 2004, “Petroleum and Nationalism”, en *Encyclopedia of Energy*, Nueva York, Academic Press.

²⁸ Es la razón por la cual tal propuesta ha encontrado poco eco en el medio legislativo y político. El diputado Jorge Chávez Presa (agosto de 2003) y el presidente Fox en el último tramo de su administración (septiembre de 2005) han presentado iniciativas en ese sentido.

de Texas,²⁹ ya que dicho reconocimiento significaría elevar los precios en la mayor parte del país y generar descontento social.

La CRE tampoco ha reconocido plenamente otros ajustes menores en los costos de transporte en el sur de Texas, y en los de interconexión con el sistema de ductos estadounidense, que inciden sobre el precio de referencia en la frontera de Reynosa.

En mayo de 2005 se ordenó a la CRE suspender nuevamente el mecanismo de precios regulados para otorgar descuentos de hasta 28% al conjunto de pequeños consumidores, constituido esencialmente por hogares de clase media.

En septiembre de 2005 la Presidencia fijó un precio techo de 7.65 dólares para los consumidores de gas suministrado por Pemex (nacional o importado), pero mantuvo un precio libre para el gas importado por particulares, poniendo en entredicho la integridad del sistema de precios.

Lajous concluye que ese conjunto de decisiones han puesto en evidencia, por un lado, la falta de compromiso del nuevo gobierno con el marco regulatorio establecido y con el propio ente regulador; por otro lado, la fuerza de los intereses particulares que han capturado el proceso de toma de decisiones en materia de precios del gas. Las conductas del ente regulador y de la autoridad de tutela restan confiabilidad al régimen regulatorio y la incertidumbre resultante desalienta la competencia potencial.

De ahí la propuesta de retomar el espíritu de la reforma de 1995, que inició un proceso gradual de sustitución del control estatal directo del mercado por mecanismos de intervención indirecta, comprendiendo la instauración de una nueva regulación guiada por mecanismos de mercado en la que el Estado se comprometía con un conjunto estable de reglas que gobernarían las relaciones entre las autoridades, la empresa estatal y los particulares, y que sería aplicada por una comisión reguladora autónoma. Diez años después y ante el claro fracaso regulatorio, lo que corresponde sería revertir el debilitamiento institucional y volver a tomar decisiones de política pública de acuerdo con las reglas establecidas. La CRE, en particular, debería comenzar realizando los ajustes necesarios para reflejar de manera efectiva los nuevos costos de oportunidad, producto de cambios en las condiciones del mercado, para alentar la importación directa de gas por particulares y generar la competencia que se necesita para aumentar la eficiencia en el suministro.

En ese escenario no sería aconsejable sustituir la fórmula que sirve para calcular actualmente el precio en Ciudad Pemex por una que combine el precio del GNL con el precio del gas importado por ducto.³⁰ También sería inadecuado mantener la referencia internacional pero asumiendo que México es un país exportador neto, lo cual se traduce en trasladar el punto de arbitraje de Los Ramones a

²⁹ Las importaciones alcanzaron 1 000 mmpcd en 2004, 766 mmpcd por parte de Pemex y el resto por el sector privado. El gas importado contribuyó ese año con un tercio de las ventas internas de gas. Desde entonces han disminuido debido al aumento de la producción y la desaceleración de la demanda.

³⁰ La CRE difiere de ese punto de vista pues plantea la sustitución de la referencia del sur de Texas por una fórmula que considere un promedio ponderado de los precios que se observarán en los puntos de entrada de gas importado en un futuro más numerosos.

la línea fronteriza en Reynosa, cambio que supondría una reducción o subsidio generalizado de 15 centavos de dólar por mmbtu en toda la estructura de precios.³¹

Entre los inconvenientes de esta opción se cuenta el internalizar la dinámica especulativa y rentista del mercado estadounidense, cada vez más estrecho en sus márgenes de disponibilidad, consumo e infraestructura. Y aunque los competidores industriales del otro lado de la frontera reciben gas natural a precios similares o, incluso, mayores a los que pagan las industrias mexicanas, no necesariamente es así en otros casos, como el de los canadienses o europeos, o de países como China, India, Indonesia y Malasia, para mencionar sólo algunos ejemplos.

Mantener el esquema actual, pero con un programa de distribución de renta entre los consumidores

Que el Estado no recupere la totalidad de la renta con la finalidad de beneficiar a los consumidores ofreciéndoles precios más bajos, es una opción que parte de dos consideraciones:

1. La adopción estricta de precios internacionales maximiza el monto de la renta, lo cual es correcto, pero ello impide ofrecer precios reducidos para alentar el incremento de la competitividad de algunas actividades industriales, impulsar la creación de empleos y acelerar el desarrollo regional.
2. Es correcto que el Estado acapare la totalidad de la renta y la distribuya a toda la población a través del gasto público, pero ello deja de tener sentido cuando dicha distribución está totalmente al margen de la promoción del desarrollo, la equidad y la justicia social.

Ahora bien, establecer un nuevo sistema de precios preservando el principio de la nacionalización de la renta pero distribuyendo directamente parte de la renta a cierta categoría de consumidores, puede interpretarse de la manera siguiente: un sector —los consumidores industriales— le solicita a la sociedad poder acaparar un poco más de renta que todos los demás, a través de precios más bajos que el precio del suministro alternativo, porque ese sacrificio inmediato redundará a mediano plazo en un beneficio social más importante.

No se trata de otorgar subsidios generalizados, sino de establecer un programa que otorgue descuentos de manera selectiva y temporal a empresas industriales que se comprometan en un pacto o acuerdo público a realizar inversiones y crear empleos permanentes a partir del aprovechamiento del gas suministrado a precios reducidos.³² Los proyectos serían propuestos por los mismos interesados.

³¹ Una crítica demoledora a ese planteamiento puede encontrarse en Lajous, 2005b.

³² Ese compromiso se debe plasmar por escrito en un acuerdo o pacto para que el Estado tenga la seguridad de que la renta transferida se utilizará efectivamente para impulsar el desarrollo y no enriquecer a los accionistas de las empresas beneficiarias con ese programa.

Según los promotores de esta propuesta,³³ una producción nacional suficiente y una política de precios competitiva –competitiva respecto al precio del gas que pagan en el extranjero los rivales comerciales de México– generarían importantes beneficios, entre otros: mayor inversión nacional y extranjera en industrias intensivas en el uso de gas; ahorro de divisas al evitar importaciones; elevación de ingresos fiscales; desarrollo de cadenas productivas y nuevas actividades; efecto multiplicador en la generación de empleos y en la economía; impulso al desarrollo regional y creación de infraestructura energética; y protección al ambiente. En cambio, si continúa la política de producción insuficiente y precios enfocados a maximizar el ingreso fiscal sólo resultará en desmantelamiento de diversas cadenas productivas; mayor desempleo, pérdida de competitividad, así como impactos negativos en la balanza comercial, la paridad cambiaria y las tasas de interés.

¿Si se reducen los precios internos del gas natural se violan tratados comerciales? *A priori* la respuesta sería negativa con base en cinco argumentos: *i)* el TLCAN no obliga a México a fijar el precio del gas natural con base en el mercado estadounidense; *ii)* el Anexo 605 de dicho Tratado exime a México de la obligación de aplicar para las exportaciones un precio que no exceda el que pagan los consumidores nacionales; *iii)* México podría, si lo quisiera, restringir las exportaciones o importaciones de gas natural porque las medidas de seguridad nacional sólo aplican entre Estados Unidos y Canadá (Anexo 607); *iv)* de acuerdo con el Anexo 602.3, el Estado mexicano se reserva para sí mismo la exploración y explotación, el procesamiento de gas natural, así como las ventas de primera mano, el comercio exterior, el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas natural y de los productos que resulten de su procesamiento; y “en caso de contradicción entre este párrafo y cualquier otra disposición de este tratado, prevalecerá este párrafo en la medida de la incompatibilidad”; y *v)* de acuerdo con las reglas del GATT (hoy OMC), incorporadas en el TLCAN, la venta debajo de los costos de producción es ilegal y sujeta a penalidades; sin embargo, el costo de oportunidad no es asimilable al costo de producción, por lo que la venta por debajo del primero no se considera *dumping*. Así, de acuerdo con lo convenido en el TLCAN, México tiene la libertad de fijar un precio para la exportación y otro para el consumo interno, este último puede ser inferior al costo de oportunidad, además de que el Estado mexicano puede reservarse la exclusividad en el comercio exterior. En conclusión, las autoridades sí pueden cambiar el actual esquema de precios, aunque evidentemente tendrían que evaluar y en su caso enfrentar la reacción de Estados Unidos.

Las críticas a la adopción de precios que no reflejan costos de oportunidad en una economía abierta (Lajous, 2005b) podrían aplicarse con algunos matices a los subsidios selectivos, entre las cuales destacan las siguientes: *i)* se tendería a consolidar nuevamente el monopolio comercial de Pemex; *ii)* se reduciría el mercado para las importaciones no reguladas y decaería la competencia potencial; *iii)* el monto del subsidio contemplado en el programa debilitaría las finanzas de Pemex si es trasladado sólo parcialmente a la autoridad fiscal; *iv)* se retrasa y obstaculiza la posibilidad de integrar un

33 Entre otros el Consejo Coordinador Empresarial, la Concamin y la Coparmex.

solo mercado de gas en Norteamérica. Cabe destacar que alguno de esos problemas desaparecería si aumenta la producción hasta lograr la autosuficiencia. Lo que merece un análisis profundo es la conveniencia de continuar con la política de integración gasera con los Estados Unidos, ya que sólo es un instrumento de política energética y no es un fin en sí mismo.

Conclusiones

¿Cómo determinar los precios internos del gas natural? Se trata de uno de los asuntos más difíciles y delicados de la política energética mexicana. Las soluciones implican actores y sendas de desarrollo diferentes. A lo largo de este capítulo hemos ofrecido elementos para el diseño de un sistema alternativo de precios. Concluimos que resulta improcedente determinar de manera ciega los precios en función de su costo de oportunidad en el mercado norteamericano, o entregarlo indiscriminadamente a todos los consumidores a un precio inferior como sucedía antes de 1991.

Si el precio interno se determina estrictamente con base en el costo interno de producción, la nación ya no recibiría la renta económica que le corresponde y los consumidores, especialmente los industriales, se supeditarían a ella como propietarios *de facto*. De igual modo, se perdería el estímulo y la presión necesarios para usar ese combustible de la menor manera, instalar equipos altamente eficientes y desarrollar una política de máximo ahorro. De nuevo arribaríamos a una situación riesgosa que no castigaría ni la ineficiencia, ni el dispendio.

Por el contrario, si el precio interno sigue determinándose sólo con base en el costo de oportunidad, los consumidores serán presa de la volatilidad, producto a su vez de la especulación y el rentismo que priva en el mercado estadounidense. Y la ventaja de tener un costo interno de producción menor a las cotizaciones internacionales, sólo se traduciría en aportar más ingresos al fisco y seguir sustentando parte de los egresos gubernamentales en fondos obtenidos de la explotación de recursos finitos, no renovables y que se agotan rápidamente, sin garantía de que esos recursos se recuperarán y se ampliarán, ni se usarán en beneficio de toda la población y no sólo en favor de las clases favorecidas de la sociedad a través de la desgravación, la evasión y la elusión fiscal, como ha sucedido en los últimos 15 años.

¿Qué hacer? Sin duda impulsar una política de precios internos sustentada en cinco principios básicos:

1. alentar al máximo el consumo eficiente y limpio del gas natural, la explotación eficiente de los yacimientos, y la ampliación de las reservas;
2. permitir el impulso temporal y controlado de programas de desarrollo regional y nacional, que generen empleos y bienestar, pero que garanticen la apertura de círculos virtuosos de aliento a la productividad;

3. tener como referencia el precio internacional –sobre todo de aquellos con los que competimos en exportaciones e importaciones– pero debe impedirse a toda costa la transferencia ciega de estacionalidades externas y movimientos especulativos;
4. contar con mecanismos de cobertura para suavizar al máximo la señal de precios en programas de consumo de largo plazo;
5. permitir que la renta del gas natural sea compartida de manera controlada y supervisada por el productor, los consumidores y el gobierno, en el marco de políticas y objetivos nacionales específicos y etapas bien definidas, siempre sujetos a evaluación.

Esto significa que, efectivamente, en algunos casos, sectores, regiones y momentos, habrá precios menores a los internacionales. Pero ese diferencial no debe cargarse a costa de las finanzas de Pemex, ni ser decisión exclusiva de las secretarías de Hacienda y de Energía. Se trata de una determinación de política pública que deberá ser evaluada y definida junto con otras, por el Congreso de la Unión, en el marco de una estrategia nacional de desarrollo y de una política energética nacional. Sería contraproducente cualquier modificación al actual esquema de determinación de precios con base en el costo de oportunidad, si no se contara con esa estrategia nacional de desarrollo y esa política energética de largo aliento, con amplio apoyo social, sólido compromiso del Ejecutivo y la aprobación del Congreso.

El principio del costo de suministro alternativo es inevitable en tanto México sea un importador sustantivo. En esas circunstancias la debilidad estadounidense será transferida a México a través de precios altos y volátiles. Sin embargo, ese principio no es el único factor de fragilidad del sistema de precios internos, sino que también cuenta la debilidad productiva. La creciente limitación en el terreno de la capacidad de producción de gas natural es de hecho el elemento fundamental que ha mantenido y mantendrá esa fragilidad frente a las variaciones del precio estadounidense. En la medida en que el país no sea capaz de modificar y revertir esta situación los precios internos seguirán vinculados a las cotizaciones del país vecino. Y mientras más se incrementen las importaciones por ducto o barco más aumentará la vulnerabilidad.

En el contexto de todas estas reflexiones hay algo incuestionable. Nada resulta más importante y urgente que reforzar la capacidad interna de producción que, a su vez, exige reforzar reservas. Pero esto puede llevar varios años y muchos recursos. En ese sentido, es urgente una estrategia de largo aliento que permita, en el menor tiempo posible y sin pérdida de todos los derechos de propiedad y de control de la empresa estatal sobre la producción de los hidrocarburos, disponer de gas natural en cantidad y precio adecuados. Esto supone concentrar esfuerzos en la ampliación de reservas y producción. En México sólo el Estado puede llevar a cabo la exploración y explotación de hidrocarburos por conducto de Pemex. El artículo 27 de la Constitución es absolutamente claro y sin equívocos al respecto. El derecho de propiedad sobre nuestros hidrocarburos y la obligación estatal de su exploración y explotación no son circunstancias fortuitas que por azares del destino están en el texto cons-

titucional. Los artículos 27 y 28 de la Constitución son expresión de una decisión expresa y de una determinación nacional que constituyen y representan pilares y, por tanto, prioridades de la nación. En el caso del gas natural –pero también del petróleo, la electricidad y la petroquímica– nada será equivalente al incremento de reservas y la capacidad interna de producción. Nada sustituirá al fortalecimiento de nuestras habilidades y capacidades tecnológicas y productivas. Ni al manejo responsable de nuestra demanda.

Bibliografía

- Brito D., y Rosellón J., 2005, "Price Regulation in a Vertically Integrated Natural Gas Industry: The Case of Mexico", *Review of Network Economics*, vol. 4, núm. 1, marzo.
- , 1998, "Pricing Natural Gas in Mexico", working paper, Centro de Investigación y Docencia Económicas, México, julio.
- CEPAL, "Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano", LC/MEX/L.505, México, diciembre de 2001. <http://www.eclac.cl/publicaciones/Mexico/5/LCMEXL505/lcmexl505e.pdf>.
- Gershenson, A., 2000, "Dependencia del gas natural importado o diversificación de fuentes para la generación de energía eléctrica", mimeo, noviembre.
- La Jornada*, artículos siguientes: "Encarecimiento del gas natural, 22 de diciembre de 2002; "Incongruencias con el gas", 16 de febrero de 2003; "Seguridad energética, también para México", 31 de julio de 2005; "El mito del gas barato", 9 de octubre de 2005; y "Energéticos: los tiempos y los engaños", 22 de enero de 2006.
- Lajous, Adrián, 2003, "Seguridad de suministro del gas natural en México", Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, México, 20 de octubre.
- , 2005a, "El precio del gas natural", mimeo, 28 de septiembre.
- , 2005b, "El mercado de gas natural y su regulación", mimeo, 4 de octubre.



Cuarta sección
Investigación y desarrollo tecnológico
de la industria energética



Investigación y desarrollo tecnológico de la industria energética

*Pablo Mulás del Pozo**

La industria energética del país es una industria que, por sus características —instalaciones de vida útil de más de 40 años y de capital intensivo—, el horizonte de largo plazo juega un papel muy importante en la dinámica de su gestión. Asimismo, la complejidad de la naturaleza de los procesos que operan en su seno, hace que sea una industria altamente dependiente del desarrollo tecnológico, lo que adicionalmente refuerza la característica antes mencionada. Es en este tenor que se debe analizar el papel del área de investigación y desarrollo tecnológico, en la gestión presente y futura de las industrias que lo componen.

Situación actual

El sector energético de México se caracteriza físicamente porque maneja varios tipos de energéticos. En la figura 1, éstos se muestran en forma esquemática.

Los energéticos primarios son lo que obtenemos directamente de la naturaleza y sobre los cuales el concepto de sustentabilidad juega un papel importante. Los energéticos secundarios facilitan las tareas de transportarlos y distribuirlos, aunque en algunos casos (por ejemplo la energía solar incidente en calentadores planos para calentar agua), éstos no son necesarios. Finalmente la energía de uso final es la que satisface una necesidad inmediata de la sociedad, como por ejemplo iluminación, calor-frío en los sectores doméstico e industrial, movimiento en el sector transporte, etcétera.

El sector mexicano está estructurado como se observa en la figura 2. Si bien las entidades que realizan actividades de investigación y desarrollo tecnológico (I&DT) se alinean con las empresas, no todo es compartimentalizado. El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) generó el año pasado 35% de sus ingresos a través de contratos de servicios tecnológicos especializados con Pemex (la cual se puede considerar una empresa eléctrica pequeña en la escala internacional, considerando que tiene aproximadamente unos 3 000 Mwe instalados). Por otro lado el ININ, además de apoyar las

* Instituto de Investigaciones Eléctricas,

Figura 1
Tipos de energía


Primaria	Secundaria	Final
Exploración	Producción	Producción
Producción	Transporte	
Transporte		
Petróleo		
Gas natural		
Carbón	Petrolíferos	Calor/frío
Uranio/Torio	Gas nat. Proc.	Iluminación
Hidroenergía	Electricidad	Movimiento
Geotérmica	Alcohol	Potencia
Eólica	Hidrógeno	
Solar		
Biomasa		

Figura 2
Sector energético de México, Secretaría de Energía

Petróleo&gas	Electricidad	Organismos
Pemex	Comisión Federal de Electricidad (CFE)	Com. Reguladora de Energía
PEP	Luz y Fuerza del Centro (LFC)	Com. Nac. para el Ahorro de Energía
PR	Instituto de Investigaciones Eléctricas	Com. Nacional Seguridad Nuclear y Salvaguardias
PGPB	Productores Independientes Electricidad	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
PP		
Plnt.		
Inst. Mex. Petr.		
Corp. Priv. Trans. de Gas Nat.		
Corp. Priv. Distr. de Gas Nat.		
Corp. Priv. GNL		

actividades nucleares de la CFE, también ofrece un importante apoyo a la industria en general y al sector salud en cuestión de la aplicación de los radioisótopos.

En 2004, las ventas de Pemex correspondieron a 773.6 millardos de pesos.¹ Si consideramos que el presupuesto ejercido ese año por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) fue de 3.5 millardos de pesos,² que sólo el 20% de ese presupuesto se orienta a proyectos de I&DT y servicios tecnológicos

¹ Un millardo equivale a mil millones www.pemex.gob.mx

² www.imp.mx/transparencia/xv.

especializados (el resto va a servicios de capacitación e ingeniería) y que Pemex se apoya directamente en otras instituciones por un monto similar, el total del gasto de I&DT en la industria petrolera es del 0.18% de las ventas.

En el sector eléctrico las ventas de la CFE en ese mismo año (las cuales incluyen las ventas de electricidad a LFC, que le compra aproximadamente 98% de lo que distribuye) fueron de 163.3 millones de pesos.³ El presupuesto ejercido del IIE fue de 0.53 millones⁴, que en casi su totalidad va a proyectos de I&DT así como a servicios tecnológicos especializados. Considerando también que la CFE y LFC se apoyan en otras instituciones (incluyendo el ININ) en áreas de I&DT con un monto similar al del IIE, el total del gasto destinado a I&DT resulta en un porcentaje de las ventas de 0.68%.

En comparación, otras empresas tanto petroleras como eléctricas en ámbito internacional,⁵ reportan los datos que señala el siguiente cuadro:

Cuadro 1

Empresa	Ventas 2005	Gasto I&DT	Porcentaje
	LsM*	IsM	
Petroleras			
Exxon Mobil	137 501	338.0	0.24
BP	147 357	228.7	0.15
Shell	138 127	288.0	0.20
Total	86 867	449.6	0.51
Eléctricas			
EdF	33 223	300.9	0.90
Tepco	24 672	187.9	0.76
Kepeco	12 053	181.5	1.50

* Millones de libras esterlinas.

Se observa que en los dos casos, el gasto orientado a I&DT está en la parte baja de la comparación internacional, pero no fuera de rango.

Otro aspecto importante en la actualidad es la política oficial instituida desde hace una decena de años que consiste en que las entidades dedicadas a la I&DT deben ser operadas como empresas, y su gestión evaluada en los mismos términos que las entidades paraestatales, sin ninguna consideración a la diferente naturaleza de sus actividades. Esto ha resultado en una proporción demasiado grande de actividades en el área de servicios tecnológicos especializados y, en algunos casos, hasta

³ www.cfe.gob.mx.

⁴ Informe anual del IIE, 2004.

⁵ 2005 Scoreboard. The top 750 UK R&D Scoreboard and the Top 1000 global R&D Scoreboard. www.innovation.gov.uk/rd_scoreboard/search.asp.

de ingeniería de detalle, con el fin de asegurar los ingresos requeridos para cubrir sus metas económicas, distorsionando el quehacer manifiesto en los decretos de creación. De acuerdo con la directriz establecida estas entidades deben ser autosuficientes, es decir, tienen que sobrevivir en función de contratos otorgados por las empresas de la industria energética. En estas condiciones, pocos son los contratos recibidos que se orienten a la innovación con el fin de incrementar el nivel tecnológico de la industria, y la mayoría se concreta en estudios o servicios especializados, útiles a la industria, pero que poco o nada contienen de desarrollo.

Cómo debe ser una Institución de I&DT?

Antes que nada, hay que recordar que por su naturaleza una entidad dedicada a la I&DT tiene como principal sustento de éxito la creatividad y el entusiasmo de su personal de investigación. Éstos son requisitos indispensables, aunque no suficientes, si la institución desea cumplir sus objetivos. Una gran parte de las tareas a realizar están orientadas a generar innovación, ya sea incremental o radical, y estas premisas de trabajo son básicas con el fin de crear el entorno adecuado para que ocurra. A continuación se comentan brevemente los elementos importantes para la operación de este tipo de entidades.

Una planeación estratégica es de gran importancia para la institución. Es absolutamente necesario conocer en forma verídica cuáles debilidades las aquejan y cuáles amenazas se le presentan en el horizonte para que a través de los objetivos y metas que se fijen, aquéllas se conviertan a lo largo del tiempo en fuerzas y oportunidades respectivamente.

En cuanto a los recursos humanos profesionales, es importante que prevalezca un balance adecuado entre personal con posgrado y los que sólo tienen licenciatura. Un buen ejemplo comparable en su naturaleza a las entidades de I&DT del sector podría ser el National Institute for Standards and Technology (NIST) de EUA, en el cual 50% son doctores, 23% maestros en ciencias y 22% licenciados (5% sin grado); su relación de personal profesional a técnico es de 54%, ya que tienen un apreciable número de laboratorios. Comparativamente la relación porcentual (doctores/maestros/licenciados) del personal dedicado a la I&DT y servicios tecnológicos especializados en el Instituto Mexicano del Petróleo (descartando servicios de capacitación e ingeniería) es de 31%/20%/49%,⁶ en el Instituto de Investigaciones Eléctricas de 16%/37%/46%,⁷ y en el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares de 24%/29%/47%.⁸ Claro que esta relación depende mucho de la naturaleza del sector, pero en general se observa baja la relación de doctores en los institutos del país.

Un punto importante en cuanto a los recursos humanos se refiere a asegurar que las recompensas otorgadas al personal (por ejemplo, bonos de desempeño) sean evaluadas en base en criterios alineados con los objetivos de la institución. No es válido que prevalezca sólo el criterio del monto

⁶ Comunicación personal.

⁷ Comunicación personal.

⁸ Comunicación personal.

de ventas (ingreso por contratos externos) si el objetivo es realizar investigación aplicada. Debe haber otros criterios que apoyen esta actividad de investigación y desarrollo. No es lo usual que ésta se realice únicamente a través de contratos otorgados por las áreas operativas de las empresas, las cuales están orientadas a estudios o servicios de interés en el corto plazo. Lo común es que se realice a través de convenios (*grants*) con las áreas internas de la empresa (por ejemplo, área de planeación o con el corporativo) o con entidades externas (generalmente dependencias gubernamentales) que se preocupan del mediano y largo plazos. Cabe aclarar que los contratos o los convenios entre las partes deben ser estrechamente supervisados; en ninguna instancia se han de considerar donaciones a fondo perdido que no requieren supervisión.

Al igual que el NIST, es factible tener personal de investigación complementario (visitante) –proveniente de la industria o de la academia– al personal de planta (en 1999 el NIST tenía 1 800 personas en esta categoría y sólo 1 520 de planta) que apoye la realización de los proyectos. Esto es muy útil para asegurar una alineación adecuada entre los institutos y sus clientes.

Otro punto importante en el rubro de recursos humanos es el de asegurar recursos económicos así como destinar una parte del tiempo para que los investigadores se mantengan al día en su especialidad. De lo contrario, el personal y por lo tanto la institución tenderán a la obsolescencia, lo cual es fatal para este tipo de instituciones. Al final, lo que más cuenta en el éxito de un instituto de investigación básica o aplicada, son los recursos humanos; sin su creatividad y entusiasmo por el quehacer correspondiente, lo que implica un buen ambiente de trabajo y una sólida preparación, pocos frutos se alcanzarán. Como filosofía general, conviene sugerir que exista gran flexibilidad en los aspectos científicos y técnicos, y un gran esfuerzo de seguimiento en los aspectos administrativos.

Un asunto siempre discutible estriba en definir cuál es la mejor composición en el esfuerzo de la institución: es decir, qué porcentaje del esfuerzo se debe destinar a las actividades de investigación, a las actividades de desarrollo y a las actividades de servicios técnicos especializados. Esto depende mucho de la naturaleza del sector correspondiente. En el caso del sector energético, una proporción de 15-20% en investigación 30-35% en desarrollo y, o transferencia tecnológica, y 45-55% en servicios técnicos especializados parece ser razonable, considerando el entorno en el que se desempeñan los tres institutos del sector energético.

Existen otros parámetros de interés a la gestión de las entidades como la calidad necesaria para asegurar la satisfacción de los clientes, los sistemas de información, los sistemas de evaluación, el liderazgo de los cuadros superiores, etc., pero los mencionados anteriormente son los más importantes.

Tecnologías energéticas para el siglo xxi

Como ya se mencionó, la innovación tecnológica es uno de los principales motores del sector energético. Un buen ejemplo del pasado reciente es el éxito de las unidades termoeléctricas de ciclo combinado, con base en turbinas de gas y de vapor en forma conjunta. Si bien esta tecnología fue introducida al

mercado a principios de la década de los setenta (México fue uno de los primeros usuarios con unidades en las centrales de Dos Bocas, Veracruz, y Gómez Palacio, Durango), nadie a fines de esa década, se atrevió a predecir el éxito que esta tecnología tendría al final del siglo xx. El gran éxito de los desarrollos científicos en el área de la física de estado sólido generó desarrollos tecnológicos de materiales de gran resistencia a altas temperaturas, lo que permitió operar las turbinas de gas a mayor temperatura con el correspondiente incremento en eficiencia. El resultado es que hoy en día tenemos unidades comerciales que logran alcanzar eficiencia por arriba de 55%, frente a 35-40% de las unidades termoeléctricas convencionales. Lo que se ilustra con este ejemplo es que resulta difícil predecir por dónde saltará la liebre, pero bajo ciertos razonamientos, la apuesta puede tener una alta probabilidad de éxito.

La Sener publicó el documento "Prospectiva tecnológica del sector energía para el siglo xxi; visión al 2003",⁹ en el que advierte que sólo es posible describir la situación como se observaba en ese momento.

Para un país con un gran recurso energético de origen fósil, el proceso de gasificación del energético primario para producir un gas sintético rico en hidrógeno es muy prometedor. Considerando que es altamente probable que en un futuro cercano se presenten en el mundo serias restricciones a la emisión de gases invernadero, en este caso el bióxido de carbono, este proceso es el que al parecer en el presente permite su remoción al menor costo, quedando por resolver su secuestro definitivo. Si se toma en cuenta la magnitud tan grande de las reservas probadas actuales de energéticos primarios de origen fósil (carbón, petróleo, gas natural, esquistos y arenas bituminosas), equivalentes a 100 veces el consumo anual de energía total actual del mundo,¹⁰ es de esperarse que la problemática técnico-económica se resuelva en pocos años para hacer el proceso comercialmente viable. El gas sintético producido, con el bióxido de carbono removido, corresponde casi en su totalidad a hidrógeno, el cual se considera un energético secundario muy deseable. Por ello, es opinión generalizada en 2006 que esta nueva tecnología será de las más importantes para el sector energético en el futuro.

En México, tanto el IIE como el IMP han iniciado actividades encauzadas a afrontar las problemáticas relacionadas con el desarrollo de esta tecnología, más con el fin de tener los conocimientos apropiados para apoyar a sus respectivas empresas estatales cuando decidan licitar este tipo de instalaciones y operarlas posteriormente, que para desarrollar una línea comercial del equipamiento correspondiente.

Otras tecnologías relacionadas con la oferta de energéticos primarios que son de interés para México y que pueden tener un impacto importante son la energía nuclear, la energía eólica, la energía solar, la geotermia y la biomasa. Estos energéticos primarios han generado interés porque son del tipo que no emite (o muy poco) gases invernadero; como se incrementa la preocupación del cambio climático, esta característica tendrá una gran importancia.

⁹ "Prospectiva tecnológica del sector energía para el siglo xxi: Visión al 2003", Secretaría de Energía y Universidad Autónoma Metropolitana, 2004.

¹⁰ *British Petroleum Statistical Review of World Energy*, junio de 2005.

En el presente las reservas mexicanas de material fisionable son muy pequeñas y económicamente dudosas para ser explotables. Pero en el país no se han explorado los recursos uraníferos y existen opiniones de expertos respecto a que es probable que se tengan en cantidades razonablemente importantes. Aunque de no tenerlos su importancia resulta escasa, ya que el costo del combustible impacta en un porcentaje marginal sobre el costo del kWh nuclear generado con esta tecnología, y en el mundo global existen varios proveedores del combustible. Existen actividades de I&DT de naturaleza incremental para reducir los costos, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, así como para mejorar los sistemas de almacenamiento de desechos y de gestión del material fisionable con el fin de reducir la problemática de la proliferación. Cabe aclarar que tanto el ININ como el IIE tienen grupos abocados al estudio de ciertos aspectos de estas problemáticas, los cuales apoyan a la CFE en la operación de la Central de Laguna Verde.

En cuanto a la energía solar,¹¹ la cual es abundante en nuestro país (5% de la superficie con 1.6 kJ/cm²-día promedio, 57% de la superficie entre 1.6 – 2.0 kJ/cm²-día promedio, y 38% de la superficie con más de 2.0 kJ/cm²-día promedio), algunas de sus aplicaciones térmicas son ya comerciales: calentadores solares de agua (en 2003, se vendieron aproximadamente 75 000 m² con una planta de fabricación compuesta por aproximadamente unas 50 empresas) y producción de sal (aproximadamente siete millones de toneladas al año por la empresa Exportadora de Sal). Existen varias áreas de interés para la I&DT, entre las principales se encuentran:

- a. producción de calor útil para fines industriales,
- b. generación termoeléctrica principalmente a través de las tecnologías de receptor central y canales parabólicos, y
- c. generación eléctrica a través de celdas fotovoltaicas.

Los principales grupos activos (existen otros más pequeños) en estas áreas son; el IIE (c y d), CIE-UNAM (a, b y d), la UAM-Ixtapalapa (a y b), el II-UNAM (a y b). En algunos casos, la orientación es hacia el desarrollo de productos y en otros hacia la aplicación de los sistemas.

La utilización de los fluidos geotérmicos para generación eléctrica data en nuestro país de la década de los setenta y continúa a un ritmo lento; con todo y esto, México ocupa el tercer lugar en el mundo en generación geotermoeléctrica.¹² El IIE ha realizado numerosos estudios en apoyo a la CFE sobre la gama total de actividades relacionadas: exploración, explotación y transformación a electricidad. El fluido geotérmico apropiado para esta aplicación es el de alta temperatura (>250°C), pero existe un gran potencial en yacimientos geotérmicos de baja temperatura (<200°C) que si bien no son económicos para generación eléctrica sí pueden ser utilizados en industrias de proceso como la textil, la procesadora de alimento, etc. El potencial estimado de este tipo de recursos geotérmicos

¹¹ P. Mulás, *Una visión al 2030 de la utilización de las energías renovables en México*, Secretaría de Energía y Banco Mundial, noviembre de 2005 [en prensa].

¹² *Idem*.

es equivalente a más de 50 000 millones de barriles de petróleo. Se requiere realizar proyectos de demostración para darle viabilidad a la utilización de este extenso recurso.

En cuanto a la biomasa,¹³ existen tres tipos que pueden ser útiles: recursos forestales, biomasa para biocombustibles y residuos agrícolas, industriales y urbanos. El recurso se estima equivalente a un orden de magnitud de 25% de los recursos energéticos primarios producidos en el país en 2004.

Para transformar la materia prima a un energético secundario útil se utilizan distintos procesos. Probablemente los más importantes son la combustión directa, la gasificación de la biomasa, la producción de etanol y biodiésel a partir de diferentes productos agrícolas (caña de azúcar, maíz, aceite de granos, etc.) y la digestión anaeróbica de la basura en rellenos sanitarios. Los procesos involucrados se conocen bastante bien. La investigación requerida es principalmente de tipo incremental para reducir costos y mejorar eficiencias. Diversas instituciones laboran en estas cuestiones entre ellas UNAM, el IIE, el IMP.

En cuanto al sector de los hidrocarburos, no se esperan desarrollos de tipo innovativo radical; lo que se observa es que hay dos áreas de gran importancia para el país, además del proceso de gasificación ya mencionado. El primero se relaciona con la tecnología necesaria para la exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas, que implica principalmente un proceso de transferencia tecnológica. El segundo es el desarrollo de tecnología adecuada para la producción de petróleo en el yacimiento de Chincontepéc, el cual se estima que tiene un potencial para generar reservas probadas del orden de 20 mil millones de barriles, pero naturaleza de baja permeabilidad y otras características hacen extremadamente difícil la producción a costos razonables; es en estos casos en los cuales la I&DT es la clave del éxito.

Finalmente, considerando la riqueza del país en energéticos de origen fósil y las altamente probables restricciones en un futuro no muy lejano a la emisión de bióxido de carbono a la atmósfera, el tema de captura y secuestro de esta sustancia se torna de gran importancia.

A la fecha, el autor de este documento no tiene información de que existan ya proyectos concretos para estudiar a nivel práctico los procesos de interés. Cabe aclarar que los procesos son en general bien conocidos pero con poco conocimiento de su comportamiento en las condiciones específicas en las que se aplicarán para los sistemas de interés. Tanto el IMP como el IIE han desarrollado propuestas específicas que al parecer no se han convertido en proyectos.

Reflexiones finales

Con el fin de llevar a cabo un programa exitoso de I&DT se requiere que, además de que existan las condiciones para que afloren la creatividad y el entusiasmo, se tomen en consideración otras condiciones más pragmáticas como la forma de evaluar la gestión de las entidades (no sólo por la

¹³ Véase P. Mulás, *op. cit.*

relación ingreso/egreso) y buscar la forma de que se financien adecuadamente los proyectos de I&DT. En todos los países, este tipo de proyectos reciben apoyo económico proveniente de los gobiernos nacionales, es decir, de recursos fiscales. En nuestro país, la política de las dos últimas décadas ha sido que las entidades busquen la autosuficiencia económica para que se eliminen los apoyos gubernamentales. No es que los subsidios o estímulos fiscales se den en forma indiscriminada; éstos deben darse amarrados a resultados específicos relacionados con I&DT de mediano y largo plazos. En la mayoría de los países de la OCDE, es el gobierno central el que acepta el riesgo involucrado en este tipo de proyectos, ya que no hay una certidumbre de 100% de éxito.

Para hacer un análisis justo, se debe considerar también el hecho de que México es por mucho uno de los países con la menor recaudación fiscal en términos porcentuales del PIB, y si se toman en cuenta las grandes carencias de naturaleza social como el porcentaje de habitantes catalogados en estado de pobreza, las decisiones sobre otorgarle prioridad al egreso de los recursos fiscales se vuelve un asunto complejo para los tomadores de decisiones. Pero es claro, considerando las experiencias en el ámbito internacional, que de no reforzar las actividades de I&DT, emulando a los países industrializados o emergentes exitosos, nuestro país se rezagará en la competencia internacional.

Agradecimientos

Se agradece el apoyo recibido del personal de la Gerencia de Sistemas de Información del IIE.



Lecciones sobre cambio tecnológico e institucional en la investigación y desarrollo del petróleo en México*

*Guillermo Guajardo S.***

En el presente trabajo se analiza la trayectoria de investigación y desarrollo (I&D) llevada a cabo por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para Petróleos Mexicanos (Pemex) desde su creación en 1965 hasta fines de la década de los noventa, periodo en el que se logró un sólido acervo de innovaciones, adaptaciones, desarrollos y servicios y se amplió la frontera de explotación.

No obstante, la organización, decisiones y desempeño del IMP han dependido estrechamente de la operación, organización y decisiones ejecutivas de Pemex, lo que se ha traducido en la falta de autonomía como centro de investigación, en asumir un creciente número de tareas y concentrar la I&D nacional del sector.

Si bien su estructura y tareas cumplieron una labor clave, para el futuro se plantean varias recomendaciones que, en términos generales, podrían resumirse en los siguientes puntos: 1) la necesidad de crear una nueva generación de centros de I&D que por una parte no refleje la estructura organizacional ni de decisiones internas de Pemex ni la concentración del IMP; 2) flexibilidad, autonomía y eficiencia para lograr soluciones especializadas en segmentos y áreas de la industria petrolera; 3) libertad para establecer alianzas estratégicas con universidades y, o firmas nacionales e internacionales; 4) necesidad de una estrategia de desarrollo de la I&D en las regiones en donde se lleva a cabo la actividad petrolera, extractiva y de transformación como la costa del Golfo y sureste de México, para romper el esquema centrado en la ciudad de México; 5) establecer una "cláusula mexicana de I&D" para la reforma del sector petrolero que permita dirigir recursos abundantes, pero en agotamiento, hacia una estrategia de desarrollo nacional.

* Se exponen algunas ideas y resultados del proyecto "Tecnología, innovación y política en América Latina" para el cual se hizo una investigación entre agosto de 2003 y agosto de 2004 en el Instituto Mexicano del Petróleo, en donde recibí el apoyo de los doctores Gustavo Chapela, director general del Instituto, y Enrique Ezeta Gómez-Portugal, secretario técnico del mismo, para revisar la información del Instituto.

** Investigador de tiempo completo en el Programa de Investigación Ciencia y Tecnología del Centro de Investigación Interdisciplinario en Ciencias y Humanidades, UNAM y miembro del Sistema Nacional de Investigadores, torre II de Humanidades, 6o piso, oficina 611, Ciudad Universitaria, C.P. 04510, D.F., México, teléfono (52) 55623-0431, correo electrónico: guillermo.guajardo@servidor.unam.mx.

El trabajo contiene 11 apartados que van desde el análisis de la memoria organizacional del IMP, las etapas de auge, maduración, bloqueos y problemas en el largo plazo, hasta las conclusiones y recomendaciones.

Recursos, investigación y Estado

A diferencia de las relaciones sostenidas en Estados Unidos, Europa y Japón entre ciencia e industria desde fines del siglo xix para el crecimiento económico y la innovación, durante el siglo xx en México y América Latina no se incentivó una buena relación entre actividad científica, tecnológica y productiva. Después de la segunda Guerra Mundial la región latinoamericana tuvo cambios estructurales profundos con flujos de capital subsidiado y asistencia técnica, en un ambiente internacional que daba márgenes de autonomía para aplicar políticas de industrialización, urbanización, cambio demográfico y social, y en donde Estado, capital privado y empresas transnacionales dirigían el proceso.¹ Para ello desde la década de los años treinta los gobiernos latinoamericanos nacionalizaron y estatizaron recursos, pero asumieron tardíamente el manejo de tecnologías y conocimientos.²

En particular, México desde la década de los cincuenta empezó a crear centros de investigación ligados a las empresas estatales cuyo auge se daría en las décadas de los setenta y los ochenta.³ Sin embargo, a pesar de dicho esfuerzo el sistema científico y tecnológico mexicano sigue siendo pequeño para el desafío nacional y global, con innovaciones discontinuas, débiles relaciones entre universidades, industria y gobierno, sujeto a la inestabilidad de decisiones y recursos gubernamentales.⁴ Dichos fenómenos generalmente se analizan mediante enfoques de equilibrio, optimización o teorías dualistas que explican subdesarrollo y dependencia económica empleando analogías espaciales de centro y de periferia.⁵ Pero desarrollo, cambio e innovación son más complejos que un esquema de centro y periferia,

¹ D. Mowery y N. Rosenberg, *Technology and the Pursuit of Economic Growth*, Cambridge, Cambridge University Press, 1991. T.F. Glick "Science and Society in Twentieth-Century Latin America", en Bethell, *The Cambridge History of Latin America*, vol. vi, Part 1, Cambridge University Press, Cambridge, 1994, p. 463; Irma Adelman y E. Yeldan, "Is This the End of Economic Development?", *Structural Change and Economic Dynamics*, 11, 2000, pp. 95-97; R. A. Fredland, "Technology Transfer to the Public Sector in Developing Status: Three Phases", *Journal of Technology Transfer*, 25, 2000, pp. 266-267.

² G. Guajardo, "La brecha con el mundo desarrollado: alternativas, ortodoxias y subversiones en América Latina", en J. Saxe-Fernández, (coord.), *Tercera vía y neoliberalismo. Un análisis crítico*, México, Siglo xxi Editores-CEIICH, 2004, pp. 233-259.

³ C. Escobar y R. Cassaigne, "El papel de las entidades gubernamentales y la industria paraestatal en el desarrollo tecnológico de México", en P. Mulás del Pozo, (coord.), *Aspectos tecnológicos de la modernización industrial de México*, México, Academia de la Investigación Científica, Academia Nacional de Ingeniería, Fondo de Cultura Económica, 1995, p. 215.

⁴ R. Casas, R. de Gortari y M. J. Santos, "The Building of Knowledge Spaces in Mexico: A Regional Approach to Networking", *Research Policy*, 29, 2000, pp. 225-241; E. Rogers, S. Takegami y J. Yin, "Lessons Learned about Technology Transfer", *Technovation*, 21, 2001, pp. 253-261, N. Vonortas, "Building Competitive Firms: Technology Policy Initiatives in Latin America", *Technology in Society*, 24, 2002, pp. 433-459; OECD/CERI, "National Review on Educational R&D", *Examiners' Report on Mexico*, ca. 2004.

⁵ R. Prebisch, *Capitalismo periférico. Crisis y transformación*, México, Fondo de Cultura Económica, 1987; C. Kay, *Latin American Theories of Development and Underdevelopment*, Routledge, Londres, 1989; O. Popescu, *Studies in the History of Latin American Economic Thought*, Londres, Routledge, 1997; F. S. Weaver, *Latin America in the World Economy: Mercantile Colonialism to Global Capitalism*, 2000, Westview Press, Boulder, J. Love, "Structuralism and Dependency in Peripheral Europe: Latin American Ideas in Spain and Portugal", *Latin American Research Review*, 39, 2004, pp. 114-140.

porque comprenden no sólo aspectos técnicos sino de mercado, cuestión que ya consideraron los economistas clásicos para quienes la riqueza podía ser creada más que adquirida a través de un sistema de actividades muy complejas, empleando estructuras de mercado y conocimientos humanos crecientes.⁶ También, que toda economía y sociedad para desarrollarse debe vincularse dinámicamente con el sistema internacional porque desarrollar países es una práctica internacional que consiste en movilizar y localizar recursos, copiar prácticas exitosas, diseñar instituciones y dirigir las en una dirección específica.⁷

La memoria organizacional para asumir la visión

En ese sentido el análisis de ciertas trayectorias institucionales proporciona herramientas para establecer escenarios posibles y deseables a futuro, ya que las estrategias de desarrollo se basan en el diseño de instituciones que han hecho realidad decisiones estructurales. Al respecto debe considerarse que una estrategia de desarrollo se sustenta en la capacidad de decisión y no sólo en los prerrequisitos económicos, aspecto planteado medio siglo atrás por Albert O. Hirschman, en el sentido de que en América Latina la capacidad de decisión es un recurso escaso que condiciona todas las otras carencias y dificultades de los países, porque los hacedores de política han seguido el patrón histórico de enfrentar un amplio abanico de reformas con tareas de creciente dificultad, pero sin solucionar en una primera etapa las cuestiones más sencillas antes de pasar a las más difíciles, debido a que desconocen las experiencias del pasado por creer que todo lo hecho anteriormente ha sido un fracaso.⁸

Pero las decisiones se llevan a cabo mediante estructuras burocráticas y procedimientos de operación por lo que la memoria organizacional permite disminuir la incertidumbre de decisiones y de acciones futuras. A su vez el empleo de analogías históricas ayuda a la prospectiva (*forecasting*) para identificar y describir impactos, alentar oportunidades, establecer mapas de rutas y de manejo de crisis, definir tendencias, extrapolar, seleccionar futuros previsibles y acciones para maximizar opciones deseables. Todo esto resulta fundamental en sectores claves como agua y energía para los próximos 30 a 50 años, en donde es necesaria una prospectiva "visionaria" para crear nuevas opciones, capacidades, calificaciones, conocimientos y recursos.⁹

⁶ S. Metcalfe, *Evolutionary Economics and Creative Destruction*, Londres, Routledge, 1998, p. 11; N. Rosenberg, *Schumpeter and the Endogeneity of Technology. Some American Perspectives*, Londres, Routledge, 2000, pp. 7, 9; N.B. Niman, "Competition and Economic Progress", *Journal of Bioeconomics*, 2, 2000, p. 222. R. R. Nelson, "The Problem of Market Bias in Modern Capitalist Economies", *Industrial and Corporate Change*, 11, 2002, p. 239.

⁷ Charles Gore, "The Rise and Fall of the Washington Consensus as a Paradigm for Developing Countries", *World Development*, 28, 2000, p. 789.

⁸ Joseph Stiglitz, "El rumbo de las reformas. Hacia una nueva agenda para América Latina", *Revista de la CEPAL*, 80, 2003, pp. 7-40; A. O. Hirschman, *The Strategy of Economic Development*, New Haven, Yale University Press, 1958, pp. 26-27; A. O. Hirschman, "El paso del autoritarismo en América Latina y la búsqueda de sus determinantes económicos", en D. Collier, (comp.), *El nuevo autoritarismo en América Latina*, México, Fondo de Cultura Económica, 1985, pp. 88-89; A. O. Hirschman, "Entrevista a Albert O. Hirschman sobre su vida y obra", *Desarrollo Económico*, 140, 1996, p. 656.

⁹ J. Kaivo-oja, T. Katko y O. Sépala, "Seeking Convergence between History and Futures Research", *Futures*, 36, 2004, pp. 529-532, 534, 538. Technology Futures Analysis Methods Working Group, "Technology Futures Analysis: Toward Integration of the Field and New Methods", *Technological Forecasting & Social Change*, 71, 2004, pp. 288-290.

Una pieza de memoria organizacional: el Instituto Mexicano del Petróleo

Una memoria organizacional clave para entender las transformaciones ocurridas en las últimas cuatro décadas que deja varias lecciones para el futuro, es la trayectoria del IMP, institución creada en 1965 para expandir y profundizar la actividad petrolera del país. Su objetivo fue buscar un margen de autonomía para el manejo del recurso, tecnología, intensificar la exploración petrolera, perforar a mayores profundidades y satisfacer el incremento de la demanda interna mediante un programa científico y de ingeniería que hasta ese momento era proporcionado a Pemex por firmas internacionales. Al hacer posible el auge de la producción petrolera en las décadas de los setenta y ochenta, el instituto se constituyó en uno de los centros de investigación más importantes de México y del tercer mundo por su alto nivel de patentes, invenciones y exportación de tecnología.¹⁰ Y para la década de los noventa había llegado a cubrir casi todos los aspectos de la industria, con más de 40 procesos de transformación industrial, algunos exportados, y con el índice de patentes por institución más alto del país: en 1993 tenía 389 patentes vigentes y 64 patentes en el extranjero, en su mayoría de procesos de refinación y químicos (30%) aditivos y productos químicos (25%), catálisis y manufacturas (14%).¹¹

Cuando se creó, la economía mexicana presentaba problemas de agotamiento del patrón de desarrollo seguido desde la década de los cuarenta, que había incrementando la dependencia de la importación de bienes de capital sin aumentar en forma paralela las exportaciones industriales. En tanto que en el ámbito petrolero los nuevos yacimientos exigían mayores capacidades por encontrarse a mayores profundidades y localizarse en el mar. Todo ello trataría de solucionarse con medidas de intervención, planificación y potenciando la aplicabilidad de la ciencia y la tecnología. Sobre esto último debe destacarse que en 1967 se llevó a cabo la reunión de presidentes latinoamericanos en Punta del Este, Uruguay, en donde se hizo un diagnóstico sobre el atraso científico y tecnológico de la región que en México impulsó la "Primera reunión sobre ciencia y tecnología en el desarrollo nacional", en Oaxtepec, Morelos, dándose los pasos para crear en 1970 el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt).¹²

¹⁰ M. Wionczek, G. M. Bueno y J. E. Navarrete, *La transferencia internacional de tecnología. El caso de México*, México, Fondo de Cultura Económica, 1988; R. de Gortari Rabiela, "El IMP, Pemex y las reservas en la definición de la política petrolera, 1976-1981", *Revista Mexicana de Sociología*, 57, 1995, pp. 57-69; Y. Pogorelov, "El Instituto Mexicano del Petróleo: puesto avanzado del pensamiento científico", *América Latina (USSR)*, 4, 1986, pp. 32-37; D. James, "Mexico's Recent Science and Technology Planning: An Outsider Economist's Critique", *Journal of Interamerican Studies and World Affairs*, 22, 1980, pp. 163-193; Petróleos Mexicanos, *La investigación en el Instituto Mexicano del Petróleo*, Petróleos Mexicanos, México, 2000. Instituto Mexicano del Petróleo, *Desarrollo de sistemas electrónicos en el Instituto Mexicano del Petróleo para apoyo a Petróleos Mexicanos*, México, IMP, 1984; Instituto Mexicano del Petróleo, *IMP su brazo tecnológico*, Instituto Mexicano del Petróleo, México; *Memoria simposio de sistemas de información*, México, Instituto Mexicano del Petróleo, 1990; *VII Seminario IIE-IMP-ININ sobre especialidades tecnológicas*, [México, 7 de septiembre de 1994], México, IMP, 1994.

¹¹ Escobar y Cassaigne, "El papel", pp. 215, 233; Wionczek, Bueno y Navarrete, *La transferencia*, p. 148; "Avances y perspectivas del Instituto Mexicano del Petróleo, a un cuarto de siglo de su creación", *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo*, xxii, 1990, p. 3.

¹² Instituto Nacional de la Investigación Científica, *Política nacional y programas en ciencia y tecnología*, México, Talleres Gráficos de la Nación, 1970, pp. 9-10; Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, *Plan Nacional de Desarrollo Industrial*, México, 1979-82, vol. 1, Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, 1979, pp. 17-21. Wionczek, Bueno y Navarrete, *La transferencia*, pp. 41-43, 157.

En el caso que nos ocupa, fue el entonces director general de Pemex, Jesús Reyes Heróles, quien propuso al presidente Gustavo Díaz Ordaz (1964-1970) crear un organismo para solucionar problemas técnicos y humanos del petróleo. El 23 de agosto de 1965 el presidente Díaz Ordaz expidió el decreto para fundar al IMP como un organismo descentralizado, de interés público con carácter preponderantemente técnico para ampliar la base de explotación y perforación de exploración descuidada en el sexenio anterior.¹³ La idea central era lograr independencia tecnológica en la exploración, explotación e ingeniería de proyectos, adquirir flexibilidad en la planeación de la producción, orientar sus desarrollos tecnológicos para enfrentar el incremento de la demanda interna, la exploración costa afuera así como emprender un programa de recuperación y reparación de pozos,¹⁴ que se llevaría a cabo mediante: a) la investigación básica y aplicada; b) el desarrollo de disciplinas de investigación básica y aplicada; c) la formación de investigadores; d) la difusión de los desarrollos científicos y su aplicación en la técnica petrolera, y e) la capacitación de personal obrero para desempeñar labores en el nivel subprofesional en las industrias petrolera y petroquímica.¹⁵ Todo, sin perseguir fines de lucro tal como lo expuso Reyes Heróles en 1968 ante el Consejo Directivo: “dada la naturaleza del IMP, como Institución no lucrativa que cuenta con el respaldo de Pemex, la prueba contable de liquidez, que resultó en este ejercicio [1968] menos favorable que en el anterior, en realidad no tenía importancia”.¹⁶

La inauguración de las instalaciones se realizó el 18 de marzo de 1966, para lo cual Pemex le transfirió trabajos como los de geología a la vez que se solicitaron soluciones sobre recuperación secundaria a fin de cubrir el incremento de la demanda interna, estudios para valorizar los crudos y lograr mayores rendimientos, entre otros. En sustitución de importaciones debía desarrollar catalizadores para refinación y petroquímica, así como llevar a cabo el estudio de ciertos materiales como sustancias para lodos, metales y otros, estableciendo un sistema completo de control de calidad y eslabonamientos productivos con la industria de bienes de capital, buscando la máxima incorporación en las plantas industriales de materiales, equipos e instrumentos producidos o susceptibles de fabricarse en México.¹⁷ También asumió tareas que las firmas de ingeniería de proyecto proporcionaban

¹³ “Estructura organizacional. Historia de las estructuras organizacionales en el IMP (1966-1993)”, Archivo General del IMP, Dirección General, caja 5 bis. La información de archivo que se cita proviene del archivo de concentración del IMP conocido como “Camarones”, bodega cercana a la estación de metro del mismo nombre en la delegación Azcapotzalco, ciudad de México, de donde se colectó información de dos grupos documentales, el llamado “Archivo Histórico” constituido por una sección especial dentro de la bodega y la información de otras secciones que hemos denominado “Archivo General”.

¹⁴ Gortari, “El IMP”, p. 63; “Instituto Mexicano del Petróleo: llena un vacío”, *Petróleo Interamericano*, 23, 1965, pp. 52-53; J. López Ríos, “Experiencias en la adquisición de tecnología extranjera en la subdirección de ingeniería de proyectos de explotación”, en ARPEL, *LXVI reunión a nivel de expertos. Oferta y demanda de tecnología*, [México, D.F., del 5 al 9 de septiembre de 1988], vol. II, México, Pemex-IMP, s.p.; I, Morales, C. Escalante y R. Vargas. La formación de la política petrolera en México, 1970-1986, México, El Colegio de México, 1988, p. 31.

¹⁵ Wionczek, Bueno y Navarrete, *La transferencia*, p. 158; “Estructura organizacional. Historia de las estructuras organizacionales en el IMP (1966-1993)”, Archivo General del IMP, Dirección General, caja 5 bis.

¹⁶ Acta de la VII sesión del H. Consejo Directivo del Instituto Mexicano del Petróleo, 6 de septiembre de 1968, Archivo Histórico del IMP, módulo 1, caja 14.

¹⁷ Memoria de labores de Pemex, 1966, pp. 35-36.

a Pemex, cuyos servicios representaban no menos de 15% del costo total de una planta terminada por lo que no se aceptó que al IMP se le pagara lo mismo que a las firmas extranjeras por servicios similares.¹⁸

Acumulación de habilidades

Aspecto de fondo, fue establecer y sistematizar la información básica sobre la actividad como los costos de explotación. Ya en 1968 la Subdirección de Estudios Económicos y Planificación Industrial del IMP presentó un panorama cuantitativo de los puntos de producción y la estadística del número de pozos perforados de exploración durante el periodo 1938-1967. Colectó estadísticas sobre el consumo de tuberías de revestimiento y producción, barrenas y materiales para lodo por zona y por año, con lo que obtuvo los costos de perforación por pozo. Ello permitió establecer en 1971 los costos de descubrimiento y de extracción del gas natural y aceite crudo que hasta ese entonces se producían en gran proporción en forma conjunta y, por tanto, los costos de Pemex no establecían la distinción entre los gastos de obtención del gas en forma separada. Como solución, el Instituto propuso una metodología para obtener costos más apegados a la realidad, de acuerdo con las características físicas y económicas propias de la industria, planteando la necesaria revisión de los sistemas de costos de los productos primarios y sus derivados a fin de establecer una base más firme en la aplicación de las políticas de precios e inversiones.¹⁹

Para 1970 su consejo directivo consideró que el IMP, a pesar de tener finalidades tan complejas y diversificadas, había logrado resultados satisfactorios en el corto plazo: para Reyes Heróles la clave: “fue que el Instituto contó desde un principio con los fondos necesarios y que aceptó que se acometieran tareas que pudieran tomar plazos más o menos largos para fructificar”.²⁰

Así, la primera maduración del Instituto se dio en 1970 y 1971, cuando Pemex liquidó las primeras regalías por el uso de la tecnología del IMP por la aplicación de sus productos de patente como el proceso para eliminar compuestos organometálicos aplicado en 1970 en la refinería de Azcapotzalco.²¹

Hito importante fue la instalación en 1972 del Centro de Procesamiento Digital de Datos Geofísicos que permitió hacer estudios geológicos, de comportamiento primario de algunos yacimientos de la zona sur, desarrollando modelos matemáticos aplicables a programas de ingeniería petrolera,²² ahorrándose el procesamiento de datos geofísicos obtenidos de puntos de tiro que hasta esas fechas

¹⁸ Instituto Mexicano del Petróleo, *Informe resumido de actividades en el año de 1967*, México, IMP, Depto. de Información y Difusión, 1967, p. 47; Acta de la Novena Sesión del Consejo Directivo del Instituto Mexicano del Petróleo, 23 de septiembre de 1969, Archivo Histórico del IMP, módulo 1, caja 14.

¹⁹ Informe de actividades del IMP 1968, pp. 165, 166; Instituto Mexicano del Petróleo, *Informe resumido de actividades del año 1971*, México, IMP, Depto. de Información y Difusión, 1971, p. 169.

²⁰ Acta de la décima primera sesión del Consejo Directivo del IMP, 14 de septiembre de 1970, Archivo Histórico del IMP, módulo 1, caja 14.

²¹ “Se aplicará industrialmente el primer proceso desarrollado en el IMP”, *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* II, 1970, p. 82.

²² Informe de actividades del IMP, 1971, pp. 4-5; Instituto Mexicano del Petróleo, *Informe resumido de actividades del año 1974*, México, IMP, Depto. de Información y Difusión, 1974, p. 17.

se procesaban en el extranjero y adquirió capacidad para analizar la información que permitiría los grandes descubrimientos de esos años. En 1972 se incrementó a 42 el acervo de patentes en solicitud y otorgadas en propiedad al Instituto, y también se extendieron los servicios tecnológicos del IMP hacia la iniciativa privada, firmándose por primera vez un convenio de licencia para elaborar aceites empleados en la industria hulera mexicana.²³

Diversificación y relaciones

Tempranas actividades y resultados hicieron necesario flexibilizar el esquema con que nació el Instituto. En 1972 se estableció que en los proyectos de investigación tecnológica se incrementara la coordinación entre sus dependencias como parte de la modificación de la estructura general. En 1974 se creó la Subdirección de Promoción Industrial y Asistencia Técnica y el personal aumentó en 15% en 1974, con 2 250 empleados siendo 17% profesionales con grados de doctorado, maestría y licenciatura.²⁴

Para 1973, gracias al trabajo del IMP, Pemex integró la producción nacional de fibras poliéster e incrementó las escalas y complejidad de las plantas, como la refinería de Salamanca, Guanajuato, que duplicó la capacidad de proceso de crudo, siendo así la mayor de la paraestatal y una de las más grandes del mundo construida con ingeniería desarrollada por la Gerencia de Refinación de Pemex y el IMP; con ello incrementó en 20% la capacidad de proceso de crudos del país.²⁵ De 1977 a 1981 con el incremento de la exploración y explotación en el mar, el IMP enriqueció su acervo, logrando que México alcanzara los primeros lugares en el mundo tanto en reservas como en producción, dominando la secuencia de desarrollo tecnológico desde el estudio básico, la experimentación en escala de vidrio, en planta piloto, hasta la elaboración de ingeniería de proceso y el proyecto constructivo final.²⁶

Al respecto, Pemex en su presupuesto destinado a obras nuevas invertía 4% en ingeniería, 57% en compra de bienes de capital, 34% en la construcción y 5% en gastos de administración. Contrataba la ingeniería básica o ingeniería de proceso, siendo el IMP la única organización en México dedicada a la elaboración de procesos, aunque debía importar un porcentaje alto. Para contratar la ingeniería de proceso de dominio público Pemex desarrollaba en ciertos casos esa ingeniería o con el contratista asignado. Para la segunda mitad de la década de los setenta 90% de la ingeniería de detalle se desarrollaba en México y sólo se importaba 10%, y se contrataba por asignación directa con el IMP o firmas de ingeniería nacionales, gracias a que tanto el Instituto como Pemex habían creado un sector de contratistas de construcción para las necesidades petroleras.²⁷

²³ Instituto Mexicano del Petróleo, *Informe resumido de actividades del año 1972*, México, IMP, Depto. de Información y Difusión, 1972, pp. 3, 5.

²⁴ Informe de actividades del IMP, 1974, pp. 3, 4.

²⁵ Informe de actividades del IMP, 1972, pp. 5, 143; Memoria de labores de Pemex, 1973, pp. 16, 19.

²⁶ Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C., Delegación México, *La participación del Instituto Mexicano del Petróleo en el desarrollo de la industria petrolera nacional*, México, 1985, p. 12. Acta sesión XVII del Consejo Directivo del IMP, 20 de julio de 1973, Archivo Histórico del IMP, módulo 1, caja 14.

²⁷ J. Hernández, "La experiencia de Petróleos Mexicanos en la adquisición de bienes de capital", en *Memoria del seminario de alto nivel sobre la industria de bienes de capital celebrado en el Centro Interamericano de Estudios de Seguridad Social de la Ciudad de México*, 24, 25 y 26 de

Con el inicio de la explotación en gran escala de la Sonda de Campeche se instaló el Laboratorio de Geofísica para evaluar el potencial petrolífero de las nuevas cuencas, desarrollándose a la vez modelos, servicios y productos para la sonda. La preocupación por el medio ambiente llegó repentinamente con el accidente del pozo Ixtoc-1 en la Sonda de Campeche, que demandó estudios sobre química oceanográfica para establecer el impacto ambiental y preparar un dispersante no tóxico para el crudo derramado en el mar.²⁸

Pero no todas esas capacidades implicaban una red de relaciones óptimas con otras instituciones, porque otros organismos carecían de capacidades o criterios para asumir las escalas de operación de la industria petrolera, lo que se reflejó en las relaciones con las universidades y centros académicos. Ejemplo de esto fue la frustración en 1978 de un convenio entre el IMP y el Centro de Investigación y de Estudios Avanzados (Cinvestav), pues la propuesta del IMP rebasó la capacidad del Departamento de Biotecnología y Bioingeniería toda vez que los criterios para medir el rendimiento material y económico del proyecto eran incompatibles, porque si bien se ajustaban a los parámetros de la industria petrolera las instituciones académicas no los compartían. Para el director del Departamento del Cinvestav el planteamiento económico del IMP era inadecuado, “ya que tenemos nosotros la idea de que el trabajo técnico científico no debe evaluarse en base a horas hombre”.²⁹

Cambios en la relación con Pemex: restricción de recursos y bloqueo burocrático

Desde la década de los ochenta si bien la exploración tomó un gran desarrollo, las restricciones impuestas al presupuesto público por la crisis de 1982 y el cambio en las políticas económicas desde 1985, alteraron la relación entre el IMP y Pemex. Cambio significativo fue la facturación de sus actividades como servicios a la paraestatal. En 1984 el director del IMP, el ingeniero García Luna, aclaró que por disposiciones de Mario Ramón Beteta, director general de Pemex, muchos de los proyectos relacionados con investigación básica serían financiados como si fueran un servicio.³⁰ Desde 1986 en lugar de pagar una cantidad fija mensual al Instituto se estableció un sistema de pago con base en facturas aprobadas por las áreas y de conformidad con el área de Pemex que recibía el servicio. El director de este organismo afirmó que exigía al IMP que “primero rindiera sus servicios para después pagárselos y que no se admitía anticipos *a priori*; por lo que él consideraba, que este sistema es bueno para las finanzas del IMP y de Pemex, ya que es la introducción a un sistema ordenado”.³¹ Así, llegaba a su fin la

junio de 1977 con el patrocinio de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, la de Programación y Presupuesto Nacional y Nacional Financiera, mimeo, documento en la Biblioteca Centro de Información Petrolera del IMP, 1977, pp. 149-152.

²⁸ Informe de actividades del IMP, 1979, sección I, pp. 3-4.

²⁹ C. Casas Campillo, jefe del Departamento de Biotecnología y Bioingeniería del Cinvestav del Instituto Politécnico Nacional al Ing. Joaquín Dondé E., subdirector de Promoción Industrial y Asistencia Técnica, Instituto Mexicano del Petróleo, México D.F., 26 de enero de 1978. Archivo Histórico del IMP, módulo 7, caja 7, folder 4-E/36/17, “Relaciones técnicas, científicas y culturales con el Instituto Politécnico Nacional”.

³⁰ Acta de la septuagésima sesión del Consejo Directivo del IMP, 10 de febrero de 1984, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

³¹ Acta de la sesión LXXXVI del Consejo Directivo del IMP, 14 de agosto de 1986, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

relación establecida con Pemex desde su creación en 1965 abriéndose un escenario incierto al mantenerse la idea de que la institución no perseguía fines de lucro.

En 1987 el comisario del Consejo, el ingeniero Felipe Ramón y Castañeda, cuestionó que los servicios que el IMP prestó en 1986 a Pemex prácticamente no habían dejado utilidad y sólo se presentaban utilidades en los servicios dados a terceros, en 35%, en tanto que el 65% restante era generado por rendimientos financieros. Ante lo cual el ingeniero García Luna contestó que como institución no lucrativa no pretendía obtener utilidades para repartirlas entre accionistas que no poseía, pero necesitaba recursos para aplicarlos a investigación y adquirir nuevos equipos y laboratorios. Una parte de los recursos excedentes era usada para apoyar proyectos de investigación llamados "proyectos institucionales", que generaban tecnologías o servicios importantes para la industria petrolera y otras industrias.³²

Puesto el IMP en un escenario en donde debía transitar hacia la búsqueda de utilidades ya que se le empezaba a tratar como un proveedor más, el camino no podía ser otro que comercializar las tecnologías del Instituto. Sin embargo, el marco legal, político y de decisiones no estaba preparado para un despliegue empresarial, lo que quedó de manifiesto con el bloqueo impuesto en 1984 por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) al IMP para llevar a cabo la fabricación de catalizadores. El proyecto fue autorizado por el Consejo Directivo del Instituto pero era necesario que el IMP, SEMIP y Pemex acordaran el lugar en donde debía instalarse la planta y el procedimiento para adquirir el equipo. El terreno autorizado estaba en el parque industrial Xicoténcatl, Tlaxcala, con 30 hectáreas, pero la SEMIP sólo autorizó el 50% de su superficie total pero lo más importante fue el criterio aplicado por la Secretaría en el sentido de que el IMP no debía ser el poseedor de la empresa para la fabricación de catalizadores, "ya que caería en actividades típicamente fabriles, lo que desvirtuaría los objetivos para los cuales fue creado, es decir, los de investigación, desarrollo y servicios; lo que podría convertir al Instituto en una simple empresa".³³

Posterior reducciones de la Secretaría de Programación y Presupuesto pospusieron la mayoría de los trabajos, y para 1985 se profundizó la disminución de adquisiciones de equipo, materiales y del personal directivo de confianza. Los proyectos cancelados cubrían toda la gama de actividades de Pemex: exploración, explotación, proyectos de investigación de procesos, proyectos de ingeniería, metalurgia y electrónica. Además se estableció un recorte de personal en ingeniería, prestación de servicios geofísicos sismológicos, servicios a refinerías, plantas petroquímicas y catalizadores.³⁴

Enfrentado a escasez de recursos públicos y al bloqueo para obtener ganancias como empresa, la diversificación era difícil porque los ingresos por facturación de servicios y tecnologías a Pemex representaban el 96% del total, haciendo imposible promover el potencial tecnológico del IMP para

³² Acta de la octagésima octava y octagésima novena sesiones del Consejo Directivo del IMP, 24 de abril de 1987, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

³³ Acta de la septuagésima sexta sesión del Consejo Directivo del IMP, 13 de febrero de 1985, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

³⁴ Acta de la septuagésima novena sesión del Consejo Directivo del IMP, 14 de agosto de 1985, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

otras empresas.³⁵ No obstante, el gobierno federal insistió en la reducción de gastos y de personal lo que afectó su operación, tal como ocurrió en la segunda mitad de 1985 al reducirse 100 plazas que habían estado destinadas a las actividades administrativas. Pero, por otra parte, se contrataron 209 nuevas plazas para atender peticiones de trabajo de Pemex consistentes en el examen de seguridad de las embarcaciones de la flota petrolera, la formación y la capacitación de especialistas en el manejo de gas, análisis de las terminales y trabajos de ingeniería en donde era necesario actualizar las especificaciones de seguridad en las instalaciones. Esto reflejaba que no había un plan coherente ya que las reducciones afectaron a la Subdirección de Planeación Económica e Industrial que facturaba anualmente cerca de 500 millones de pesos y atendía a la Subdirección Comercial de Pemex mediante dos grandes proyectos y personal permanente para formar a un grupo de especialistas en gas licuado que revisaban y actualizaban las instalaciones industriales, especialistas en terminales y agencias de distribución capaces de hacer auditorías tecnológicas.³⁶

La diferenciación entre servicios e investigación

Para fines de la década de los ochenta había dos planteamientos divergentes y polarizados para solucionar el problema de recursos y definir la relación con Pemex: *a)* que el IMP fuera un productor y comercializador de sus propios desarrollos, o *b)* un centro de investigación tecnológica y científica sin incursionar en el ámbito empresarial. No se consideraba una solución de negocios flexible, ya que se oscilaba entre una visión academicista o la de una entidad que debía procurarse recursos, no convertirse en empresa y mantenerse como un proveedor barato de servicios.

Al respecto, en 1987 el doctor Mariano Bauer, representante de la UNAM ante el Consejo Directivo del IMP, opinó que era indispensable contar con ingresos complementarios a los de Pemex para aplicarlos a la investigación y desarrollo tecnológico, sugiriendo reconsiderar la política petrolera para que el Instituto contara con fondos destinados a áreas científicas más especulativas o de riesgo. Al respecto Francisco Rojas, director general de Pemex en un tiempo, respondió que el IMP había logrado una capacidad tecnológica que debía ser aprovechada a plenitud, ofreciendo tecnologías y servicios fuera de Pemex, sin descuidar la producción, transformación industrial y distribución. Para Rojas el IMP y Pemex formaban un solo equipo, en donde el Instituto asumía “la parte pensante en materia de tecnología petrolera”,³⁷ pero opinó que el Instituto debía procurarse recursos adicionales para la investigación vinculada a las necesidades de Pemex. La idea de crear un “holding” empresarial vendría en su momento oportuno, es decir, cuando ya se tuvieran efectivamente las necesidades de administración de varios sistemas productivos; por lo que:

³⁵ Instituto Mexicano del Petróleo, *Presentación al director general de Petróleos Mexicanos, lic. Mario Ramón Beteta, de los logros más relevantes del Instituto Mexicano del Petróleo durante 1984*, México, IMP, 1985, p. 8.

³⁶ Acta de la octagésima sesión del Consejo Directivo del IMP, 18 de octubre de 1985, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

³⁷ Acta de la nonagésima y nonagésima primera sesiones del Consejo Directivo del IMP, 21 de agosto de 1987, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

En un esquema como el que vivimos ahora, de recursos escasos en donde la tecnología extranjera ésta avanzando rápidamente y la competencia internacional es feroz, es indispensable brindar apoyo al IMP de tal manera que pueda mantenerse a la vanguardia en la identificación de alternativas de alta tecnología con capacidad de concursar; al tiempo que permita también a Pemex estar incorporado en la competencia internacional que cada día se torna mas conflictiva sobre todo ahora que se está pensando en dar muy en firme los primeros pasos para la internacionalización de Petróleos Mexicanos.³⁸

Sin embargo, al interior del Consejo Directivo no había unidad de criterios con respecto a la investigación básica y la aplicada. El problema era la falta de información de ciertos directivos y la visión cada vez más estrecha de cubrir las necesidades inmediatas de Pemex. Un debate al respecto se dio en 1987 ante la posibilidad de que el Instituto desarrollara la investigación sobre superconductividad.

En 1987, el doctor José Yacamán, miembro del Consejo Directivo, llamó la atención sobre la calidad del trabajo que el IMP había efectuado en superconductividad en un tiempo muy corto, pero uno de los consejeros, el ingeniero Estelio R. Baltazar Cadena, opinó que dicho tema no era exclusivo del IMP y que debería ser de interés del Instituto de Investigaciones Eléctricas o del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, y quizá de la Comisión Federal de Electricidad. A su juicio era mejor que el IMP dedicara sus esfuerzos a la potabilización de agua de mar, la integración en la cuenca del Pacífico o la tecnología de materiales, temas importantes para Pemex.

La respuesta del entonces director general del Instituto, Luis García Luna, fue que el IMP no tenía ningún proyecto institucional sobre superconductividad, ni por encargo de Pemex ni por alguna otra institución y que los desarrollos de algunos físicos e investigadores de la Subdirección de Investigación Básica de Procesos resultaron como valor agregado o iniciativa personal. Los avances del IMP en "alta tecnología", estaban menos desarrollados porque durante los últimos tres años los trabajos demandados por Pemex se concentraron más bien en los servicios.³⁹

Frente a la discusión anterior, sorprendentemente Francisco Rojas expresó que en lo que llevaba como director general de Pemex no había percibido o no se le había presentado una idea clara sobre los objetivos de investigación del IMP, aunque ya conocía la importancia de sus servicios técnicos de apoyo y de capacitación, en las labores propias de la industria petrolera y crecimiento de sus instalaciones. Rojas expresó que el IMP debía tener una tesis sobre la investigación que definiera con claridad a qué temas debía dedicarse especial atención, qué tecnologías se debían poseer, qué tipo de tecnologías debían ser estrictamente propias y en cuáles se podría depender del exterior. Por ello solicitó que se le presentara a él y al Consejo Directivo una propuesta sobre los temas de investigación del Instituto para que junto con los subdirectores y altos funcionarios de Pemex opinaran y seleccionaran los temas prioritarios de investigación.⁴⁰

³⁸ *Idem.*

³⁹ Acta de la noagésima segunda sesión del Consejo Directivo del IMP, 16 de octubre de 1987, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

⁴⁰ *Idem.*

En febrero de 1988 el ingeniero García Luna presentó algunos lineamientos para la investigación enfocados por los consejeros y el director de Pemex a las necesidades inmediatas de la paraestatal y no a la “investigación pura”. Rojas afirmó que se debía avanzar en el área de la productividad de Pemex y en desarrollo tecnológico e investigación científica para tomar la delantera en proyectos convenientes o estratégicos para Pemex, agregando que “todos sabemos que es necesario y conveniente que el país avance lo más posible en investigación pura, pero Petróleos Mexicanos tiene la responsabilidad de dar abastecimiento seguro y eficiente de energía a este país y, además, generar divisas”.⁴¹ Ante ello el doctor Mariano Bauer, señaló la falta de una política que determinara el monto o el porcentaje de los ingresos que Pemex debía destinar a la investigación, porque Pemex “muestra un gran retraso con respecto a la magnitud de los montos que destinan a la investigación otras empresas petroleras equivalentes, por lo que sería muy importante que tanto Pemex como el IMP emprendieran una acción para utilizar la capacidad que hay en las universidades”.⁴²

Externalización y academización de la investigación

En 1988 se decidió que la solución a esos desafíos sería transferir algunos proyectos a las universidades, para lo cual el director del IMP siguió el acuerdo del Consejo de que “el director general del Instituto Mexicano del Petróleo deberá reunirse con el doctor José Sarukhán Kermez, coordinador de investigación científica de la Universidad Nacional Autónoma de México, y con el doctor Héctor Nava Jaimes, director del Centro de Investigaciones y Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional, para revisar si existen proyectos de interés común que tengan impacto en el ámbito de Petróleos Mexicanos”. El 28 de marzo de 1988 se conocieron los proyectos de interés para la UNAM relacionados con la actividad petrolera, de los cuales dos serían prioritarios y apoyados por Pemex: 1) la continuación de los estudios sobre superconductividad y 2) la integración de un centro de simulación de yacimientos en el Instituto de Geofísica de la UNAM, con la participación de la Subdirección de Producción Primaria de Pemex y del IMP.

También el ingeniero García Luna se reunió con el doctor Nava Jaimes, director del Cinvestav, para revisar los desarrollos que pudieran ser utilizados y aplicados para Pemex y proyectos del IMP, como sistemas electrónicos y de control de procesos. Además se concertaron apoyos para que realizaran su doctorado en química 20 profesionales del IMP en el Cinvestav.⁴³

Lo anterior condujo en 1989 a la creación del Consejo Consultivo de Investigación del Instituto Mexicano del Petróleo (CCI) —con el nuevo director general del IMP, el ingeniero Fernando Manzanilla Sevilla— integrado por investigadores y académicos. Para acercar al IMP con los industriales y empre-

⁴¹ Acta de la nonagésima tercera y nonagésima cuarta sesiones del Consejo Directivo del IMP, 12 de febrero de 1988, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

⁴² Acta de la nonagésima quinta, nonagésima sexta y nonagésima séptima sesiones del Consejo Directivo del IMP, 9 de septiembre de 1988, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

⁴³ *Idem*.

sarios se abrieron siete representaciones en los estados de Jalisco, Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche e Hidalgo.⁴⁴

El CCI del IMP se constituyó en órgano de consulta en materia de investigación científica y de desarrollo tecnológico para la industria petrolera, mediante una estrecha relación entre la enseñanza, la investigación y los procesos de producción, en donde los recursos se canalizarían hacia las áreas de aplicación prioritarias en materia de investigación para las industrias petrolera, petroquímica, química y energética. El doctor Sarukhán indicó que el IMP debía llevar a cabo en forma programada la investigación fundamental para solucionar de manera autónoma los problemas constantes en la industria petrolera, aprovechar la experiencia existente en las numerosas instituciones de investigación del país, atender las áreas no cubiertas por ellas y apoyar la formación de nuevos grupos de investigación.⁴⁵ El ingeniero Manzanilla aclaró que el CCI tendría como marco de operación las políticas generales sobre ciencia y tecnología del gobierno federal a través del Conacyt y que un representante formaría de éste parte del CCI.

Para Francisco Rojas, el CCI tendría un doble objetivo: continuar la lucha por la autonomía en la investigación y hacer una selección cuidadosa de los proyectos de investigación. Una de las primeras acciones recomendadas por Rojas fue la revisión de los proyectos de investigación para establecer si algunos debían suspenderse o desecharse.⁴⁶ Así, los mismos argumentos de utilidad para Pemex socavaban los proyectos que consideraban investigación "pura", siendo externalizados los desarrollos hacia las universidades en vez de constituir la propia base del Instituto, acotándose a necesidades definidas por Pemex con bajo perfil tecnológico y concentradas en servicios.

A ello se agregó un nuevo desafío que se derivó de la reorganización de Pemex y las exigencias a los servicios y desarrollos proveídos por el IMP. En 1991 el ingeniero Fernando Manzanilla en una reunión con los gerentes del IMP, señaló que: "la reestructuración interna de Petróleos Mexicanos está delegando a cada una de sus regiones mucha autoridad, esto hace que los jefes de cada región sientan que tienen autoridad, dinero, independencia y que necesitan a un Instituto a su escala ahí mismo para que los atienda. Entonces, esto lo hace más difícil". Si bien estaba en curso la descentralización del IMP, se consideraba que la de Pemex era más efectiva porque contaba con todos los recursos, en los momentos en que se daba una dinámica expansión de la zona marítima de explotación petrolera, inclinando las actividades del IMP más a la costa, a diferencia de sus inicios cuando atendía a la petroquímica y a la exploración desde la ciudad de México.⁴⁷

En una reunión de funcionarios celebrada en 1992 se comentaba que el IMP ya no tenía presupuesto de investigación autónomo,⁴⁸ y debido a la creación de cuatro organismos subsidiarios de Pemex, el corporativo no estaba haciendo los pagos correspondientes a las operaciones de cada uno de dichos

⁴⁴ "Avances y perspectivas", p. 5.

⁴⁵ Acta de la sesión C del Consejo Directivo del IMP, 3 de marzo de 1989, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

⁴⁶ *Idem*.

⁴⁷ "Reestructuración zonas foráneas. Resumen de la reunión del Comité Coordinador de Zonas Foráneas celebrada el 10 de marzo de 1992", Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 30.

⁴⁸ "Versión estenográfica de la reunión de funcionarios del comité nombrado en la sesión CIX del consejo directivo del Instituto Mexicano del Petróleo", 21 de abril de 1992, Archivo General del IMP, Dirección General, caja 8.

organismos subsidiarios, creándose un problema grave para el Instituto porque hasta ese entonces se había financiado mediante un mecanismo de anticipos por Pemex. El anticipo se rompió cuando se crearon los organismos subsidiarios no siendo posible manejarlo en un solo instrumento, debiendo el IMP negociar y cobrar sus facturas en cinco organismos distintos.⁴⁹ Cada una de las subsidiarias contrataba obras bajo la modalidad "llave en mano" con un contratista general que subcontractaba el equipo cuando avanzaba la ingeniería de detalle, tarea que antes hacía el IMP para Pemex, pero el contratista que ganaba el concurso contrataba libremente en el mercado. Si bien en algunas subsidiarias el Instituto tenía una participación importante, ya no era un mercado cautivo ni seguro para el IMP. Así, en 1993 Francisco Rojas, director de Pemex, señaló que el Instituto sin perder su calidad de brazo tecnológico debía adaptarse a fin de no quedarse "rezagado con los nuevos sistemas de trabajo" de Pemex.⁵⁰

Fortalezas y debilidades

A pesar de los problemas, para mediados de la década de los noventa, el IMP todavía tenía fortaleza en la capacidad profesional y técnica en todas las áreas de la industria petrolera, porque creó equipos de trabajo multidisciplinarios para proyectos complejos de investigación y desarrollo tecnológico, con precios de competitividad internacional.⁵¹

Sin embargo, sus debilidades también eran notorias y se derivaban del cambio en la relación con Pemex desde 1984, y desde 1992 con el cambio organizacional de la paraestatal y las innovaciones en la I&D petrolera internacional. Básicamente ello se reflejaba para 1994 en los siguientes aspectos:

1. Insuficiencia en los recursos dedicados a la investigación y desarrollo tecnológico en relación con las necesidades previsibles de la industria. Las actividades del IMP se referían preponderantemente a la oferta de servicios con recursos en valor y volumen inferiores a los que dedicaban otras empresas petroleras para la asimilación, innovación y desarrollo de tecnologías.
2. Dificultades financieras y restricciones de presupuesto, retraso en pago por servicios y falta de una política de precios para recuperar los costos totales, así como de fondos para inversión. Ello obligaba a recurrir a financiamientos de corto plazo, de alto costo, que merocaban las utilidades y la posición competitiva de la institución.
3. Necesidad de incrementar la eficiencia y eficacia de los sistemas administrativos y de apoyo en las áreas de facturación, costos, compras, contrataciones e información y planeación financiera.

⁴⁹ Acta de la sesión CXII, del Consejo Directivo del IMP, 3 de junio de 1993, Archivo General del IMP, Coordinación de Asesores, caja 9.

⁵⁰ *Idem*.

⁵¹ "Plan estratégico del Instituto Mexicano del Petróleo", volumen I, "Plan Institucional", septiembre de 1994, Archivo Histórico IMP, módulo 2, caja 7, folder "Plan estratégico IMP".

4. Dificultades crecientes para atraer y retener personal de alta calidad por la falta de motivación debido a la rigidez de las estructuras salariales y la falta de dinámica para la promoción y el ascenso del personal, con altos índices de rotación y de deserción de personal con experiencia en relación con otras instituciones de prestigio.
5. Ritmo inadecuado de inversión generando obsolescencia de equipos y laboratorios en algunas áreas críticas.
6. La dependencia de un solo cliente mayor (Pemex) generaba vulnerabilidad e inestabilidad en el flujo de efectivo y la continuidad de los proyectos, y también la demanda del propio cliente sesgaba en ocasiones las actividades del IMP hacia servicios de corto plazo desplazando proyectos de mayor maduración y trascendencia. Esto reclamaba una mayor coordinación con Pemex para identificar sus necesidades tecnológicas y de servicio.
7. Necesidad de implantar sistemas y procedimientos necesarios de normatividad sobre la calidad de los productos, protección ambiental y la seguridad industrial.
8. Necesidad de fortalecer el equipamiento informático, el manejo de paquetes de *software* comerciales y especializados y la aplicación de tecnologías relacionadas como la multimedia, la inteligencia artificial y la robótica.⁵²

En 1995 se establecieron las áreas de mayor potencial para proyectos de I&D tecnológicos del IMP, que fueron presentadas por el doctor Héctor Nava Jaimes, coordinador de Investigación y Planeación del IMP ante el Consejo presidido por Adrián Lajous, director de Pemex. Como áreas para proyectos de investigación estaban las de exploración de yacimientos, producción de IMP, hidrocarburos, diseño e ingeniería de procesos, catalizadores y especialidades químicas, protección ambiental, ingeniería de proyecto y seguridad industrial.⁵³ Esto exigía reforzar ventajas competitivas en aplicaciones avanzadas para la industria petrolera de tecnologías emergentes como la informática, la inteligencia artificial, la tecnología de materiales y la biotecnología ambiental.⁵⁴ Por ello en enero de 1996 se aprobó el Plan Estratégico 1996-2000, estableciendo estrategias para:

1. Reorientar las actividades del IMP con un mayor énfasis en la investigación y el desarrollo tecnológico y la prestación de servicios de alto contenido tecnológico.
2. Establecer una efectiva vinculación con Pemex alineada en lo estratégico y eficiente en lo operativo.
3. Construir una base de recursos humanos con las competencias que requiere la nueva orientación institucional.

⁵² *Idem.*

⁵³ Acta de la XII sesión ordinaria del Consejo Consultivo de Investigación, 27 de junio de 1995, Archivo Histórico IMP, módulo 2, caja 7, folder "Coordinación de Planeación e Investigación".

⁵⁴ *Idem.*

4. Modernizar los sistemas de administración, información y apoyo.
5. Desconcentrar hacia sus representaciones foráneas los servicios técnicos, de capacitación e ingeniería que, por sus características, requieran localizarse en las áreas de mayor actividad de la industria petrolera a fin de asegurar una oferta oportuna, eficiente y competitiva a Pemex
6. Coadyuvar al desarrollo de una oferta nacional de servicios con la calidad y competitividad que requiere Pemex.⁵⁵

En 1996 se dio una reforma de fondo para el personal calificado al establecerse los lineamientos de la carrera de investigador y especialista, a fin de contar con los mecanismos, procedimientos y políticas para que el IMP tuviera investigadores a nivel de doctorado de instituciones reconocidas, y con calificaciones y habilidades competitivas en el ámbito internacional para incrementar el contenido tecnológico de sus actividades.⁵⁶

Conclusiones

En el largo plazo el IMP logró un sólido acervo de innovaciones, adaptaciones, desarrollos y servicios; determinó los costos de explotación y amplió la frontera de explotación petrolera cubriendo casi todos los aspectos de la industria. Pero sus logros y la extremada dependencia de Pemex condujeron a resultados paradójicos, ya que al cambiar la industria petrolera cambió su relación con ésta en un proceso de indefiniciones crecientes sobre su papel, ya que se le exigió dar servicios baratos sin perseguir fines de lucro, someterse a una relación comercial con Pemex y bloquear la comercialización de sus productos y servicios, ser la “parte pensante” de la industria sin recursos suficientes debiendo transferir y apoyar su investigación en las universidades que no se regían por los criterios de rendimiento económico de la actividad petrolera, con lo cual para la década de los noventa se habían socavado las bases para asumir un nuevo ciclo de innovaciones institucionales y tecnológicas.

Su concentración en las demandas de Pemex hizo poco flexible o imposible no sólo su adaptación al mismo —que conllevaba asimilar una serie de problemas de estructura y operación—, sino seguir los vaivenes de criterios y de recursos. Situación distinta de lo ocurrido en Estados Unidos en la década de los ochenta, en donde si bien se dio desregulación y privatización, también se rediseñó el apoyo gubernamental para la I&D a fin de flexibilizar las relaciones entre instituciones de investigación, universidades e industria, gracias a lo cual las universidades pasaron a ser parte del “capitalismo académico”, con una creciente participación en el desarrollo, transferencia y comercialización de productos y servicios.⁵⁷

⁵⁵ “Plan estratégico IMP”, documento de trabajo, 29 de julio de 1997. Archivo Histórico IMP, módulo 2, caja 7.

⁵⁶ “Programa de carrera de investigador y especialista. Lineamientos para la calificación del factor ‘R’”, 3 de octubre de 1997, Archivo Histórico IMP, módulo 2, caja 7, folder “Coordinación de planeación e investigación”.

⁵⁷ N. Domínguez, y G. Guajardo, “Capitalismo académico, tecnoparques y políticas públicas para los institutos de IyDT de México”, *Gaceta IMP (Instituto Mexicano del Petróleo)*, 182, 2003, pp. 12-14; E. Rogers, S. Takegami y J. Yin, “Lessons Learned about Technology Transfer”, *Technovation* 21, 2001, pp. 253-261.

México requiere en estos momentos de un nuevo diseño institucional de su I&D mediante una nueva generación de instituciones de alto dinamismo comercial, tecnológico y profesional como fue alguna vez el caso del IMP pero sin perder de vista que las soluciones de investigación se dan a problemas económicos. Al respecto vale la pena recordar que en 1911 el economista austriaco Joseph A. Schumpeter (1883-1950) indicó que no necesariamente los nuevos métodos tecnológicos debían ser perfectos por sí mismos sino que se creaban subordinados a decisiones económicas y determinados por los bienes demandados; es decir, las soluciones tecnológicas pueden darse siguiendo una lógica propia pero lo decisivo, finalmente, es el factor económico;⁵⁸ aspecto que debe tenerse en cuenta para la I&D petrolera considerando que desarrollar países implica una práctica internacional en donde las estrategias de desarrollo e innovación son fenómenos de mercado y no sólo técnicos o puramente dentro de una lógica institucional.

Recomendaciones: una nueva generación de centros y una cláusula mexicana de I&D

En México la I&D relacionada con el petróleo se ha dado muy concentrada en una sola institución sujeta a las inestabilidades del gobierno, a avatares burocráticos y a la dinámica de Pemex que a la larga afectaron a una institución de soluciones, acumulando tareas y medios que crearon una estructura multipropósito y multifuncional que fue útil cuando se inició pero que ahora no corresponde a la realidad del país. Ello plantea varias recomendaciones para el futuro:

1. Desarrollar comprende el diseño de instituciones orientadas a tal fin, por ello es necesario crear una nueva generación de centros de I&D del petróleo eficientes, flexibles, diversos y autónomos en su gestión para atender los diversos segmentos de la actividad, sin reproducir las escalas y la arquitectura organizativa de Pemex, sino su dinámica de negocios y de producción.
2. Esto implica variedad en número y tipos de operadores, tanto de centros públicos, universidades públicas y privadas, como de firmas y unidades de negocios de las universidades destinadas a atender las necesidades del petróleo, con capacidad para establecer alianzas, superando esquemas rígidos de mando dependientes de lógicas de jerarquía y no de eficiencia que influyen en las decisiones de la investigación para una estrategia de desarrollo.
3. Las lecciones del IMP son notables en el sentido de establecer un nuevo modelo de gestión de la I&D que no siga las lógicas políticas coyunturales, los estilos personales ni que sea una correa de transmisión de esos problemas hacia la I&D.
4. Transparencia. Pemex debe tener una política de transparencia e información institucional sobre sus necesidades de I&D que permita diseñar estrategias de vinculación y determinar

⁵⁸ J. A. Schumpeter, *The Theory of Economic Development. An Inquiry into Profits, Capital, Credit, Interest, and the Business Cycle* [1934, versión en inglés], New Brunswick, Transaction Publishers, 2002.

las áreas de negocios, investigación así como las estrategias de incubación y de asociación de centros, universidades, firmas y emprendedores científicos.

5. No es posible concebir lo anterior sin una política de buena remuneración por el trabajo calificado de quienes crean mayor valor para el país. Universidades y centros públicos de investigación no son canteras de trabajo barato y calificado.
6. La nueva generación de centros debe ser parte de una estrategia de desarrollo regional, fundamentalmente en la costa del Golfo y sureste de México, así como en las áreas de distribución y de mercados para romper el centralismo de la I&D.
7. Finalmente, es fundamental diseñar una "Cláusula mexicana de I&D" para captar las mayores porciones de valor de un recurso en agotamiento que necesitará de capacidades más complejas para su producción y consumo. Ya sea por el Estado, por propiedad mixta, privada o con otro tipo de entidades estatales, todo el complejo de actividades petroleras reformadas debe someterse a una cláusula que defina los segmentos de I&D para el país a fin de aprovechar un recurso finito.



Quinta sección
Industria petrolera del gas



Pemex: la disputa por acelerar la explotación de las aguas profundas del Golfo de México y los “segundos mantos” de campos en tierra

*Fabio Barbosa Cano**

La situación internacional

Uno de los rasgos más importantes de la situación petrolera, en el plano internacional, es el aumento de los precios. Su continuo incremento ha suscitado dudas sobre la capacidad de la oferta para cubrir el consumo, y se han intensificado las presiones sobre los países productores para elevar su contribución al mercado mundial de crudos. Se ha extendido el debate que desde los años noventa iniciaron organizaciones como la Association for the Study of the Peak Oil (ASPO) sobre la inminencia del pico de la producción mundial.

Constatamos la amplia difusión de estudios que demuestran que los descubrimientos de nuevos campos petroleros son cada vez más escasos, los yacimientos encontrados más pobres, el descubrimiento de campos gigantes ya muy espaciados y, al mismo tiempo, las tasas de crecimiento del consumo se han elevado, como ocurre en China, la India y otros países. Las investigaciones de ASPO y otras instituciones reconocen que están surgiendo nuevos campos petroleros y nuevas cuencas, como la del Caspio, Sajalín y otras, pero sus proyecciones sobre el crecimiento de la demanda cuestionan la viabilidad de que este esquema pueda continuar y anuncian la proximidad del pico de la producción petrolera.

Un capítulo muy importante, en virtualmente todos los estudios, es la crítica a las estadísticas oficiales, tanto las generadas por instituciones gubernamentales, como las producidas por empresas privadas. El doctor Collin Campbell, presidente fundador de ASPO, advirtió sobre las “atrozmente endeble bases de datos” y calificó de “medieoavales” las definiciones y reportes estadísticos internacionales sobre reservas.¹

Jean Laherrere, geólogo francés, también fundador de ASPO, ha popularizado un calificativo ahora generalizado para las estadísticas sobre reservas: son cifras políticas, señala.

* Miembro del personal académico del Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM.

¹ Collin Campbell, “Depletion Patterns Show Change Due for Production of Conventional Oil”, Oil & Gas Journal, vol. 95, núm. 52, 29 de diciembre de 1997.

El debate sobre el pico de la producción petrolera en México

Investigadores e intelectuales mexicanos atentos al acontecer mundial han expresado su preocupación sobre el tema. Algunos parecen convencidos, o así lo muestran recientes artículos publicados, de que el pico en el ámbito mundial, o específicamente el de la producción mexicana, o ambos, es inminente o ya ha ocurrido; entre ellos se cuentan el doctor Saxe Fernández;² Alejandro Nadal³ y Rosío Vargas;⁴ también han escrito sobre el tema articulistas como Alfredo Jalife, Humberto Hernández Hadad y Enriqueta Cabrera. El problema ha sido abordado en algunas actividades académicas, como en una reciente mesa redonda organizada por el Instituto Mexicano del Petróleo, en la que participaron los doctores Salvador Ortuño y Ana Consultchi Marco, ambos investigadores del Instituto.⁵

En la difusión del tema han desarrollado una actividad muy destacada el arquitecto Edgar Ocampo Téllez, miembro de la Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos.⁶

Una distorsión del debate

El problema de si la producción mundial ha llegado o se aproxima a su máximo, es muy importante para nuestro país. El “global peak oil”, como se dice en inglés, implicará necesariamente *una intensificación de las presiones para obligar a México a elevar su producción*. Aún más serio sería el problema de que los recursos petroleros de México estuvieran en la inminencia de su declinación. En el caso de México, en que consumimos 45% y *exportamos más de 50%* de la producción, la llegada al pico no implicaría *de inmediato*, cortes en el consumo doméstico, pero sí *nos enfrentaría a un escenario de reducción de las exportaciones*. Las finanzas gubernamentales están petrolizadas, en el actual sexenio pasaron de 30% a casi 40%, de los ingresos del gobierno. Desde luego no pasamos por alto que los impactos de una recesión prolongada en Estados Unidos serían de consecuencias catastróficas. Sin duda es un asunto importante, pero se ha presentado con distorsiones que introdujo el actual gobierno de Fox.

Tempranamente, apenas al comienzo del sexenio, el primer director de Pemex, Raúl Muñoz Leos, inició la difusión del *discurso* del inminente colapso de Pemex, porque las reservas probadas se habían desplomado y apenas “durarían” unos 11 o 12 años. Pero el discurso se completaba con una propuesta: el capital y tecnología extranjeros podían rescatarnos de la catástrofe. Evidentemente no

² John Saxe-Fernández, “Recursos naturales e imperio: el caso del petróleo mexicano”, *Nueva Sociedad*, núm. 199, agosto de 2005.

³ Entre sus numerosos textos véase Alejandro Nadal, “El paisaje desde la cima de Hubbert”, *La Jornada*, 20 de abril de 2005.

⁴ Rosío Vargas, “¿Abundancia o escasez de recursos petroleros?: una perspectiva geopolítica”, México, 20 de agosto de 2004 (www.energia.org).

⁵ Véase un extracto de la ponencia del doctor Ortuño, “Geología y geografía del petróleo” y de la doctora Consultchi, “Las reservas de hidrocarburos”, presentadas en la mesa redonda “Los hidrocarburos en México y el mundo: situación actual y perspectivas”, en *Gaceta IMP*, México, 31 de enero de 2005 (www.imp.mx).

⁶ Sus artículos pueden leerse en www.crisisenergetica.org.com, en [www.energiayecologia@diarioolmea.com.mx](mailto:energiayecologia@diarioolmea.com.mx), y “El cenit del petróleo en México”, *Energía a debate*, año 3, tomo III, México, febrero-marzo de 2006.

estaban hablando del pico del petróleo. Se trataba de un doble discurso: por un lado se anunciaba el agotamiento de los recursos y, simultáneamente, se realizaba la búsqueda de mecanismos de apertura, como los contratos de servicios múltiples, o se solicitaban créditos para desarrollar proyectos “para elevar la producción de crudos”. Es una inconsecuencia porque si el petróleo mexicano realmente estuviera entrando a la fase de su declinación y continua caída hasta su agotamiento, lo lógico sería disminuir las exportaciones y desplegar una serie de medidas de impulso a las energías alternativas, siempre pertinentes, pero ahora más urgentes.

Definición del *Peak Oil*

Al parecer la noción pico del petróleo se maneja con ambigüedades; por ejemplo ASPO-EUA, en su reporte sobre México, publicado en 2005, afirma que en nuestro país se llegó al pico “premature” desde mediados de los años ochenta; es difícil estar de acuerdo con este planteamiento cuando, como todos sabemos, la producción ha seguido creciendo en los últimos 20 años.

En México, aunque la producción de 2005 cayó levemente, en 22 millones de barriles respecto de 2004, tanto en el extranjero como en Pemex Exploración y Producción (PEP) están convencidos de las posibilidades de aumentarla, especialmente desarrollando el potencial en el Golfo de México profundo. Luis Ramírez Corzo, actual director de PEP, ha defendido un proyecto que llama “de máximo potencial de crecimiento”, según el cual nuestro país podría alcanzar una producción de hasta seis o siete millones de barriles diarios, para 2010-2020, dependiendo del nivel de inversiones.⁷

El doctor Alejandro Nadal, apoyándose en textos de King Hubbert, ofrece una definición del pico del petróleo; explica que “la extracción de petróleo de un pozo, de un campo o de un país aumenta a lo largo del tiempo hasta alcanzar una cima, *la cual representa el nivel más alto de producción y se alcanza cuando se agota la mitad del crudo almacenado en los yacimientos*. A partir de ese punto, en la cúspide la producción se reduce inexorablemente. Cuando se ha pasado la cima de Hubbert la tendencia de los precios sólo puede apuntar al alza”⁸

Arribar a conclusiones, para el caso de México, implica el estudio de las posibilidades de elevar el factor de recuperación en campos maduros (en algunos casos puede llegar arriba de 50% de los estimados como original *in situ*); de los resultados esperados de la aplicación de tecnologías, que permitan encontrar extensiones de los campos existentes y la prospección de cuencas en las que se

⁷ Un amplio artículo en el que explicamos esa propuesta es Fabio Barbosa Cano y Nicolás Domínguez, “Situación de las reservas y el potencial petrolero de México”, *Economía UNAM*, México, núm. 7, enero-abril de 2006. Ramírez Corzo ha insistido continuamente, entre sus últimas declaraciones: “Tenemos que comenzar a discutir en serio los temas fundamentales como son aguas profundas y el tema de la apertura [...] podemos llegar en el mediano plazo a una producción de seis millones de barriles diarios” (“Sin apertura Pemex estará en quiebra en ocho años: Ramírez Corzo”, *Milenio*, México, 15 de febrero de 2006. Léase también en *El mundo del petróleo, México*, año 2, diciembre 2004-enero 2005: “La evaluación que hemos hecho en Pemex para un escenario de máximo potencial de crecimiento involucra la explotación del mencionado recurso prospectivo...” y Luis Ramírez Corzo, “Pemex modernizar para no privatizar”, *Revista Voz y Voto*, México, septiembre de 2005.

⁸ Alejandro Nadal, *op. cit.*

tienen inferencias de existencia de hidrocarburos, pero en donde es necesario intensificar la inversión que permita definir, con perforaciones, si existen lo que hoy, en la industria petrolera internacional se llama "recursos por descubrir" y que Pemex llama *recursos prospectivos*.

Aproximarse a una fecha tentativa del *global peak oil* presenta dificultades incluso para los centros metropolitanos; la principal, como se ha insistido, es la ausencia de información, con cierto grado de confiabilidad, sobre reservas y potencial, especialmente sobre algunas áreas. En el marco internacional que hemos descrito, se han intensificado las presiones para que ciertos países se sometan a una auditoría de sus reservas. El Fondo Monetario Internacional (FMI), el grupo de los 7 y la Agencia Internacional de Energía (IEA) han presionado a los países de la OPEP y a Rusia para que abran sus campos a un escrutinio independiente.⁹ Desde luego lo que los centros metropolitanos aspiran a tener no son tablas estadísticas, sino entrar ellos mismos a los campos y las áreas petroleras y, con las nuevas herramientas digitales, realizar las nuevas mediciones de espesores de estratos, extensión de las formaciones y otras. En los campos maduros, pretenden conocer datos claves como son, entre otros, las presiones internas, los mecanismos de empuje y muy especialmente la información concreta de los problemas que han impedido o frenado la extracción, como pueden ser el avance de los acuíferos, los fenómenos de condensación retrógrada u otros problemas de bloqueo, sea en el yacimiento o en instalaciones en la superficie. La tecnología ha tenido importantes avances pero no ha ofrecido soluciones para todos los problemas.

Pero para el caso de México, ¿podemos intentar aproximaciones?; ¿contamos con algunas piezas del rompecabezas que nos permitan asomarnos unos años adelante?; ¿se puede, con la escasa información oficial tan desconfiable y con lo poco que se informa en el extranjero sobre México, reunir datos para afirmar la posibilidad de mantener la producción actual de 3.4, mmbd como lo propone Andrés Manuel López Obrador?; ¿por cuánto tiempo podría sostenerse esa producción de meseta? Suponiendo que todas las restricciones financieras son eliminadas, ¿el potencial mexicano permitiría aumentar la producción hasta seis o siete millones de barriles diarios, como lo ha propuesto Ramírez Corzo?; si es así, ¿en qué cuencas?; ¿qué acciones de optimización o rehabilitación deberían emprenderse y en qué campos?; ¿es válido nuestro método de hacer abstracción de los factores económicos como costos y precios y estudiar sólo el potencial petrolero?

No sólo el abanderado del PRD, sino los otros candidatos de los partidos más grandes están convencidos de que este país dispone de un gran potencial. Madrazo, muy cuidadoso con la semántica, ha reiterado que no privatizará pero que es necesaria la inversión extranjera para la explotación de lo que, con esa capacidad de síntesis de los políticos, llama: "*los segundos mantos* de nuestros yacimientos". Al registrarse como precandidato el pasado 4 de octubre de 2005, aludió al Golfo de México, señalando que no hay otro camino más que la apertura pues "nuestro país no tiene tecnología para la exploración en aguas profundas".

⁹ "Is Global Oil Production Reaching a Peak?", *BBC News*, 10 de junio de 2005, <http://news.bbc.co.uk/go/pr/fr/1/hi/business/4077802.stm>.

Calderón, aunque no se ha pronunciado expresamente sobre política de producción y exportaciones, ha reiterado una y otra vez sobre elevar la inversión en exploración.

La visión de abundancia de hidrocarburos también la comparten los promotores del “Acuerdo de Chapultepec”. El ingeniero Slim ha afirmado que “Pemex tiene una gran riqueza petrolera y de gas” y, entre otros, en un evento en la Concamin propuso que “lo que Pemex debe hacer es modernizarse [...] tener más capacidad financiera y de exploración, [...] *augmentar la explotación*.”¹⁰

Breve incursión por algunos estudios prospectivos

Consideramos que para ofrecer un panorama general sobre el tema nos ayuda una brevísima incursión en estudios prospectivos; aunque algunos de ellos no fueron elaborados exactamente como estudios específicos de reservas y potencial petrolero, sino como construcción de escenarios, formulan planteamientos sobre las posibilidades de aumentar la producción de hidrocarburos en el futuro. Comenzaremos con el gran experto mexicano Antonio Alonso Concheiro, quien desde los años ochenta ha publicado diversos estudios,¹¹ aunque aquí presentaremos un trabajo muy reciente, presentado a comienzos del actual sexenio. En él el doctor Concheiro presenta una interesante advertencia: el pico mundial ocurrirá para la siguiente década, entre 2010 y 2020, pero México dispone de un potencial que le permitiría elevar la producción aún en 2025. Transcribimos: “Todo parece apuntar a que el pico máximo en la producción mundial de combustibles fósiles se alcanzará entre los años 2010 y 2020, en particular la del petróleo (la del gas seguirá poco después)”.¹²

Específicamente para México el escenario que plantea es el siguiente: “por el lado de la producción de energía, caben pocas dudas de que en el año 2025, México seguirá siendo *importante productor de petróleo* y que *seguirá teniendo excedentes de exportación* [...] parece probable que la producción nacional de petróleo en el año 2025 podría llegar a ser entre un 40 y 60% mayor que la actual”, es decir entre 4.4 y 4.8 millones de barriles diarios.¹³

Casi simultáneamente a la presentación del estudio de Alonso Concheiro, también en 2001, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) concluyó un extenso trabajo en el que participaron 60 científi-

¹⁰ Entre numerosas notas, muchas de ellas de primera plana, que la prensa le ha dedicado, véase su discurso en la Concamin, “Plantea Slim abrir a la iniciativa privada Pemex, agua, cárceles y carreteras libres”, *La Jornada*, 26 de noviembre de 2005, y “Sin apertura Pemex estará en quiebra en ocho años...”, *Milenio*, 15 de febrero de 2006.

¹¹ Véase Gerardo M. Bueno Zirión (coord.), *México: el desafío del largo plazo. Condicionantes y perspectivas*, México, Limusa, 1988, 233 pp. un trabajo en el que participaron Gustavo Cabrera Acevedo, director de Colmex; Miguel S. Wionczek, Juan Eibenschutz Hartman (secretario ejecutivo de la Comisión de Energéticos de la SEPANAL), Daniel Rezéndiz, director de la Facultad de Ingeniería, UNAM, y otros.

¹² Continúa explicando: “Sin embargo petróleo y gas seguirán siendo una fuente de energía de gran importancia hasta al menos el año 2050, con la posibilidad de que a partir de entonces, y a lo largo de la segunda mitad del siglo 21 declinen de manera acelerada” (Doctor Antonio Alonso Concheiro, Analítica Consultores, “Los futuros de la energía en el siglo xxi”. Conferencia presentada en la Asamblea Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, D.F., 3 dediciembre de 2001, en *Boletín*, AMEE, México, año 6, núm. 1, enero-marzo de 2002).

¹³ Para el gas, renglón al que apenas aludimos en este estudio señala: “En relación con la futura producción total de gas natural, cabría esperar *crecimientos aún más importantes*. Así, no me sorprendería que en el año 2025 la producción nacional fuese entre 80 y 150% mayor que en la actualidad” (*ibid.*).

cos mexicanos, en él se comparte la evaluación del gran potencial pero propone detener las exportaciones de crudo en el nivel que entonces había alcanzado: 1.5 millones de barriles diarios.¹⁴ El doctor Sergio Reyes Luján, quien presentó el resumen ejecutivo, sostiene que para el año 2025: “la industria petrolera se mantendrá como la principal fuente de suministro de energía en México. La extracción de crudo pasará de 3 a 4.1 millones de barriles por día del año 2000 al 2025” y concluye que para el año 2025 “se mantendrá la alta disponibilidad y proporción de crudo pesado en las reservas mexicanas”.¹⁵

La evaluación de Pemex y los aquí descritos, desde luego alejan la fecha de la ocurrencia del pico de la producción mexicana y suponen que en el futuro de nuestro país se encuentra un nuevo ciclo de grandes descubrimientos.

Visiones desde el extranjero

Según los últimos documentos del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), los llamados “recursos no descubiertos” en el subsuelo de México ascienden a 45 800 millones de barriles; es importante subrayar que el DOE, a diferencia de la actual administración de Pemex, propone ritmos moderados de producción.¹⁶

Otra institución de Estados Unidos, que también ha desarrollado programas mundiales de estudio de reservas y potencial, United States Geological Survey, USGS, en su más reciente estimación presentada en el Congreso Mundial del Petróleo en Calgary, en 2000, sitúa la cifra de recursos por descubrir de México en 18 600 millones de barriles.¹⁷

La División de Investigaciones del Secretariado de la OPEP, en su más reciente *Oil Outlook to 2025*, dedicó un interesante capítulo a nuestro país: espera un incremento de la producción mexicana en el corto y medio plazos, pero, subrayamos, un moderado descenso para 2025.¹⁸

¹⁴ Entre los expertos que participaron en el estudio estuvieron el doctor Mariano Bauer, ex director del PUE; véase Nicolás Domínguez *et al.*, *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*, México, IMP, 2001.

¹⁵ Insistimos a partir de dos supuestos a) una tasa media de crecimiento anual de la producción de 1.2%, la que permitiría alcanzar los 4 millones de barriles diarios en el año 2025, y b) plataforma fija de exportación de 1.5 mmbd (*ibid.*).

¹⁶ En el más reciente escenario sobre la producción petrolera de México en el futuro, el DOE espera que la producción de México, en 2010, ascenderá a 4.2 millones de barriles diarios (bd) y que podría aumentar otro medio millón de barriles diarios, para alcanzar en total 4.7 millones de bd, producción de meseta que se mantendría hasta 2025. Realizando las operaciones aritméticas correspondientes, podemos decir que el DOE espera un crecimiento del 3.06% anual en la extracción de crudo en México, ésta es una tasa levemente más alta que el crecimiento real observado en los últimos cuatro años, el cual ha sido de 2.94% anual.

¹⁷ Según USGS: 18 603 millones de barriles de crudo; 2 321 millones de barriles de líquidos del gas y 42 763 miles de millones de pies cúbicos de gas seco; es decir casi 43 billones. Si los expresamos como crudo equivalente, los tres renglones suman: 29 146 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (véanse los siguientes textos: United States Department of The Interior, U.S. Geological Survey, U.S. Geological Survey *World Petroleum Assessment 2000. Description and Results* (<http://greenwood.cr.usgs.gov/energy.com>), y USGS, *World Energy Project 2000* (<http://www.energy.cr.usgs.gov/oilgas/wep/mission.htm>), también puede leerse un resumen en Explorer, AAPG, junio de 2000.

¹⁸ Organization of the Petroleum Exporting Countries, Research Division at the OPEC Secretariat, *Oil Outlook to 2025*, Vienna, Austria, septiembre de 2004.

Los estudios de ASPO estiman volúmenes considerablemente menores sobre lo que puede descubrirse en el futuro. Campbell, en 1998, en un estudio de 59 países petroleros, atribuye a México 6 600 millones de barriles como “recursos no descubiertos”.¹⁹

Nadie duda de la existencia de recursos por descubrir, especialmente en el Golfo de México; las diferencias radican en los volúmenes a recuperar. Cabe recordar que la geología tiene la última palabra, sólo las perforaciones confirmarán los estimados.

Las aguas profundas del Golfo de México

En la Zona Económica Exclusiva de México se ubica la mayor porción de recursos de la megacuena. En la plataforma continental, más de 263 000 kilómetros cuadrados, se han descubierto poco más de 60 campos, pero el país dispone de más del doble: casi 587 000 kilómetros cuadrados en sus aguas profundas, en esta vasta superficie aún no tiene un solo campo, los recursos permanecen intactos y hay una enorme impaciencia, en el actual gobierno y en las grandes petroleras, por iniciar su explotación.²⁰

La identificación de sus distintas áreas apenas se inició a fines de los años noventa y cobró impulso en el actual gobierno del presidente Vicente Fox, en el que se han destinado, de 2001 a 2004, 10 000 millones de dólares (entre 100 y 110 000 millones de pesos) a su investigación,²¹ esto es, probablemente, alrededor de 20% del presupuesto total de Pemex Exploración y Producción. Comparando la cifra anterior con las inversiones destinadas a Cantarell y al proyecto Ku-Zaap-Maloob, que tiene por objeto sustituir parcialmente la producción del primero, algunos hemos concluido que las aguas profundas del Golfo de México son la nueva “joya de la corona”.

El siguiente cuadro muestra las erogaciones destinadas a cumplir los compromisos Pidiregas del pago de nitrógeno y otros gastos de operación de Cantarell, entre 2001 y 2004, en total, 89 569 millones de pesos, y permite concluir que, aunque su producción sigue siendo gigantesca, ha pasado definitivamente a un segundo plano. Cantarell alcanzó su pico de producción en 2004 y a partir de 2005 ha empezado a declinar.²²

¹⁹ Collin Campbell, “Global Conventional Oil Endowment”, Londres, Last updated 2, 21, 2000 <http://www.oilcrisis.com/campbell/endowment.htm>. Su evaluación presenta el problema de que comprende solamente lo que llama crudo convencional, es decir excluye el potencial en aguas profundas.

²⁰ Los Estados Unidos disponen de 300 000 km², la mitad de México, pero cuentan con más de 1 000 campos descubiertos, y Cuba, con 110 000 millones, seguramente posee menores volúmenes de reservas, pero no desdeñables, sólo en su faja de pesados en el archipiélago norte, las evalúa entre 30 y 50 000 mmbce, *in situ*.

²¹ Según informó el director de Pemex a la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados: “en esta administración hemos gastado 10 000 millones de dólares en aguas profundas”. Pemex ha tenido, en este sexenio, los presupuestos más altos de su historia: en promedio, 90 000 millones de pesos cada año, en valores corrientes. Así, en los casi cinco años transcurridos, ha recibido 410 000 millones de pesos: 10 000 millones de dólares, redondeando, equivalen a entre 100 000 y 110 000 millones de pesos. Estas inversiones han comprendido perforaciones, sondeos de sísmica tres dimensiones, interpretación de registros, estudios en laboratorio de muestras tomadas en el subsuelo marino y otras actividades de exploración (véase la “Versión estenográfica de la comparecencia del director de Petróleos Mexicanos, Luis Ramírez Corzo, correspondiente al Análisis del Quinto Informe de Gobierno del Presidente Vicente Fox Quesada, llevada a cabo el miércoles 28 de septiembre de 2005”, México, D.F.)

²² La producción del complejo cayó de 782 millones de barriles en 2004 a 743 millones en 2005, esto es una pérdida de 39 millones.

Cuadro 1

Pidiregas. Pagos presupuestados a Cantarell y KZM

Millones de pesos

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Cantarell	3 147	12 979	18 337	20 210	25 867	30 709	20 778	12 215	7 392	6 914
KZM	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	3 954	9 279	8 763	5 308	4 315
Aguas profundas					25 000 (promedio)	25 000 (promedio)	25 000 (promedio)	25 000 (promedio)		

n.v.: no vigente (aún no se había iniciado).

Fuentes: Pemex, "Report to Securities and Exchange Commission, Washington, D.C., 2 de diciembre de 2002, y Luis Ramírez Corzo, *op. cit.*

Como se ha insistido, esa cuantiosa inversión ha permitido evaluar 54 000 millones de barriles de crudo equivalentes como recursos prospectivos.²³

La cifra fue severamente impugnada, pero por razones de espacio no haremos mención a los cuestionamientos en México, limitándonos a las dudas expresadas por dos destacados geólogos estadounidenses. Richard Nehering, actual presidente de NRG Associates en Colorado Springs, basándose en los descubrimientos en la parte estadounidense, señaló que los descubrimientos en la porción mexicana "pueden ser muy significativos" [pero] elevarlos a 54 000 millones es "probablemente exagerado".²⁴ La opinión de Nehering es muy importante porque él ha realizado estudios sobre México publicados por la Comisión de Energéticos y el Conacyt.²⁵ Actualmente forma parte de un Committee on Resource Evaluation en proceso de constitución o ya existente integrado por iniciativa de la asociación de geólogos de los Estados Unidos, AAPG por sus siglas en inglés.

Joseph P. Riva, también destacado geólogo, a quien conocemos por sus estudios sobre Cantarell, declaró que los mexicanos "inflaron de modo significativo sus reservas"²⁶ y adelantó una cifra que le parecía más correcta para el Golfo profundo: 20 000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mmbpce. Unas semanas más tarde Pemex hizo públicas precisiones que se acercaron a esa cifra;²⁷ en efecto, en la reunión anual de la AGPM en Puebla, Pemex precisó que los 54 000 millones de crudo equivalente se dividían en la forma siguiente: 25 300 millones en aguas profundas y 28.5 en tirantes de menos de 500 metros y en tierra; la suma de ambos renglones es de 53 800 millones.²⁸

²³ La noticia mereció un párrafo en el IV Informe del Presidente Fox leído el 1 de septiembre de ese año. La información se ha reiterado en 2005; véase Luis Ramírez Corzo, Discurso en la ceremonia del LXVII Aniversario de la Expropiación Petrolera, Ciudad del Carmen, Campeche, 18 de marzo de 2005. Más recientemente, en marzo de 2006, la información aportada por el pozo Noxal en aguas profundas de lo que Pemex llama el proyecto "Golfo de México B", ha permitido a PEP anunciar expectativas de que el potencial mexicano podría ser aún más elevado, pero oficialmente las cifras no se han modificado (véase Fabio Barbosa, "Pemex presenta el plan para las aguas profundas del Golfo de México", en *Petróleo y Electricidad*, marzo de 2006).

²⁴ Véase "Mexican Oil Claims Doubted", *The Washington Post*, 31 de agosto de 2004.

²⁵ Richard Nehering, "Evaluación sumaria de los recursos de hidrocarburos de México": *Energéticos*, Sepafin, Comisión de Energéticos, 1980, y *Campos petroleros gigantes y recursos mundiales de petróleo*, México, Conacyt, 1981, 196 pp.

²⁶ "Mexican Oil Claims Doubted" ...*op. cit.*

²⁷ Para un examen detenido de diversas evaluaciones del potencial del Golfo de México, véase Fabio Barbosa, *El petróleo en los Hoyos de Dona y otras áreas desconocidas del Golfo de México*, México, IIEC-UNAM,

²⁸ Pemex, Gerencia Corporativa de Comunicación Social, *Boletín*, 18 de abril de 2005.

A continuación el cuadro 2 desglosa las cifras correspondientes a las áreas en tierra, el talud continental y en profundidades más allá de 500 metros de tirante de agua. Se han desagregado crudo y gas utilizando los factores de equivalencia establecidos por PEP: 5 201 millares de pies cúbicos de gas por un barril de crudo equivalente.

El cuadro nos muestra que según la última evaluación de Pemex Exploración y Producción en las aguas profundas del Golfo de México se espera encontrar casi 16 000 millones de barriles de petróleo crudo y 37 billones de pies cúbicos de gas natural; es decir, el potencial gasero de México es tan importante como el de Bolivia.

Cuadro 2

La distribución de los recursos prospectivos de México

Área	Evaluación (en millones de barriles de crudo equivalente)	Crudo (en millones de barriles de crudo)	Gas (en billones de pies cúbicos)	Sólo condensados (en millones de barriles de líquidos)	Gigantes de crudo	Localizaciones de perforación
Golfo profundo/Tirantes de más de 500 metros	25 300	15 934	37	2 024	32	170
Sólo en yacimientos transfronterizos compartidos con EUA	4 000	2 520	6	p.e.	5	1
Evaluación sólo Proyecto "Golfo de México B"	10 000	p.e.	p.e.	p.e.	p.e.	p.e.
Golfo de México en tirantes de menos 500 m	4 700	2 961	8	p.e.	6	817
Total Golfo de México	30 000	18 900	44	p.e.	38	987
Cuencas de región Norte	6 000	4 260	p.e.	p.e.	8	n.d.
Cuencas de región Sur	18 000	12 780	p.e.	p.e.	25	n.d.
Gran total	54 000	35 040	p.e.	p.e.	72	2 700

Nota: p.e.: pendiente de evaluar.

Fuentes: Las cifras de la evaluación en crudo equivalente: Pemex, Gerencia Corporativa de Comunicación Social, *Boletín*, 18 de abril de 2005, y *Boletín*, 260/2005, 26 de octubre de 2005; el dato sobre número de oportunidades en Nicolás Domínguez, "Investigación y desarrollo tecnológico en la industria petrolera", México, D.F. Borrador (inédito) presentado en el proyecto de investigación "Situación actual y futuro de Petróleos Mexicanos", 2005, que se desarrolla en el IIEC-UNAM, y Adán Oviedo Pérez, *op.cit.* *La evaluación de Golfo de México B*", en Pemex, "Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2005, México, D.F., 16 de marzo de 2006 (ri@dcf.pemex.com).

El cuadro anterior destaca que en el área más prometedora del Golfo profundo, el llamado "Cinturón plegado perdido", cuya parte estadounidense la denominan "Cañón de Alaminos", se ubican estructuras que cruzan la frontera, con un potencial de 4 000 millones de bpce. Son yacimientos transfronterizos, cuya existencia hemos planteado como hipótesis desde hace años.²⁹ Ahora han sido confirmados

²⁹ Fabio Barbosa Cano, "Trident, probable primer yacimiento transfronterizo. Estableció récord mundial de perforación", *Petróleo y Electricidad*, México, año VII, núm. 78, septiembre de 2002.

oficialmente por el director de Pemex en eventos científicos y tecnológicos, como la V E-Exitep, ante organismos empresariales y en reuniones con la comunidad del Instituto Mexicano del Petróleo.³⁰

Trident, primer yacimiento transfronterizo

Las investigaciones mexicanas en la frontera México-Estados Unidos, en el Golfo de México, se iniciaron desde el gobierno de Zedillo. Entonces se ubicó la localización de perforación: "Pep-1", en Perdido. A fines de 2002 se reemprendió la investigación sismológica y en 2003-2004 se realizó la interpretación de los registros obtenidos; es interesante subrayar que la mayor parte del proyecto se realizó en el Centro Nacional de Procesado Sismológico de Petróleos Mexicanos.³¹

Científicos de la Coordinación Técnica de Exploración de Pemex, que participaron en las actividades, han escrito que "este proyecto es el primero de su clase realizado por Pemex" y que "marca un parteaguas en la historia de la exploración de Pemex", por la dimensión tan grande del levantamiento, de aproximadamente 3 000 kilómetros cuadrados y la naturaleza propia de los datos "en aguas ultraprofundas".³²

El mismo reporte de García Molina y Julián Cabrera señala que se identificaron las mismas formaciones productoras de aceite en el área del campo "Trident". Éste es un campo cuyo pozo más al sur, apenas perforado en 2002, se ubica a sólo seis kilómetros de la línea fronteriza con México; ahora, repetimos, se ha comprobado que las formaciones se extienden en aguas territoriales de México. También se identificaron arenas de la formación "Wilcox" que han demostrado ser productoras de gas en México y en diversos campos, como Bob West, en EUA. Por las implicaciones diplomáticas y económicas del asunto, la información ha sido entregada al Congreso de la Unión y las comisiones correspondientes han iniciado estudios sobre los mecanismos más adecuados para colaboración México-Estados Unidos.³³ Poco más tarde, ante la Comisión de Energéticos del Congreso, el director de Pemex informó que se habían ubicado *otros dos* cuerpos geológicos transfronterizos.³⁴ Cabe agre-

³⁰ Véase Luis Ramírez Corzo, Discurso en la ceremonia de inauguración de la IV Conferencia y Exposición sobre Tecnología Petrolera (Exitep), Veracruz, Ver., 20-23 de febrero de 2005; más tarde, ante los investigadores del IMP, afirmó que "la mayor parte de los recursos prospectivos se encuentran en aguas profundas y *yacimientos transfronterizos*"; véase Luis Ramírez Corzo, Discurso en el 40 Aniversario de la fundación del IMP, México, D.F., 15 de agosto de 2005.

³¹ Información sobre trabajos formulados en México sobre Perdido en Jaime Patiño Ruiz, Luis E. Salomón, PEP, Activo de Exploración Poza Rica y Mario Aranda García, PEP, Coordinación de Proyectos Marinos, "Estructural Styles of the Perdido and Mexican Ridges Fold-Belts", AAPG Conference: Mexican Basins: Present and Future, Houston, Tx., 2004, y Gorgonio García Molina y Julián Cabrera, "Secuencia de Proceso en aguas profundas: caso Máximo, Área Perdido", IV Conferencia y Exposición sobre Tecnología Petrolera (Exitep), Veracruz, Ver., 20-23 de febrero de 2005.

³² El trabajo citado concluye que "fue un verdadero reto para Pemex, un gran aprendizaje y una demostración de que se pueden manejar exitosamente proyectos de esta envergadura", *ibid.*

³³ Véase Gaceta Parlamentaria. LIX Legislatura, núm. 3, 19 de mayo de 2004, 1er. año de ejercicio, segundo periodo permanente, núm. 8, 23 de junio de 2004, y núm. 145, 15 de diciembre de 2005, 3er. año de ejercicio, primer periodo ordinario.

³⁴ "Versión estenográfica de la comparecencia del director de Petróleos Mexicanos, Luis Ramírez Corzo, correspondiente al Análisis del Quinto Informe de Gobierno..." *op. cit.* El funcionario explicó que "la explotación, provocará fenómenos de depresionamiento (caídas de presión) y migración de fluidos en el yacimiento". Comenzarán con el gas y continuarán con el aceite, que, repetimos, migrará al área de menor presión, es decir, a la zona perforada. Desde luego aún está pendiente la información más detallada de las profundidades en que fueron ubicados los

gar que PEP ha iniciado el examen del tipo de plataforma más adecuada para la perforación, entre ellas las de patas tensionadas, un equipo anclado con cables en el lecho marino.

Perforaciones en tirantes de más de 200 metros

En la industria petrolera internacional no existe convención para clasificar las aguas someras y profundas, por lo que podemos adoptar la clasificación vigente en Estados Unidos; en éste se consideran aguas someras a las de menos de 200 metros; profundas de 200 a 1 000 metros y ultraprofundas de más de 1 000 metros. El cuadro siguiente muestra las perforaciones mexicanas en el Golfo de México, que han rebasado los 200 metros.

Cuadro 3

Pemex: perforaciones en tirantes de agua mayores de 200 metros

Año	Área y, o proyecto	Número de pozos	Tirante de agua	Resultados
1993	Litoral Tabasco	Ayin, 2 pozos	200	Proyecto de desarrollo aprobado por el Congreso (vía Pidiregas), pero aún no iniciado.
1997	Litoral Tabasco	Chuktah	400	Problemas con cuerpos salinos (encontró manifestaciones de crudo)
2003	Litoral Tabasco	Chuktah-201	512	¿Pozo seco?
1998	Litoral Tabasco	Tabcoob 1 pozo	400	¿?
2001-2004	Proyecto "Le Acach-Chuktah"	Cinco pozos	250-400	Crudo pesado
2004	Región marina noreste	Nab 1 pozo	680	Crudo ultrapesado
2005	¿?	Kastelan	450	¿?
2005	Lankahuasa	Caxui 1 pozo	444	Pendiente informe
2005	Proyecto Coatzacoalcos	Noxal 1 pozo	934	Resultados muy positivos
Total		14		

Fuentes: Madain Moreno Vidal, Javier Meneses Rocha y otros, "The Deeper Exploration of the Southern Gulf of Mexico, Le Acach-Chuktah", AAPG Conference: Mexican Basins: Present and Future, Houston, Tx., 2004, y Adán Oviedo, "Deepwater Exploration in Mexico", Houston, Tx., 6 de marzo de 2006.

Pemex Exploración y Producción tiene programada la perforación de otros dos nuevos pozos profundos para este año: "Lakach", en un tirante de 983 metros, que se pretende dejar terminado en este sexenio, y "Chelem", en 848 metros, cuya perforación quedaría inconclusa y tendría que terminarla el próximo gobierno en 2007.³⁵ Como puede verse por el cuadro anterior, Pemex avanza con rapidez

cuerpos geológicos transfronterizos. Hemos publicado un mapa en el que puede verse que la investigación realizada por Pemex, en el área de Perdido, comprendió parte del talud, en isobatas menores de 500 metros, y parte de la misma investigación se realizó en profundidades de hasta los 3 000 metros.

³⁵ Adán Oviedo Pérez, *op. cit.*

hacia la nueva frontera marítima; sin lugar a duda, en el actual gobierno y entre las grandes petroleras existe gran impaciencia, tanto por intensificar las perforaciones, como por iniciar su explotación.

“Carrera contra el tiempo”

La revista *Explorer*, órgano de la asociación de geólogos de Estados Unidos, en un artículo especialmente dedicado al tema de los recursos mexicanos en el Golfo, lo llamó “impresionante potencial”, y afirmó que “se está desarrollando, *en este momento*, una de las más importantes carreras del mundo, por descubrir y desarrollar el petróleo de las aguas profundas, es una carrera contra el tiempo”;³⁶ desbordando su carácter técnico, la revista descalificó la oposición política a la apertura al capital privado, como puede verse desde el título del artículo: “Mientras la geología atrae, la política nubla las promesas de México”. El artículo parece sugerir que se acuda al capital y la experiencia del extranjero, *para desarrollarlo rápidamente*.³⁷

Con frecuencia los propios ejecutivos de las transnacionales nos advierten sobre las consecuencias de carecer de tecnologías y capital. En un texto de British Petroleum, firmado por sus ejecutivos en México, señalan que “será necesario tener acceso a tecnologías, experiencia y financiamiento, las alianzas y asociaciones podrían facilitarlas a México [...] *de lo contrario el pronóstico de éxito podría ser muy bajo*”.³⁸ Sin aludir tan directamente a México, también Exxon-Mobil ha presentado trabajos en reuniones técnicas en nuestro país, hablando del riesgo de baja tasa de éxito.³⁹ Otros advierten que debe contarse con los factores de éxito que han conducido a la emergencia de los ganadores (*winners*) en la arena de las aguas profundas.⁴⁰

Datos que nos parecen verdaderamente importantes y sin embargo han sido poco difundidos y explicados, son, primero, que de lo que se trata es de iniciar los dispositivos para tener producción para los próximos 8 o 10 años (diríamos el sexenio 2012-2018). Todos los estudios dejan muy claramente establecidos los largos periodos de maduración: si el proyecto iniciara en 2007, sólo hasta 2015-2017 estarían llegando a la costa o embarcándose para la exportación los primeros barriles de crudo o las primeras moléculas de gas. Segundo, aún más importante: a pesar de la campaña tan intensa para que nuestro país avance al Golfo profundo, a la fecha, *la explotación petrolera* (que es distinta a la simple perforación exploratoria) sólo puede realizarse hasta los 2 200-2 225 metros de tirante de agua. El

³⁶ “One of the most important races in the world is taking place right now in Mexico. It’s a race against time”, “Meanwhile, Geology Beckons. Politics cloud Mexico’s Promises”, *Explorer*, octubre de 2004.

³⁷ Pemex should call on outside investment and expertise for speedy development of México’s impressive hidrocarbon potential” (*ibid*).

³⁸ Chris P. Sladen y Alfredo García Mondragón, de BP-México, “El futuro de la exploración y producción en aguas profundas: México en el contexto del mundo”, artículo presentado en la IV E-Exitep, Veracruz, Ver., 20-23 de febrero de 2005.

³⁹ Kevin Barnes, Carlos Dengo and Ian Russell, “Revitalizing a mature basin: The US Deepwater Gulf of México”, ponencia en la III Exposición y Conferencia Internacional de Tecnología Petrolera, Veracruz, Ver., 16-19 de febrero de 2003, 11 pp.

⁴⁰ “Review of Deepwater exploration and production achievements in the US deepwater Gulf of México”, ponencia en la III Exposición y Conferencia Internacional de Tecnología Petrolera, Veracruz, Ver., 16-19 de febrero de 2003. Textualmente señalan: “...deepwater strategies and success factors will be reviewed to establish which companies have emerged as *winners* in the deepwater arena”.

límite, *la frontera tecnológica*, lo señalan hoy los proyectos Nakika y Thunder Horse, en Cañón de Mississippi, y Holstein, Mag Dog & Atlantis, en Green Canyon, áreas de EUA.⁴¹ Es fundamental aclarar que *aún no existe tecnología para el desarrollo en tirantes de más de 2 225 metros*. En la porción del Golfo perteneciente a EUA se han descubierto campos, como Baha, Triton, Camdem Hills, Coulumb y otros que permanecen en espera de que la tecnología resuelva los problemas de la explotación a las enormes presiones y bajas temperaturas imperantes en lo más profundo del Golfo de México.

Para concluir, cabe destacar que seguramente existen formas de contratación a las que México puede acudir en un avance gradual, teniendo, como lo muestra el cuadro 2, más de 800 localizaciones en tirantes de menos de 500 metros y más de mil localizaciones en tierra. Respecto al problema del financiamiento, algunos de los asesores de López Orador, como Rogelio Ramírez de la O, han propuesto que puede obtenerse limpiando la corrupción y reorientando las finanzas. El economista ha criticado el hecho de que, antes de reinvertir los ingresos de Pemex en exploración, los políticos tratan a la compañía como un gran banco y que un tercio de los ingresos del gobierno los toma de Pemex.⁴²

Perspectivas de producción para el corto y medio plazos

En Pemex se llama corto y medio plazos al lapso sexenal y a los próximos 10 años, respectivamente. Para examinar las posibilidades de mantener o incrementar la producción de crudos en esos periodos se requiere una revisión del Plan de Negocios de Pemex Exploración y Producción que contiene información desagregada sobre los diversos proyectos, los campos en que se desarrollarán operaciones de rehabilitación y optimización y las *producciones incrementales* esperadas de cada proyecto.

En 2002 PEP dio a conocer una parte de dicho Plan de Negocios: comprendía 61 proyectos que; *de contar con presupuesto*, permitirían elevar la producción a cuatro millones de barriles diarios (mmbd), para 2006, meta del gobierno de Fox.

El Congreso sólo aprobó 25, es decir, *menos de la mitad de los proyectos* de la propuesta original, los cuales, empero, permitirían niveles de producción arriba de 3.5 mmbd, en promedio, entre 2003 y 2010.

Ahora, aun cuando el sexenio todavía no termina estamos en condiciones de presentar un balance tentativo de lo planeado y lo realizado. La conclusión, si bien sólo contamos con piezas de este otro rompecabezas, no deja de ser sorprendente: de los 25 proyectos solamente arrancaron cinco y *20 de ellos se quedaron en el papel*, a pesar de tener *presupuesto* *Pidiregas*, *aprobado por el Congreso*.⁴³ En resumen, de 60 proyectos presentados a la Secretaría de Hacienda sólo se emprendieron

⁴¹ Chris P. Sladen y Alfredo García Mondragón, *op. cit.*

⁴² Transcribimos textualmente: "Pemex would have the money to explore deep water deposits if politicians cleaned up deep-rooted corruption. Rather than reinvesting Pemex' money in exploration [...] politicians treat the company like a piggy bank. Oil profits account for about a third of the government's revenue". Mary Lou Pickel, "Mexico's Energy Problem-Oil, Politics a Difficult Mix", publicado el 29 de octubre de 2004, en <http://www.energybulletin.net/newswire.php?id=2882>.

⁴³ Algunas piezas del rompecabezas: según la Dirección de Finanzas del Corporativo, la cartera completa comprendía 121 proyectos en 2002, pero no se nos permitió conocer la tabla de producciones incrementales desagregadas. Intentando profundizar nos dirigimos al doctor Luis

cinco. Un intento de explicar esa situación nos conduce a los conceptos de recursos contingentes y campos marginales.

En 2002 Pemex definió un concepto peculiar: al comenzar el sexenio *uno de cada cuatro campos descubiertos en México, se encontraba virgen o con una tasa de agotamiento menor al 10%*; llamó "recurso contingente" a los existentes en campos cuya explotación no resultaba rentable en el año en que se formuló su evaluación económica⁴⁴ y se empezó a hablar, muy confusamente, de los "campos marginales", lo que aludía o nos aproximaba a la noción, en teoría neoclásica, del último en incorporarse a la cartera de negocios o a la cartera de inversiones aprobada por la SHCP. Más tarde, quizá con más precisión conceptual, el doctor Luis Roca Ramisa, presidente de Schlumberger Oilfields Services en México, aportó una nueva definición:

Los campos maduros y/o marginales en México se definen como aquellos campos donde el margen de utilidad es rentable pero *no suficientemente competitivo con otros proyectos* en la cartera de inversiones de Pemex Exploración y Producción. El concepto de madurez y/o marginalidad es dinámico, es decir puede ser temporal en función de las condiciones del mercado y nivel de costos de extracción y producción. En los EUA se considera como maduro y/o marginal, aquellos campos de aceite con producciones inferiores a 10 barriles diarios por pozo.⁴⁵

En suma, Pemex cuenta con una enorme cartera de proyectos, de la cual una elite de sus directivos, funcionarios de la SHCP y los organismos financieros internacionales eligen algunos en función de la demanda del principal comprador de crudos y las posibilidades del financiamiento del proyecto.

En el gobierno de Fox el aumento de la inversión fue destinado a continuar proyectos ya en marcha, como Cantarell, Burgos, Delta del Grijalva y especialmente el Proyecto Estratégico de Gas, que recibió un incremento presupuestal nueve veces mayor respecto al que tuvo con Zedillo.

Los nuevos proyectos privilegiados para compensar la producción de Cantarell que, como dijimos, comenzó a declinar en 2005, son KZM, crudo ligero marino, que se desarrolla en campos de litoral Tabasco y de la región marina suroeste, así como el regreso a la explotación de otros pocos campos en la vieja Faja de Oro Marina, que estuvo sin inversiones desde casi medio siglo. Asimismo, se emprendieron dispositivos para el desarrollo del Atolón Arenque frente a costas de Tamaulipas.

En tierra la inversión en este sexenio se dirigió a algunos proyectos de la cuenca Comalcalco, como El Golpe Puerto Ceiba y se realizó una pequeña incursión, muy exitosa, en Chicontepec. Esta

Ibarra Pardo, jefe de la Unidad de Inversiones de la Subsecretaría de Hacienda, solicitando información sobre la cartera vigente de programas y proyectos de inversión. Apenas pudimos conocer que en 2004 el Congreso había aprobado presupuestos Pidiregas para dos proyectos más: Edén-Jolote y San Andrés, los cuales tampoco se iniciaron.

⁴⁴ Transcribimos la definición completa: "Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de *acumulaciones conocidas* pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, *no se consideran comercialmente recuperables*", Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México. Evaluación al 1 de enero de 2003, México, PEP, 2003.

⁴⁵ Ingeniero Antonio Narváez de PEP, y doctor Luis Roca Ramisa, de Schlumberger Oilfields Services, "Reactivation of Mature Fields in Northern Mexico", artículo presentado en la IV E-Exitep, 20-23 de febrero de 2005, Veracruz, Ver.

área comprendió el desarrollo de tres campos: Agua Fría, Coapechaca y Tajín, donde se perforaron 200 pozos. Esta primera parte ha sido exitosa: se han perforado hasta 19 pozos en una hectárea de terreno utilizando nuevos equipos. Esta nueva tecnología ha permitido abatir el tiempo de perforación de dos meses a sólo 10 o 12 días y disminuir los costos a la mitad: de 25-30 millones de pesos, a 15-16 millones de pesos.⁴⁶

Por otro lado, resulta inexplicable que se hayan desarrollado o iniciado proyectos que no aparecieron en los informes escritos o electrónicos ni de Pemex ni de la SHCP, como Tomón, en el sureste; Progreso, que se desarrolló frente a las costas de Yucatán, Cuichapa en el istmo de Tehuantepec,⁴⁷ y Sierra Norte de Chiapas.⁴⁸

Entre los proyectos que, a pesar de tener presupuesto aprobado, no se iniciaron, cabe mencionar la inyección de nitrógeno en el complejo Bermúdez y otros como Cactus y Sitio Grande, el programa de utilización del CO₂ o campos como Arteza y otros del sureste; la inyección de agua a Cinco Presidentes, en el Istmo y a "Tamaulipas-Constituciones", en la región norte así como el primer desarrollo en campos en tirantes de 200 metros, como el proyecto Alux Ayin, entre otros.⁴⁹

Un programa que nos permite observar muy cercanamente el desarrollo de los proyectos o los campos próximos a ser explotados, es el de construcción de plataformas marinas que el presidente de la República inauguró en mayo de 2003 en Tuxpan, Veracruz. Originalmente se propuso la construcción de 47 nuevas plataformas, un incremento de casi un tercio, recordando que en 1999 Pemex contaba con 167 plataformas instaladas y operando en el Golfo de México.⁵⁰ Este programa también ha sufrido retrasos; pero diversa información permite asegurar que se encuentran en construcción, o

⁴⁶ Octavio Alcázar Cancino y Luis Robles Vega, "Exploitation of the Chicontepec Turbiditic Plays, Central México", paper presented in AAPG Annual Meeting, 2004. En los últimos años se ha realizado un intenso trabajo preparando la explotación de nuevos campos de Chicontepec, los que han pasado a lo que PEP denomina "Portafolio 4.21E", que modifica la anterior versión de PEP, "Aceite Plan de Negocios (cartera 1.06 + csm)": Este nuevo proyecto comprende la explotación de campos muy importantes, algunos totalmente vírgenes como Amatitlán y otros como Humapa, Coyula con producción muy incipiente.

⁴⁷ En este proyecto se han presentado problemas, la primera perforación *fracasó*, según información del alcalde de Moloacán, Omar Ricárdez: "La perforación estuvo muy accidentada y fue suspendida"; el mismo sujeto adelantó: "ahora las esperanzas están cifradas en el pozo Uricán-1". Véase "Fracasa explotación de Guince-1", *Energía y Ecología*, Villahermosa, Tab., 19 de diciembre de 2005.

⁴⁸ Uno de los resultados de éste fue el pozo Malva, cerrado por el gobierno chiapaneco por motivos ambientales; algunos entrevistados nos aseguran que se trató de presiones para obtener más fondos del gobierno federal. Información sobre el proyecto, en la que se afirma que "The Simojovel Project area comprises the northwest portion of the belt which is the *most prolific hydrocarbon producing portion of the Sierra de Chiapas*", en Ricardo Alcántara y otros, Kilómetro 3, Colonia Belem, Macuspana, Tabasco and Davis & Namson Consulting Geologist in Houston, Texas, "Identification and Evaluation of Plays in the Simojovel Project", AAPG Conference: Mexican Basins: Present and Future, Houston, Tx., 2004.

⁴⁹ Entre otros ofrecemos un ejemplo: en Sitio Grande se realizaron las pruebas exitosas de inyección de nitrógeno desde 1997; los mapas en nuestro poder muestran el pozo inyector Sitio Grande número 921, ubicado en la cima de la estructura y los dos testigos: Sitio Grande 90 y 82. Se estimó un gasto de 21 millones de pies cúbicos de nitrógeno diarios para generar un casquete de gas en la cima de la formación; se afirmó que las pruebas fueron exitosas porque no se observó una canalización prematura del nitrógeno hacia los pozos vecinos. El proyecto fue aprobado por la SHCP y votado favorablemente en el Congreso de la Unión en la Navidad de 2002. Desde entonces diversos grupos hemos mantenido un constante monitoreo sobre la construcción de obras como la de la planta de N₂, o tendido de tuberías para su inyección, etc. A lo largo de los últimos años, la respuesta ha sido negativa; seguramente el sexenio de Fox concluirá sin que este proyecto avance. *Insistimos: no lo señalamos como presión para que se desarrolle sino como ejemplo de la forma como opera Pemex.*

⁵⁰ Pemex, *Anuario Estadístico* 2000., México,

en distintas etapas de instalación, 32 nuevas plataformas,⁵¹ de ellas *sólo una* ya ha sido instalada y se encuentra enviando crudo a la costa: Ixtal.⁵² El cuadro a continuación muestra la nueva concentración en las áreas o proyectos privilegiados: 16 en el proyecto Ku Zaap Maloob y ocho plataformas para el proyecto “Crudo Ligero Marino” que, repetimos, se desarrolla en campos de la región marina suroeste y en litoral Tabasco. El cuadro muestra que a Cantarell se le dedican apenas tres plataformas.

Cuadro 4

Plataformas instaladas o en proceso de construcción

Complejo o región	Plataformas	Total
Ku-Zaap-Maloob	Ku, a, h, h, m, s, s, s Zaap, a, b, c, c Maloob, a, b	16
Litoral Tabasco	Sinán, a, b, c, d May, a, b Yache-a Citam-a	8
Cantarell	Akal, q, w Sihil-a	3
Región marina suroeste	Manik-a Ixtal-a	2
Antigua Faja de Oro	Bagre-c	1
Atolón Arenque Frente a Tampico	Lobina-1	1
Lankahuasa	Lankahuasa-1	1
Total		32

Nota: En el campo Ku, hay tres plataformas llamadas K-S, porque una es de producción, otra de perforación y una más habitacional, lo mismo en Zaap, una plataforma es habitacional.

Fuente: PEP, Subdirección de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas, México (interno), y Luis Puig Lara, *op. cit.*

En litoral Tabasco y la región marina suroeste no solamente se desarrollarán viejos campos descubiertos desde el sexenio de Salinas; entre 2001-2005 se han descubierto otros como Homol, Tumut, Wayin y Pokoch, que muestran el potencial de crecimiento en cuencas conocidas. En conjunto contienen 360 millones de barriles de crudo equivalente,⁵³ subrayamos que en Litoral Tabasco, el campo Sinán, en el que se están instalando cuatro plataformas, es un nuevo campo gigante; estudios recientes han revalorado sus reservas.⁵⁴

El cuadro muestra también una nueva plataforma más para el desarrollo de Lankahuasa, nueva área del Golfo de México que empezó a ser estudiada, como parte del PEG, en el sexenio de Zedillo, pero

⁵¹ Luis Puig Lara, vicepresidente nacional de Hidrocarburos de la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, “Fortalecer a empresas mexicanas en la construcción de plataformas marinas”, *Energía a debate*, México, año 2, vol. II, núm. 11, octubre-noviembre de 2005.

⁵² Pemex, Gerencia de Información y Relaciones Públicas, *Boletín*, 1 de diciembre de 2005.

⁵³ Adicionalmente, su cercanía a infraestructura de producción y transporte ya instalada puede permitir su pronta incorporación a la plataforma de producción (Lázaro Moreno Lara, Ma. Alicia Cruz Rodríguez, Eleazar Vera y Francisco Treviño, “Descubrimientos recientes de aceite ligero, gas y condensados en la Sonda de Campeche”, artículo presentado en la IV E-Exitep, Ver., Veracruz, 20-23 de febrero de 2005).

⁵⁴ César Cabrera Cuervo, Rafael Liévano González y Francisco Olarte, PEP, Activo Litoral Tabasco, Dos Bocas, “Incremento de las reservas en el campo Sinán”, artículo presentado en la IV E-Exitep, Veracruz, Ver., 20-23 de febrero de 2005.

la primera perforación exitosa concluyó en 2001; se realizaron nuevos descubrimientos en 2002 y se reportaron las primeras localizaciones en aguas profundas; como ya mostramos en el cuadro 3, en 2005 se realizó la perforación de Caxui, pozo en un tirante de más de 400 metros. Lankahuasa inicia el desarrollo de una *nueva provincia petrolera*. A la fecha se han instalado dos plataformas, se han perforado ocho pozos exploratorios y cinco de desarrollo. Como todos los programas, también ha sufrido retrasos, su producción seguramente llegará a la costa veracruzana en este año. Sólo en los dos campos anunciados como descubiertos se han evaluado reservas de gas de poco más de un billón de pies cúbicos, es decir, un tercio de los recursos que lo caracterizarían como un *nuevo campo gigante de México*; por ello Lankahuasa es el primer gran descubrimiento en lo que hemos llamado “la nueva geografía petrolera de México en el Golfo de México”.

Finalmente el cuadro muestra que también se encuentra en proceso de instalación una plataforma frente a las costas de Veracruz; corresponde al proyecto Cazonas, que es un regreso a la antigua Faja de Oro Marina⁵⁵ y una plataforma más frente a Tamaulipas que corresponde al proyecto Arenque. Ya dijimos que sobre el primero no se encuentra información ni en Pemex, ni en la página electrónica de la SHCP. Esto apoya la hipótesis de que tanto Pemex como la SHCP han disfrutado de una gran autonomía para arrancar o detener proyectos de exploración y desarrollo.

Nuestras objeciones a los contratos de servicios múltiples y al empleo de gas en la generación de electricidad no deberían impedirnos reconocer que, a partir de la puesta en marcha del Programa Estratégico de Gas Natural, la producción de gas ha aumentado a lo largo del sexenio. En Burgos, la producción se ha elevado, de 1995 a finales de 2005, de 548 millones de pies cúbicos diarios a 1 182 mmpcd, es decir, más del doble. En el mismo periodo en la cuenca gasera de Veracruz la producción aumentó de 105 a 479 mmpcd, esto es, casi cinco veces. Estos programas exitosos continuarán desarrollándose, igual que el de la cuenca Macuspana, también de gas seco, porque operan en el esquema Pidiregas.

En el sureste PEP cuenta con casi 15 proyectos pendientes de desarrollo y con presupuesto aprobado; con seguridad los iniciará en el corto y medio plazos; adicionalmente, el intenso trabajo de sísmica Tres Dimensiones y de evaluación de cuencas ha permitido descubrir extensiones de diversos campos y cuencas, lo que incrementa sus posibilidades.

Ampliando brevemente lo anterior, señalemos que un estudio firmado por el actual director de la región sur, ingeniero Martínez Kemp, anunció que PEP dispone de nuevas localizaciones de perforación en extensiones de Sitio Grande, Tecominoacán, Tepeyil, Jacinto, Paredón, Arteza, Mundo Nuevo, Juspi y otras.⁵⁶ El recurso que se espera recuperar *asciende a 1 061 millones de barriles de crudo equivalente*, suma que corresponde a dos yacimientos gigantes. El cuadro 5 desglosa las cifras.

⁵⁵ El proyecto Cazonas fue definido desde los primeros estudios con nuevas tecnologías en los años noventa. Una de las primeras referencias de que se encontraba en desarrollo se encuentra en “Consolidando plataformas: el programa de negocios de PEP”, *El mundo del petróleo*, México, año 1, tomo 2, febrero-marzo de 2004. Más tarde se informó de la construcción de plataformas y que su producción era inminente (A. Escalera, R. Hernández y D. Saavedra, “Revitalización de la Faja de Oro Marina, una estrategia para incorporar reservas e incrementar la producción de aceite ligero y superligero”, artículo presentado en la IV E-Exitep 2005, 20-23 de febrero de 2005, Veracruz, Ver.).

⁵⁶ Fuente: Martínez Kemp, “Extensiones de los campos del sureste”, IV Exitep, Veracruz, Ver., 20-23 de febrero de 2005.

Cuadro 5

Nuevas extensiones de campos del sureste

Campo /cuenca potencial en extensiones	Millones de barriles crudo equivalente
Jujo-Tecominoacán	359
Juspi, Girdas, Sitio Grande	302
Agave	154
Macuspana	246
Total	1 061

Fuente: Martínez Kemp, *op.cit.***Conclusiones**

El próximo sexenio encontrará instalada, o parcialmente avanzada, infraestructura que permitirá mantener los volúmenes actuales de producción en el corto y medio plazos, a pesar de las disminuciones en el aporte de Cantarell.

El potencial mexicano considerando las cifras de reservas 2P, 3P y la de los recursos prospectivos es importante, pero el petróleo *es un recurso no renovable* y su explotación se está realizando a ritmos muy elevados. Así como una reorientación del actual esquema volcado a las exportaciones, parece ser necesaria una modificación de la política que expresó muy claramente un reciente director de Pemex, informando al Congreso: “el techo a la exportación de crudo *determina el nivel de la producción*”.⁵⁷

En el largo plazo es insostenible que México mantenga las actuales plataformas de extracción y exportaciones. Aún más, de no ocurrir descubrimientos importantes de yacimientos de crudo, en los próximos años enfrentaremos lo que hemos llamado el escenario “B”: una situación en que continúan imponiéndose los intereses de corto plazo, hasta que el agotamiento de los yacimientos nos obligue a limitar la explotación depredatoria que se ha realizado. En tal situación terminaríamos dando la razón al doctor Antonio Alonso Concheiro, quien en uno de sus trabajos aquí citados nos advirtió que “lo único que los hombres aprenden de la historia es que los hombres no aprenden nada de la historia”.

⁵⁷ Adrián Lajous Vargas, director de Pemex, Informe a la Comisión de Energía y Recursos no Renovables del Senado de la República, 10 agosto de 1999. Se trata del primer informe del gobierno sobre el proyecto Cantarell.



Las reservas de petróleo de México: su valor para la nación

Juan José Dávalos López*

En México, más que nunca a lo largo del presente sexenio del gobierno foxista, nos hemos acostumbrado a creer que, estando las cosas como están ahora, lo que sigue es verdad para la industria petrolera nacional:

1. Que elevar a diario el *ritmo de producción* de crudo, como se busca ahora, es muy benéfico y lo más conveniente para el país.
2. Que elevar a diario la *exportación* de petróleo de crudo, como se busca ahora, es benéfico y lo más conveniente para el país.
3. Que *estamos muy cerca de quedarnos sin petróleo* y que esa situación le “estallará” en algún momento al próximo gobierno de México (sexenio 2006-2012).

Al mismo tiempo que nos acostumbramos a lo anterior, estamos llegando a creer que es imposible construir para nuestro país una situación mejor en el plano energético, a menos que se entregue total o parcialmente la explotación y administración de los recursos petroleros a las empresas privadas nacionales y extranjeras.

Dado lo anterior, se vuelve obligado revisar en primer lugar las respuestas a la siguiente pregunta: ¿por qué las reservas de petróleo en México son consideradas hasta hoy propiedad de la nación y no de sus gobiernos ni de los particulares? Entre otras razones, podemos repasar las siguientes:

- Al decir que el petróleo es un recurso natural no renovable —hecho de suyo preocupante— olvidamos con frecuencia que las reservas de dicho recurso *tardaron varias decenas de millones de años* (o tal vez más) *en ser formadas por la naturaleza*. Con ello olvidamos —por un lado— que no son fruto del trabajo de algún particular o de algún gobierno (incluyendo al actual gobierno mexicano) ni lo son del trabajo de la sociedad entera, y —por otro lado— *que jamás podremos repetir el proceso con que la naturaleza formó dicho recurso*.

* Economista, académico de la Facultad de Economía, UNAM.

Resulta obligatorio esforzarnos por comprender y tener presente esta situación, en vez de apresurarnos para agotar el valioso recurso. No por nada, en el año 2000 la provincia canadiense de Alberta fundó la Heritage Foundation for Science and Engineering Research, con un presupuesto inicial de 500 millones de dólares, encargándole –dentro del proyecto llamado Alberta Ingenuity Fund– que determine a partir de aplicaciones innovadoras de técnicas de medición radiométrica cuál es la antigüedad del petróleo. La original investigación, denominada *How old is oil?*, se realiza a la par de otras sobre tópicos de frontera en el campo de nanotecnología, etcétera.¹ Y si el objetivo principal de los canadienses al desarrollar dicha técnica es comprender y facilitar la localización y explotación de los yacimientos petroleros bituminosos de Canadá, es claro que no será un resultado menor el enterarnos también qué tan antiguo, singular e irremplazable es el petróleo, *años antes de que éste se agote*.²

- En el siglo xix, los mexicanos libramos una gran guerra a fin de defender el territorio en que comenzábamos a levantar una nación independiente. Esto es: hubo una gran guerra por la posesión y el dominio de nuestro territorial original. Pese a todo, habiendo perdido 2 000 000 de km² –poco más de la mitad del suelo nacional– al concluir la guerra en 1847³ y estando cerca de perder un territorio mayor, nuestro país sobrevivió a semejante despojo, mismo que incluyó cuantiosas reservas petroleras (aun no descubiertas en aquel entonces) ubicadas en los actuales territorios de Texas y California.⁴
- En los años treinta del siglo xx dimos otra gran batalla, esta vez en contra de las compañías petroleras extranjeras, batalla derivada de la gran Revolución mexicana de 1910,⁵ de la cual resultó el reconocimiento (básicamente en el artículo 27 de la Constitución de 1917)⁶ de

¹ http://www.albertaingenuity.ca/feature_story/dr_david_selby.php.

² Si los dinosaurios tardaron 160 millones de años en hacer inhabitable el planeta, la especie humana no tiene más de 60 000 años de existencia y ya estamos acabando con la vida como resultado de la actitud depredadora, hizo notar en fechas recientes el doctor Manuel Frías Alcaraz, presidente del organismo civil Frías Group en una conferencia organizada por el grupo Constitución y República, A. C. El doctor Frías tiene una larga experiencia participando en el diseño y ejecución de proyectos hidroenergéticos integrales en México.

³ “En 1845 los Estados Unidos resolvieron anexionar Texas a su territorio [...] El 14 de septiembre de 1847 tomaron posesión del zócalo e izaron la bandera norteamericana. El 2 de febrero de 1848 se firmó el Tratado de Guadalupe Hidalgo con el que terminó la guerra y se cedió parte del territorio nacional.” (http://redescolar.ilce.edu.mx/redescolar/act_permanentes/historia/html/guerra1847.htm).

⁴ Tan sólo a manera de ejemplo: el estado de Texas, cuya explotación petrolera comenzó en el siglo xix, extrajo de su territorio, solamente entre 1981 y 2004, 15 374 mmb de crudo, es decir, alrededor de 1.8 mmbd. Aun así, al cierre de 2004, ese estado gozaba aun de una enorme reserva probada de 4 613 mmb –frente a 7 106 y 5 273 que tenía en 1990 y en el año 2000, respectivamente (fuente: <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/mcfrptx1a.htm>).

⁵ Estamos conscientes de que la historia y la historiografía mexicanas han revisado y cuestionado en los últimos años la idea de que hubo una revolución y de que en ocasiones se le niega a dicho movimiento social el carácter de revolucionario, responsabilizado al discurso gubernamental el haber inventado tal versión. Pese a todo, consideramos que la serie de cambios cualitativos en los grandes ejes de la vida social, como la cuestión de la energía, el campo, los derechos laborales y la educación, nos autorizan, con todas las salvedades que fueran necesarias, a Referirnos a la revolución de 1910.

⁶ Al respecto, en su parte de más interés, el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos de 1917 establece que: “Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los

que los recursos en el subsuelo de México, y *muy especialmente las reservas de petróleo*, son propiedad de la nación, no de los particulares, fuesen éstos nacionales o extranjeros.⁷

- Desde aquel entonces la empresa que surgió del conflicto anterior, Petróleos Mexicanos (Pemex), creció y se valorizó en todos los sentidos gracias al trabajo de varias generaciones de mexicanos: amplió sus reservas, crecieron y se diversificaron sus instalaciones, formó una masa creciente de personal técnico y científico, generó complejos y ricos procesos institucionales, derramó una gran cantidad de riqueza al país —a pesar de los costos ambientales y sociales diversos— llegando a ser una de las estructuras (la otra fue la agricultura) básicas del desarrollo de la industria, del crecimiento de la población y de la urbanización, alcanzado un enorme valor contable y proveyendo —aun en la actualidad— casi la tercera parte de los ingresos públicos a la vez que constituye una de las columnas vertebrales del funcionamiento de la economía mexicana, vista en su conjunto, es decir incluyendo a las empresas privadas. Cabe hacer notar que solamente en 2005, Pemex generó ingresos totales (antes de impuestos y por concepto tanto de ventas internas como de exportaciones) equivalente a 80 000 millones de dólares.⁸
- Hasta la fecha no hay un recurso energético que remplace satisfactoriamente a los hidrocarburos en calidad —tanto en su condición de fuente de energía como de materia prima— ni en cantidad, aun a pesar de que existan propuestas de otros energéticos como la biomasa (por ejemplo etanol derivado de la caña de azúcar) y el hidrógeno.
- El petróleo es un recurso estratégico, sumamente codiciado tanto por su gran utilidad como por la gran rentabilidad que se deriva de su explotación, cuya posesión o carencia determina que el país en cuestión sea débil o fuerte dentro del actual sistema mundial, en el cual el conflicto y la guerra son y serán una realidad innegable.⁹

A pesar de todas las razones antes expuestas en lo que toca al valor e importancia de las reservas petroleras de México, las políticas federales de nuestros últimos gobiernos (básicamente a partir de 1982)

componentes de los terrenos, tales como [...] el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos; [...] En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes. [...] Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radiactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva".

⁷ Recordemos el Acuerdo de *Achnacarry*, que las empresas *Standard Oil* y *Royal Dutch Shell* pactaron en 1928 en el poblado de ese nombre situado en Escocia, Gran Bretaña, a fin de repartirse la industria y el mercado petrolero de nuestro país (cuestión recordada y actualizada en Fabio, Barbosa Cano. *Exploración y reservas de hidrocarburos en México*, México, Miguel Ángel Porrúa/IIEC-UNAM, 2000).

⁸ Consúltense los informes de labores de Pemex en www.pemex.com.

⁹ Señalemos, como ejemplo, que en el campo de las relaciones internacionales, los debates en torno a la naturaleza del sistema internacional dados por escuelas como el "realismo" y la "interdependencia" siguen y seguirán abiertos: más allá de cualquier esfuerzo de cooperación, el conflicto es un dato fuerte y real de la competencia por el poder en el ámbito internacional.

han dado por válidas y fortalecido de uno u otro modo las tres nociones enunciadas inicialmente. Habiéndolas convertido en orientaciones políticas fundamentales para el sector petrolero, se ha llegado en la actualidad a plantear como nunca antes la entrega abierta y explícita, total o parcial, de la explotación y administración de los recursos petroleros a las empresas privadas nacionales y extranjeras.

Ello se hace en ocasiones bajo la argucia de que el petróleo no es tan importante o dejará de serlo más o menos pronto, pero las más de las veces se afirma que los mexicanos no podemos ni podremos explotar de manera óptima y sustentable las reservas petroleras existentes en nuestro país, debido a que carecemos de los capitales y de los recursos técnicos necesarios, además de contar en abundancia con elementos como la corrupción y la indisciplina que inhabilitarían el quehacer público institucional.

Al respecto, y sin pretender negar la existencia de serios retos, actuales y futuros, que enfrenta Pemex, entendemos que si *fueran ciertos esos argumentos falaces* (que suelen ser afirmados sin demostración alguna, autoritariamente, a manera de aforismos) *y de no hacerse los cambios respectivos o cambios de otro tipo*, entonces la posesión y la explotación de las reservas petroleras de nuestro país mediante la empresa nacional Petróleos Mexicanos estaría en esencia ante un dilema, que presentado de manera extremista sería el siguiente:

1. Conservar en el subsuelo la mayor parte de las reservas de petróleo crudo, retirándonos del mercado internacional y esperando acaso que la escasez de petróleo en el mundo sea tan grande que el valor monetario de las reservas sea más elevado que nunca. Atender fundamentalmente al mercado interno y sólo exportar de manera excepcional. Inclusive, importar de vez en cuando. Tal y como sucedió durante el largo periodo entre el fin de la primera guerra mundial y el primer gran *shock* petrolero mundial, ocurrido en la década de los años setenta del siglo pasado, década en la cual, como es sabido, México regresó como exportador al mercado mundial de petróleo.¹⁰

O bien:

2. Exportar la totalidad de las reservas, convertirlas así en dinero internacional (divisas, preferentemente dólares estadounidenses) y emplear esos recursos financieros para adquirir nuevas tecnologías y conocimientos a fin de posicionar a la economía mexicana dentro de la nueva economía global, no sólo arguyendo que, en el contexto de dicha economía, la simple oferta de mano de obra barata y de recursos naturales como el petróleo no deben ni podrán ser elementos de competitividad, sino que, además, los hidrocarburos están próximos a ser sustituidos por nuevas fuentes de energía como el hidrógeno.

¹⁰ Véase Fabio Barbosa Cano, *op. cit.*

Desde luego que si se hicieran cambios bajo esos supuestos, ya fuesen *las controvertidas reformas estructurales de mercado o bien reformas de corte más nacionalista* en la política económica actual y tal vez en el plano jurídico e institucional, dicho dilema se replantearía como sigue:

3. Mantener el mercado prácticamente cerrado, si acaso con alguna forma de apertura mínima y estrictamente controlada, pero con la aplicación de políticas de fomento de desarrollo tecnológico y de innovación industrial para el sector energético en su conjunto. Situación que generaría estancamiento y rezago respecto al desarrollo internacional.

O bien:

4. Abrir por completo el mercado nacional (a lo mucho con alguna forma de regulación anti-monopólica, etcétera) a fin de permitir que las empresas multinacionales traigan a México “lo más adelantado” en tecnología de exploración y explotación de reservas, sobre todo para aplicarlas en las aguas profundas del Golfo de México, al igual que lo más adelantado en refinación, gas natural, petroquímica básica y secundaria, así como energías renovables: eólica, nuclear, hidrógeno, biomasa, solar, etcétera).

Pese a todo, los dilemas en cuestión no tienen por qué ser necesariamente ciertos. Y de hecho no lo son: es falsa la postura de que *si no hay cambios de ningún tipo* debemos escoger entre una postura nacionalista que sólo permite guardar los recursos en el subsuelo o agotar con rapidez las reservas mediante la exportación creciente de petróleo crudo para obtener divisas, como falsas son las posturas de que, *en caso de producirse cambios*, si éstos fueran de corte nacionalista tan sólo lograríamos propiciar una economía relativamente estancada, viciada y rezagada, y si fueran en cambio del corte recomendado por el Fondo Monetario Internacional (FMI), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y el Banco Mundial (BM), estaríamos entonces ante la puerta del acceso al desarrollo económico del primer mundo.

Pero dejemos a un lado la cuestión de las falacias que señalan como inviables a la propiedad y la inversión pública *dentro del marco constitucional vigente* para lograr un aprovechamiento equilibrado y racional de las reservas petroleras mexicanas y para desarrollar elementos básicos de un núcleo tecnológico nacional adecuado a nuestra mayor industria, que es la petrolera. Baste por ahora con comentar que esas posturas, a pesar de haberse convertido en las orientadoras de nuestras políticas oficiales actuales, distan de ser verdades únicas y acabadas: por el contrario, son muy subjetivas y resultan discutibles.

En vez de eso, pongamos de relieve que la conservación y el aprovechamiento de las reservas de petróleo es una cuestión harto delicada como para dejársela a la quimera del mercado libre y puro, una de cuyas funciones verdaderas es disimular las grandes concentraciones monopólicas del capital y la creciente exclusión social.

Junto con el territorio y el agua, las reservas petroleras tienen gran importancia en los distintos niveles de la vida social, particularmente en los niveles económico, político y militar. Por ello también son, y seguirán siendo, uno de los factores centrales en la competencia internacional.

Al respecto, hagamos una somera revisión de la generalizada noción de que el principal actor petrolero del planeta, que es nuestro país vecino del norte, derrocha sus reservas petroleras sin ton ni son, debiendo recurrir a grandes importaciones para atender su ciego vicio.

Estados Unidos: ¿importador frenético de petróleo?

A pesar de que hoy es ampliamente reconocida la dependencia de los estadounidenses con respecto a las importaciones de crudo de otros países del mundo a fin de satisfacer su desmedido consumo del precioso recurso, las enormes importaciones que realizan a diario nuestros vecinos expresan una política y estrategia de conservación de reservas. Ello es cierto, aun cuando existan a la vez elementos innegables de irracional uso del petróleo en ese país vecino.

Consideremos un indicador de actividad petrolera estadounidense no ofrecido a la divulgación por el Department of Energy (DOE) del gobierno de Washington, pero que con toda probabilidad es referente para los estrategas del poder político-empresarial y militar en Estados Unidos, es decir, la *tasa de caída de las reservas vista contra la tasa de crecimiento de las importaciones*. O sea, explicitemos un sencillo índice que nos muestra lo siguiente: a pesar de que *las reservas petroleras de EUA* crecen, encontramos que *la rapidez del crecimiento de las importaciones de crudo de ese país supera la rapidez del crecimiento de las reservas*. Veamos los cuadros 1 y 2.

Cuadro 1

Pidiregas. Pagos presupuestados a Cantarell y KZM

Millones de pesos

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Cantarell	3 147	12 979	18 337	20 210	25 867	30 709	20 778	12 215	7 392	6 914
KZM	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	3 954	9 279	8 763	5 308	4 315
Aguas profundas					25 000 (promedio)	25 000 (promedio)	25 000 (promedio)	25 000 (promedio)		

Nota: n.v.: no vigente (aún no se había iniciado).

Fuentes: Pemex, "Report to Securities and Exchange Commission, Washington, D.C., 2 de diciembre de 2002 y Luis Ramírez Corzo, *op. cit.*

Cuadro 2

La distribución de los recursos prospectivos de México

Área	Evaluación (en millones de barriles de crudo equivalente)	Crudo (en millones de barriles de crudo)	Gas (en billones de pies cúbicos)	Sólo Condensados (en millones de barriles de líquidos)	Gigantes de crudo	Localizaciones de perforación
Golfo profundo Tirantes de más de 500 metros	25 300	15 934	37	2 024	32	170
Sólo en yacimientos transfronterizos compartidos con EUA	4 000	2 520	6	p.e.	5	1
Evaluación sólo proyecto "Golfo de México "B"	10 000	p.e.	p.e.	p.e.	p.e.	p.e.
Golfo de México en tirantes de menos 500 m	4 700	2 961	8	p.e.	6	817
Total Golfo de México	30 000	18 900	44	p.e.	38	987
Cuencas de región Norte	6 000	4 260	p.e.	p.e.	8	n.d.
Cuencas de región Sur	18 000	12 780	p.e.	p.e.	25	n.d.
Gran total	54 000	35 040	p.e.	p.e.	72	2 700

Nota: p.e. : pendiente de evaluar.

Fuentes: Las cifras de la evaluación en crudo equivalente: Pemex, Gerencia Corporativa de Comunicación Social, *Boletín*, 18 de abril de 2005 y *Boletín*, 260/2005, 26 de octubre de 2005; el dato sobre número de oportunidades en Nicolás Domínguez, "Investigación y desarrollo tecnológico en la industria petrolera", México, DF. Borrador (inédito) presentado en el proyecto de Investigación "Situación actual y futuro de Petróleos Mexicanos", 2005, que se desarrolla en el IIEC-UNAM, y Adán Oviedo Pérez, *op.cit.* *La evaluación de Golfo de México "B"* en Pemex, "Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2005, México, DF., 16 de marzo de 2006 (ri@dcf.pemex.com)

Se observa que si las reservas petroleras de EUA decrecen (como pasó en 2003 y 2004), las importaciones del insumo crecen y su variación es casi el doble que la variación absoluta de las reservas; *pero si las reservas crecen, las importaciones no disminuyen, sino que también crecen, y su tasa de crecimiento supera la tasa de crecimiento de las reservas.*

La cuestión puede parecer muy sencilla pero no deja de inquietarnos. De ser cierto, ese elemento permite creer que *existe una política activa de conservación de las reservas en Estados Unidos* (y no sólo resultado de la inercia de las fuerzas del mercado) bajo la cual se prefiere importar crudo antes que consumir las reservas internas de Estados Unidos, por lo que tendríamos que replantear el significado de la dependencia estadounidense con respecto a las importaciones de petróleo crudo del exterior.

Esto es: si existe una política decidida de ahorro de reservas de petróleo en Estados Unidos, la búsqueda de alargar deliberadamente al máximo la duración de las reservas propias no es un hecho fortuito o impuesto por la creciente competencia internacional, es decir: *una razón de peso por la cual los Estados Unidos importan petróleo es la de evitar consumir sus propias reservas con mayor rapidez, no sólo por sus limitaciones para elevar la explotación de sus reservas actuales y, o potenciales y, en última instancia, para elevar su producción doméstica a tal grado que dejen de importar, al menos por un tiempo.*

Desde luego, si en un caso extremo los Estados Unidos decidieran dejar de importar y agotar sus reservas de crudo, tendrían a cambio un ahorro acumulado de billones de dólares que están pagando ahora por sus importaciones. Tal vez de usar sabiamente ese ahorro, en ese tiempo y con esos recursos financieros liberados desarrollarían nuevas tecnologías a fin de ya no necesitar importar crudo del exterior en el momento en que se les hubiesen acabado sus propias reservas e incluso a fin de superar la necesidad de hidrocarburos, la era del petróleo.

Resulta necesario tomar en serio la idea de que EUA buscan tener la capacidad de ser autosuficientes, es decir, cubrir su demanda interna de crudo con producción doméstica —a pesar de que el tan sólo acercarse a ese objetivo les acarrearía muy elevados costos.

No se trata de afirmar un absurdo tal como “no existe presión alguna sobre las reservas estadounidenses de crudo que los lleven desesperadamente a succionar el petróleo de otras partes del mundo”. Desde luego que la presión existe. Pero aun aceptando eso, hay la posibilidad de una estrategia vigente, en la cual los poderes de aquel país evidentemente se plantean elegir los escenarios a los que se enfrentan.

El hecho es que: *a)* desde 1945, por lo menos, prefieren importar crudo que únicamente consumir el propio; y ésta fue muy probablemente una decisión política, consciente, estratégica, tomada de manera explícita a finales de la segunda guerra mundial, en la cual eran los grandes vencedores, justo cuando tenían más poder que nadie y en previsión, desde aquel entonces, de que los recursos petroleros llegarían a su límite en algún momento; *b)* adicionalmente, prefieren importar crudo porque al pagarlo a otros países se paga con dólares que ellos mismos emiten, y están así estimulando al mismo tiempo las exportaciones que las empresas estadounidenses hacen a dichas naciones (desde EUA o desde terceros países).¹¹

En esas condiciones no resulta extraño el aparente descuido que han tenido para la formación de la famosa reserva estratégica de petróleo (PRS, siglas en inglés), misma que no han acrecentado durante muchos años a pesar del anunciado riesgo, posterior al *shock* de los años setenta, de que

¹¹ Sólo como ejemplo de la existencia del debate acerca del problema desde aquellos años, una cita: “The publication of *A National Policy for the Oil Industry* by Yale’s Eugene Rostow in 1948 had a major impact on the debate concernig oil policy, and succeeded in raising the ire of industry participants [...] Rostow remarked that if conserving the nation’s oil supply was the goal of policy, the oil tariffs should be eliminated and foreign oil used in peace time, keeping American oil as a standby for defense purposes [...]”. Véase Steve Isser, “The Economics and Politics of the United States Oil Industry, 1920-1990. Profits, Populism and Petroleum,” Nueva York y Londres, Garland Publishing Inc./University of Maine, 1996, p. 199.

se presentara una emergencia energética: ¿para qué invertir en ella si tienen una política activa de importación de crudo que les permite prolongar la duración de sus propias reservas en el tiempo?

La pregunta que se desprende no es tanto por qué razón el gobierno de Estados Unidos no se ocupa de terminar de una vez por todas con sus reservas petroleras, sino que se trata de saber por qué asombrosa razón *los mexicanos seguimos promoviendo la creencia de que no tenemos otra salida más que seguir extrayendo crudo a tasas crecientes y además exportarlo casi en su totalidad al país del norte*, que son las falsas premisas señaladas al inicio de este breve ensayo. Como sabemos, la producción creciente de petróleo durante el sexenio de Vicente Fox no se compensó con una suficiente reposición de reservas. Se presume que México es el tercer productor de crudo en el mundo, pero se calla que es penoso haber caído al décimo tercer lugar en reservas petroleras en el mundo: ¿cuál es el la prisa por exportar si las reservas están cayendo?

La política pública energética y de reservas en México

México es uno de los países que ha gozado del privilegio de disponer de cuantiosas reservas de hidrocarburos en su territorio. Con ello también ha experimentado una continua disputa en torno a la propiedad de éstas y el uso que se les da.

Dicha disputa nació con los primeros descubrimientos y se ha mantenido, desarrollado y registrado variaciones desde entonces. No es una controversia nueva y de tipo ideológico, sino continua a lo largo de nuestra historia desde el siglo xx, y debe su existencia fundamentalmente a los dilemas reales que enfrenta la nación, no a resistencias de los “románticos nacionalistas, anquilosados” en contra de los “pragmáticos realistas, visionarios del presente”. La controversia se ha expresado históricamente en la política petrolera que al respecto han seguido los distintos actores sociales, en particular los gobiernos que se han sucedido desde inicios del siglo xx hasta la fecha.

Prueba de ese fenómeno es que las políticas aplicadas a la industria petrolera, y en especial a las reservas, seguidas por los distintos gobiernos de México desde antes y después de la instauración de la Constitución de 1917 no han sido homogéneas en lo fundamental a lo largo del tiempo. Por el contrario, se puede afirmar que han variado en forma cíclica, oscilando en torno a la manera de formular los objetivos, las prioridades y los puntos definitorios, como los siguientes:

1. La importancia que se le atribuye a las reservas petroleras
 - a. Valor económico-productivo
 - b. Valor económico-financiero en el mercado
2. El problema de la propiedad de las reservas
 - a. Propiedad de particulares
 - b. Propiedad estatal y, o social

3. Los criterios y métodos de aprovechamiento de las reservas petroleras
 - a. Criterios y métodos de aprovechamiento social
 - b. Criterios y métodos de rentabilidad comercial
4. La política de información relativa a las reservas
 - a. Ocultamiento y manipulación
 - b. Disposición a envolver a la población en las cuestiones de la importancia del sector

Se pueden hacer algunos comentarios acerca de esos debates:

La importancia que se le atribuye a las reservas petroleras

Mientras que en algunos periodos de nuestra historia ha predominado la valoración económico-financiera de las reservas de hidrocarburos por encima de criterios económico-productivos, en otros años sucede a la inversa, siendo entonces dominante el intento de conservar el recurso.

Esto es: en momentos se argumenta que el petróleo, a pesar de ser útil, carece de poco valor para el desarrollo del país, por tratarse de un bien primario o porque los mexicanos carecemos de las capacidades necesarias para aprovechar su potencial comercial, capacidad que las empresas multinacionales sí poseen, por ejemplo. Se hace entonces énfasis en la importancia de la liquidez financiera, sobre todo en términos de divisas, y de ahí se pasa a señalar la inconveniencia de mantener los hidrocarburos bajo suelo y la ventaja que supondría —en cambio— venderlos casi en su totalidad, para obtener capacidad de compra, por ejemplo, de tecnología avanzada en los países desarrollados. Tal fue la postura de Jorge Díaz Serrano en la dirección de Pemex, de José Córdova Montoya en El Colegio de México y de otros en los años setenta; lo fue de Adrián Lajous y de Jorge G. Castañeda a finales de los noventa y principios de la actual década. No es descartable que una postura de algún modo similar hubiese sido la del gobierno de Porfirio Díaz, a inicios del siglo xx, o la del gobierno de Miguel Alemán Velasco en los años cincuenta, tal y como hoy lo es, por la vía de los hechos, la posición del gobierno panista presidido por Vicente Fox.

En tanto que, en otras ocasiones, tiende a dominar la idea de que la utilidad de los hidrocarburos es tanta que pierde sentido el convertir dicho recurso no renovable en dinero líquido: las oportunidades financieras del momento serían engañosas y el verdadero beneficio del petróleo sería en términos de bienestar social, aun si éste no se pudiese traducir en beneficios monetarios —por lo menos no en el corto plazo, pues a la larga se esperaría que el bienestar social se traduciría en una mayor productividad y capacidad de competir en la economía mundial. Es sabido que don Venustiano Carranza acotó las actividades de las empresas petroleras extranjeras; el gobierno del general Lázaro Cárdenas del Río enfrentó grandes costos económicos y sociales a cambio de la nacionalización; el presidente Adolfo López Mateos dio paso a una renovada postura nacionalista para el sector energético; Gustavo Díaz Ordaz dio pie a la fundación del Instituto Mexicano del Petróleo y además canceló los “contratos-riesgo” que el gobierno de Miguel Alemán Valdés otorgó a las petroleras extranjeras para que participaran del producto extraído.

El problema de la propiedad de las reservas

Si bien este problema ha sido oficialmente descartado del debate nacional en fechas recientes, esto se ha debido a la gran presión que de distintos modos ha ejercido la sociedad. El criterio original con el que operaron las empresas petroleras extranjeras en México durante las primeras décadas del siglo xx es palpablemente el mismo con el cual operan hoy en día en otros países y también el que deslizan como una demanda siempre que pueden hacerlo en nuestro país. Si en general las empresas multinacionales consideran que la estabilidad y la certidumbre jurídica son necesarias para que el capital, libre de trabas, derrame sus beneficios a la sociedad, en el caso de los hidrocarburos demandan la posesión de la superficie territorial en que se hallan los yacimientos y también derechos o incluso la propiedad sobre los recursos localizados en el subsuelo correspondiente.

No puede descartarse la existencia de tal pretensión, aunque no aparezca de manera demasiado abierta por ahora.

Los criterios y métodos de aprovechamiento de las reservas petroleras

Aunque estas cuestiones se hallan relacionadas con los señalamientos del punto uno, no son idénticas del todo. La apreciación acerca del mayor o menor valor práctico y benéfico para la sociedad no se traduce de inmediato en criterios que lleven a extraer el crudo en su totalidad o en parte, ahora o después, en mayor o menor tiempo, causando más o menos destrozos al medio ambiente. Cuenta para ello la apreciación acerca de cuáles deberían ser las prioridades de la sociedad: ¿emplear los recursos productivos para extraer crudo o avanzar en la educación y la salud de la población? Ambas cuestiones pueden ser benéficas, aun sin dar prioridad a criterios de rentabilidad financiera. Desde luego, el problema se complica si se incluyen los criterios de rentabilidad.

Posteriormente, una vez decididas cuáles son las prioridades, faltaría decidir cuáles serían los métodos de aprovechamiento más convenientes. Lo cual, de nuevo, se complica al considerar los aspectos financieros. Por ejemplo: ¿es mejor destruir el entorno natural y ahorrar e incluso ganar en lo financiero en el corto y mediano plazos, bajo el supuesto de que dicha opción permitirá más adelante reparar el daño ecológico, además de generar un excedente que favoreciera el desarrollo social en mejoras tecnológicas, de infraestructura, educación, etcétera?

Información sobre el sector petrolero nacional

La idea de que se necesita discrecionalidad en torno a las políticas y operaciones que efectivamente pone en marcha Pemex de manera cotidiana a fin de proteger a la empresa es el argumento que se ofrece con más frecuencia por parte de las autoridades federales, incluyendo a las del Instituto Federal de Acceso a la Información (IFAI) pero no es justificable en muchos casos. Bajo ese argumento no

se exhibe información importante y cuando esto se hace, la presentación de la información carece de rigurosidad, consistencia y secuencia, siendo así bloqueada la formación de una actitud responsable de la sociedad ante los hechos de la industria petrolera nacional.

En los últimos años se ha registrado lo que tal vez puede considerarse un abuso en el manejo de ciertos indicadores básicos acerca de Pemex, que han sido finalmente difundidos entre la población a través de los medios de comunicación masiva, indicadores que, pese a todo, no justifican de suyo ninguna actitud catastrofista ni entreguista, a pesar de ser importantes, tales como:

1. Reservas existentes al cierre del periodo/ producción del periodo (anual):
Más comúnmente empleado, este indicador permite estimar de manera general qué tan racional o irracional es la política de extracción de crudo de un país, vista en términos de la duración posible de las reservas conforme a las prácticas de extracción vigentes en un momento dado (por lo general se trata de evaluaciones anuales).
2. Reservas descubiertas totales / total de petróleo extraído:
Expresa el porcentaje de petróleo consumido como proporción del total de petróleo descubierto a la fecha.
3. Nuevas reservas / petróleo extraído en el periodo:
Se trata de la tasa de reposición de reservas en el periodo (anual). Es un indicador de la tendencia a agotar y, o a reponer el petróleo disponible conforme a la práctica de extracción vigente.

Mediante una sobremanipulación (que a veces parece provocada intencionalmente) de estos tres indicadores, extraíbles sin gran dificultad a partir de los reportes que se encuentran al alcance del público en la página de Pemex en internet, se ha vuelto hoy un lugar común entre la opinión de la población el hacer mención irresponsablemente al agotamiento previsto de las reservas petroleras. Por ejemplo, bajo la idea transmitida regularmente en la televisión acerca de que "tenemos petróleo solamente para 15 años", se induce una sensación de pérdida irremediable entre la población del país: "si se acabó el petróleo, ¿para qué luchar por él?"

El efecto pernicioso que puede tener el manejo u ocultamiento al cual son susceptibles todas las estadísticas puede en este caso superarse, al menos en parte, si introducimos un cuarto indicador, muy simple pero que no se maneja de manera convencional: las reservas petroleras *per cápita*.

4. Reservas petroleras per cápita: El tamaño y el aprovechamiento de las reservas petroleras de nuestro país se compara por lo general con el tamaño y aprovechamiento de las reservas de otros países que cuentan con el recurso. Sin embargo, es inusual comparar nuestras reservas petroleras (totales o desagregando en probadas, probables, posibles) contra el tamaño de la población del país dado. Un país puede ser considerado muy rico si posee las reservas más grandes del mundo; pero será apreciado como relativamente pobre si está sobrepo-

blado y sus reservas petroleras per cápita son muy bajas comparadas con las reservas *per cápita* de un país cuyas reservas totales no figuran en los primeros lugares del *ranking* mundial.

Si consideramos estrictamente las reservas probadas actuales (y con ello nos inclinamos a las visiones catastrofistas) tanto de México como de Estados Unidos hallamos que ambas están por agotarse en un término cercano a 10 años; pero si consideramos las reservas petroleras *per cápita* (por habitante), resulta ser que los mexicanos somos un país petrolero más rico que los Estados Unidos, a pesar de que nuestras reservas probadas reconocidas sean de la mitad del tamaño de las reservas estadounidenses: los estadounidenses disponen de 71 barriles por habitante; los mexicanos disponemos de 124 barriles por habitante, hecho que, en principio, nos daría un mayor margen de autonomía para el diseño de la política petrolera de nuestro país (véase cuadros).

Cuadro 3

Pemex: perforaciones en tirantes de agua mayores de 200 metros

Año	Área y, o Proyecto	Número de pozos	Tirante de agua	Resultados
1993	Litoral Tabasco	Ayín 2 pozos	200	Proyecto de desarrollo aprobado por el Congreso (vía Pidiregas), pero aún no iniciado
1997	Litoral Tabasco	Chuktah	400	Problemas con cuerpos salinos (encontró manifestaciones de crudo)
2003	Litoral Tabasco	Chuktah-201	512	¿Pozo seco?
1998	Litoral Tabasco	Tabascoob 1 pozo	400	¿?
2001-2004	Proyecto "Le Acach-Chuktah"	Cinco pozos	250-400	Crudo pesado
2004	Región marina Noreste	Nab 1 pozo	680	Crudo ultrapesado
2005	¿?	Kastelan	450	¿?
2005	Lankahuasa	Caxui 1 pozo	444	Pendiente informe
2005	Proyecto Coatzacoalcos	Noxal 1 pozo	934	Resultados muy positivos
Total		14		

Fuentes: Madain Moreno Vidal, Javier Meneses Rocha y otros, "The Deeper Exploration of the Southern Gulf of Mexico, Le Acach-Chuktah", AAPG Conference: Mexican Basins: Present and Future, Houston, Tx., 2004 y Adán Oviedo, "Deepwater Exploration in Mexico", Houston, Tx., 6 de marzo de 2006.

Cuadro 4

Plataformas instaladas o en proceso de construcción

Complejo o región	Plataformas	Total
Ku-Zaap-Maloob	Ku, a, h, h, m, s, s, s. Zaap, a, b, c, c. Maloob, a, b.	16
Litoral Tabasco	Sinan, a, b, c, d. May, a, b Yache-a Citam-a	8
Cantarell	Akal, q, w Sihil-a	3
Región marina Suroeste	Manik-a Ixtal-a	2
Antigua Faja de Oro	Bagre-c	1
Atolón Arenque Frente a Tampico	Lobina-1	1
Lankahuasa	Lankahuasa-1	1
Total		32

Nota: En el campo Ku, hay tres plataformas llamadas K-S, porque una es de producción, otra de perforación y una más habitacional, lo mismo en Zaap, una plataforma es habitacional.

Fuente: PEP, Subdirección de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas, México (interno) y Luis Puig Lara, *op. cit.*

Cuadro 5

Nuevas extensiones de campos del sureste

Campo /cuenca potencial en extensiones	Millones de barriles crudo equivalente
Jujo-Tecominoacán	359
Juspi, Giraldas, Sitio Grande	302
Agave	154
Macuspana	246
Total	1 061

Fuente: Martínez Kemp, *op cit.*

Conclusiones y recomendaciones

Los criterios adoptados por el gobierno de Carlos Salinas de Gortari acerca del “máximo beneficio” contra el de la “máxima recuperación”, llevados al extremo por el gobierno de Vicente Fox, requieren hoy ser revisados seriamente.

El problema es cuando se convierten en el criterio principal, dado su énfasis en los aspectos financieros de cada momento. La urgencia de obtener una liquidez que supuestamente permitiría invertir en

proyectos de amplio alcance y de largo plazo, por ejemplo de la transición energética de nuestro país, de recuperación ambiental, por ejemplo, no se compensa con un escenario catastrófico pero posible en el cual todos o la mayoría de los instrumentos financieros y el sistema de dinero fiduciario electrónico-virtual perdiera buena parte de su valor (o incluso se derrumbara por completo) ante una parálisis del sistema económico, provocada por ciclos de la economía, guerras, fenómenos naturales, etcétera.

Por otra parte, aunque hay elementos para creer que EUA carece de una *política consistente de seguridad energética*, hay que responder a la siguiente cuestión: ¿por qué importan crudo en cantidades crecientes en lugar de elevar su producción doméstica? Si ocurre que algún factor técnico de la industria impide producir lo necesario para atender la demanda interna de crudos, se entiende la importación; pero si se trata de que aun pudiendo elevar su producción doméstica no lo hacen y se opta por importarla, es posible que se trate de alguna razón de seguridad nacional. Dicha razón sería que en la eventual aceleración del agotamiento de las reservas mundiales, Estados Unidos no llegue a encontrarse en algún momento sin reservas antes que el resto de los países.

La nación no surgió con el petróleo y no desaparecerá cuando se agote el petróleo. Pero eso no significa que la política de extracción y comercialización cada vez más acelerada sea la mejor; en una eventual crisis financiera y comercial las divisas pueden perder mucho valor (o tal vez colocarse en su valor real) hasta llegar a niveles ínfimos al tiempo que el intercambio de bienes y servicios se reduzca sensiblemente. En ese momento, aunque no ocurriera a tales extremos, resultaría evidente que las cualidades útiles del petróleo serían muy ventajosas para dar vida a la economía de nuestro país y beneficiar a la población.

En muy resumidas cuentas, sería necesario:

1. Que la producción *absoluta* de petróleo crudo deje de emplearse como un indicador de progreso nacional.
2. Que para nuestro país se trata de llegar desde luego a aprovechar el valor agregado del petróleo, pero también a establecer una política de uso racional y de conservación de las reservas. Si se establece un “fondo petrolero de estabilización”, ¿por qué no pensar en que debemos evitar extraer todo el petróleo en este momento y establecer en algún grado políticas conservacionistas y de ahorro?; ¿por qué no aceptar que el petróleo seguirá siendo un insumo útil y valioso durante varias décadas y que es mejor la ventaja de tenerlo en alguna medida que agotarlo desesperadamente a cambio de divisas?; ¿por qué no tener, por ley, *una reserva estratégica de petróleo para nuestro país*?
3. Presentar al conjunto de la población información certera —en lugar de publicitaria— con respecto a la cuestión petrolera, en la cual se haga énfasis de manera clara y oportuna en las ventajas y los riesgos para sus condiciones de vida. Al mismo tiempo, reformar la generación de la información estadística que se presenta al público por parte de Pemex, la Secretaría de Energía y el INEGI, a fin de evitar el ocultamiento y la manipulación.



El futuro de la refinación en México

Gerardo Bazán Navarrete y Edgar Peña Guevara**

La refinación en México

La refinación implica una serie de procesos fundamentalmente físicos y algunos tratamientos químicos a los que se somete el petróleo crudo que constituye la materia prima para obtener diversos hidrocarburos que principalmente consisten en combustibles libres de azufre y en las diferentes condiciones que requieren tanto la industria como los diversos medios de transportes, así como materia prima para la industria petroquímica como el etileno, propano, propileno, aromáticos y otros más.

La industria de la refinación no puede verse aisladamente del sector energía ya que constituye un elemento fundamental en la cadena energética, y junto con las otras áreas que manejan crudo, gas natural, gas licuado del petróleo y la generación de electricidad, conforman la parte motriz esencial de la vida del país.

Las refinerías son muy distintas unas de otras, según las tecnologías y los esquemas de proceso que se utilicen, así como su capacidad. Las hay para procesar crudos petróleos ligeros, petróleos pesados o mezclas de ambos. Así, los productos que se obtienen de ellas pueden variar de una refinería a otra.

El petróleo llega a las refinerías en su estado natural para su procesamiento y en ellas lo que se hace es "cocinarlo". Por tal razón al petróleo en este estado se le llama "crudo". Una refinería consta de diversas áreas y en ella se llavan acabo varios procesos, por lo que constituye una ciudad de plantas de proceso con multitud de torres, recipientes, equipos y tuberías.

Una refinería que recibe la materia prima (crudo), la fracciona, desintegra, reforma y combina, y luego mezcla productos para producir combustibles. El petróleo se separa en fracciones que después del procesamiento adicional darán origen a los productos principales que se venden en el mercado: gas LP (utilizado en estufas domésticas), gasolina para los automóviles, turbosina para los aviones jet, diésel para los vehículos pesados y combustóleo para el calentamiento en las operaciones industriales.

* Programa Universitario de Energía, UNAM.

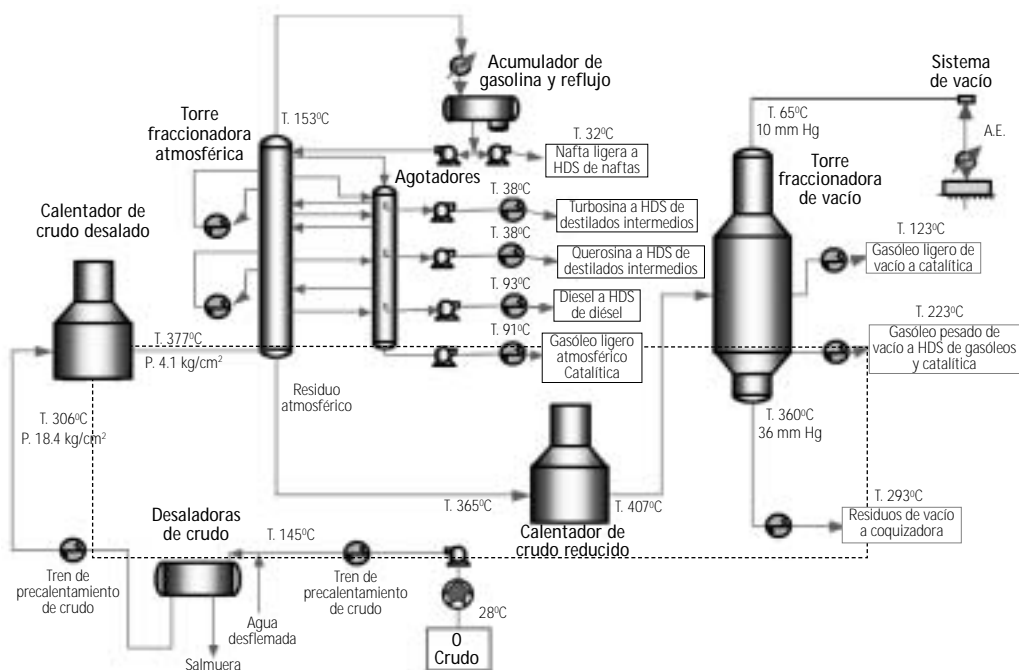
Los procesos principales consisten en:

- Fraccionar: separa de una mezcla de hidrocarburos líquidos en diversos grupos específicos (gasolinas, diésel, combustibles).
- Desintegrar: es la acción de romper los hidrocarburos grandes en cadenas de compuestos más pequeños y de mayor valor.
- Rearreglar: con temperatura y catalizadores se puede rearreglar la estructura química del petróleo.
- Combinar: se hacen reaccionar dos o más hidrocarburos para obtener otros productos que se consideran mejorados.
- Tratar o limpiar: consiste en eliminar los compuestos contaminantes.
- Mezclar: es la operación consistente en combinar diferentes productos para producir productos finales con propiedades deseadas.

El siguiente diagrama ilustra el proceso de una planta combinada característica, compuesta de dos secciones principales de fraccionamiento por destilación: atmosférica y de vacío.

Diagrama 1

Planta combinada



Fuente: Pemex.
Fuente: Pemex.

La mayor parte de los productos obtenidos en el proceso de destilación primaria se someten a hidrotratamiento para eliminar principalmente azufre y nitrógeno. Para la generación de las gasolinas se incorporan procesos como reformación catalítica, síntesis de éteres (MTBE y TAME), alquilación e isomerización de pentanos-hexanos, balanceados de tal forma que la mezcla resultante cumplan con la especificación establecida. Los gasóleos de vacío se someten a desintegración catalítica fluida para generar mayor cantidad de destilados ligeros, principalmente gasolina. El residuo de vacío puede también someterse a hidrodesintegración o a coquización para aumentar el rendimiento de destilados o a procesos de hidrotratamiento o reducción de viscosidad para generar combustóleo que puede ser utilizado como tal en calderas o como componente fundamental para la preparación de asfaltos.

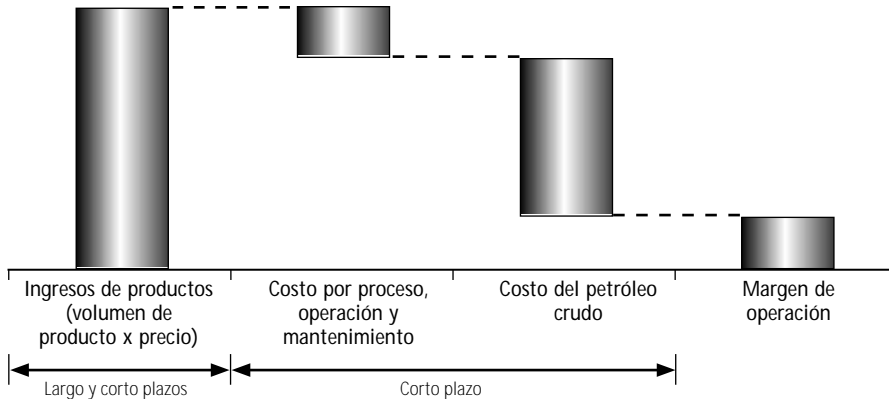
Elementos del margen en la industria de la refinación

El margen de una refinería depende de factores externos tales como el precio del crudo de los productos, así como de factores internos como la configuración de la refinería.

Diagrama 2

Concepto de margen de una refinería

USD/Bbl



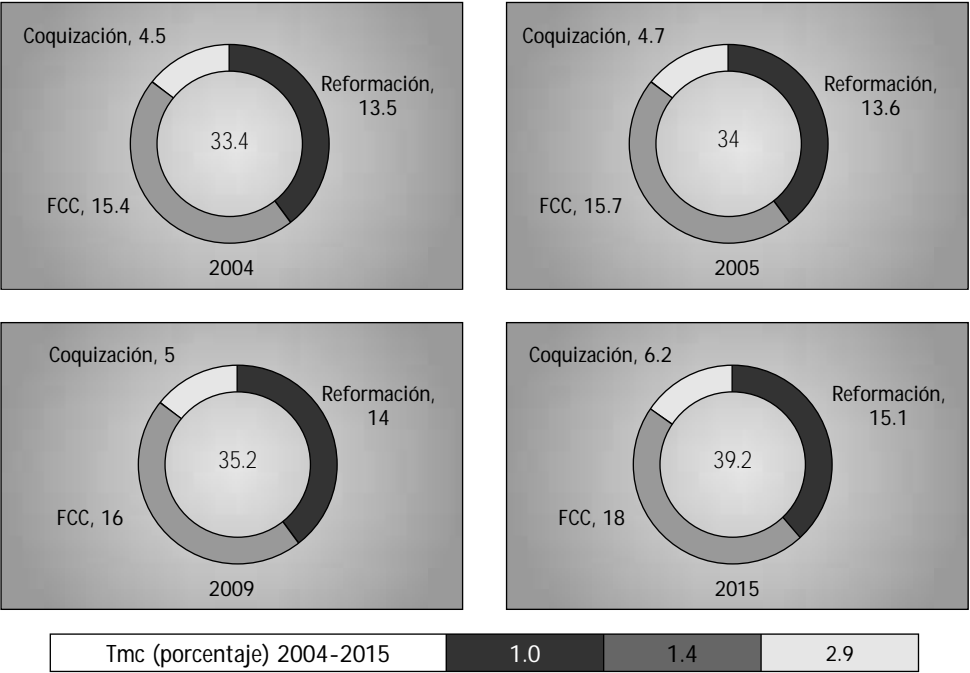
Con relación al margen para una refinería, las principales variables de corto plazo en la rentabilidad de una refinería son:

- Selección de crudo o mezcla de crudos.
- Ajustes menores a la mezcla de productos.
- Eficiencia operativa.
- Precios de mercado de los productos y crudo.

En cuanto a las variables más relevantes de largo plazo, son los rendimientos de proceso lo cual resulta en inversiones en capital que cambian la configuración de la refinería o el uso de tecnologías aplicables a las características del crudo y al volumen a procesar.

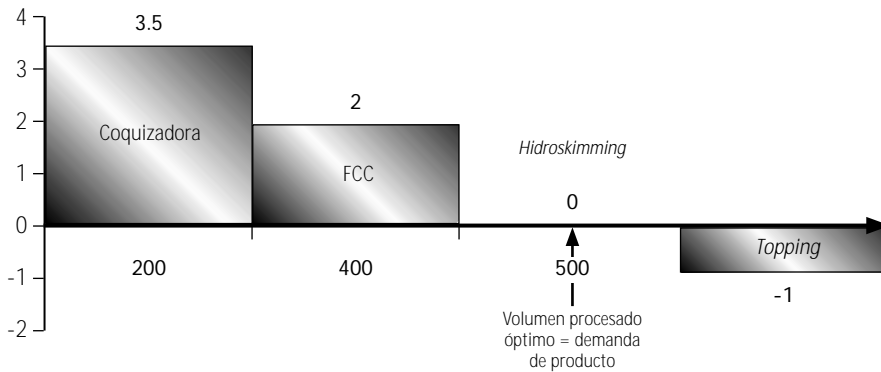
En las siguientes gráficas se muestra la evolución de la configuración de las refinerías en el mundo.

Diagrama 3
Evolución de configuración de las refinerías
miles de barriles diarios
total mundial 2004-2015



La configuración propia de cada refinería y de cualquier industria puede ser ilustrada a través de un esquema que indique el margen unitario por el volumen procesado.

Diagrama 4

Esquema del margen de refinación en barriles

Debe tenerse en cuenta que los niveles de operación de una refinería pueden ocasionar:

- Precios más altos que promoverían una mayor producción generando una presión a la baja de los precios.
- Precios más bajos que promoverían un volumen menor de crudo procesado y una consecuente presión de precios a la alza.

Ésta es la razón por la que se debe plantear el análisis del sector energético integralmente, pues si se selecciona de manera adecuada la configuración de una refinería y se aprovechan acertadamente algunos de sus subproductos en la generación de electricidad, se liberarían los volúmenes que se importan de gas natural empleado en la actualidad en este servicio.

La industria energética tiene una gran influencia en el sector refinación y lo que señalan los principales estudios internacionales en esta materia que se consultaron es que:

- Los productos derivados del petróleo van a seguir dominando el mercado de combustibles para satisfacer la demanda de productos necesarios para el transporte al menos en el periodo de planeación al año 2030.
- La industria de la refinación continuará siendo el motor del desarrollo económico al proporcionar los combustibles para la operación de los diferentes sectores económicos y la materia prima de precursores para varias industrias petroquímicas.
- Su importancia se mantendrá además en la medida en que es productora de combustibles para los sectores residencial, público y de generación eléctrica.
- Los recursos energéticos convencionales son abundantes y la oferta energética seguirá teniendo un alto componente de combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón.

- Se prevé que los valores de la demanda de petróleo en el ámbito internacional crezcan a un valor de 1.6% anualente, pasando de una demanda de petróleo de 77 millones de barriles por día a 121 millones de barriles por día en el año 2030.
- La industria de la refinación es el motor del desarrollo económico al proporcionar los combustibles e insumos para la operación de los diferentes sectores económicos.

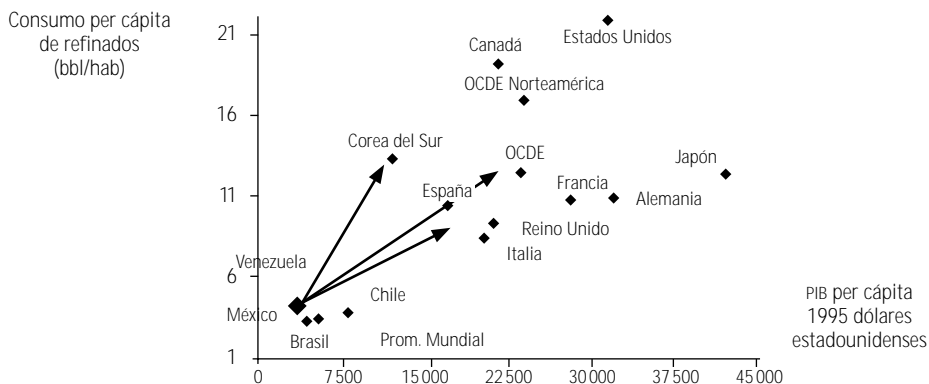
Además de producir combustibles y medios de calefacción, el petróleo es la materia prima esencial para más de 2 000 productos finales.

La industria de la refinación proporciona un valor agregado de entre dos y tres veces el valor del petróleo crudo, es decir, si el petróleo tiene un costo en el mercado de 30 dólares por barril, los derivados del petróleo alcanzarán un precio de 60 o 90 dólares por barril, lo cual implica que el valor agregado que se obtiene promueve la integración de cadenas productivas que son el motor de desarrollo industrial.

Como ejemplo se encuentra la empresa Valero Energy Corporation con sede en San Antonio, Texas; es una de las principales compañías de refinación en Estados Unidos aunque no produce ni un solo barril de petróleo crudo. Entre los 1999 y 2004 contaba con 15 refinерías y su capacidad de refinación ascendió de 800 000 barriles por día (bd) a 2 400 000 bd, triplicando su capacidad. Sus ventas anuales representan 50 millones de dólares; sus ganancias la han llevado a comprar Premcor, empresa que contaba con cuatro refinерías, con lo cual Valero Energy Corporation aumentó su capacidad a 19 refinерías. En este contexto, sus directivos mencionaron que una de sus claves de éxito, radica en comprar crudo maya mexicano por 6 000 millones de dólares en este año, convirtiendo el crudo en productos procesados con un valor de 15 000 millones de dólares, por el procesamiento de nuestro crudo.

La siguiente gráfica muestra el desarrollo económico y la competitividad de cada uno de los países, reflejándose en el consumo de destilados como lo muestra la Agencia Internacional de Energía en su prospectiva,

Diagrama 5



Fuente: International Energy Outlook, EIA-DOE, 2002.

La refinación del mundo

Unos 90 países producen petróleo, pero tan sólo un puñado de ellos genera el grueso de la producción mundial. Los principales productores de petróleo son los que pertenecen a la OPEP (Arabia Saudita, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, República Islámica del Irán, Iraq, Kuwait, Jamahiriya Árabe, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela). Ahora bien entre los países más importantes que producen petróleo aun cuando no pertenezcan a esa organización se encuentran: los Estados Unidos, México, Dinamarca, Noruega, el Reino Unido, la Federación Rusa, China y Vietnam.

La distribución de las refinerías en el mundo no sigue un patrón pero por lo general tienden a establecerse en los mercados donde se consumen sus productos o en la proximidad de los mismos.

Cabe señalar que Estados Unidos de Norteamérica son el país que consume más combustibles en el mundo. Existe literatura muy amplia que permite tener una adecuada visión de este sector, destacan los estudios siguientes:

- World Energy Statistical of the National Petroleum Council de Estados Unidos, elaboradas por British Petroleum.
- La sección de reportes de energía de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).
- “Energy and Environmental Profile of the Petroleum Refining Industry on Vision”, al año 2020 y “A Report on Technology and the Future of the U.S. Petroleum Industry”, elaborados por el Departamento de Energía (DOE).
- Los “Roadmaps” que prepara la Comisión de Energía de California.
- “World Refining & Fuels Service”, elaborado por Hart’s, que proporciona una visión de la industria de la refinación mundial al año 2020.
- “Nuevas fuerzas en refinación”, excelente trabajo desarrollado por la Rand Corporation que estructuró un análisis con 72 representantes de 40 organizaciones relacionadas con la industria de la refinación.
- Los trabajos sobre refinación de la Asociación Regional de Empresarios y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe.
- Las ediciones periódicas de la National Petrochemical & Refining Association (NPRA).

Según la clasificación de Petroleum Intelligent Weekly en 2004, Petróleos Mexicanos ocupó en el ámbito internacional, el *tercer lugar* en la producción de crudo, el *noveno lugar* en reservas probadas, el *décimo tercer sitio* en la capacidad de destilación primaria y el mismo lugar en ventas; en tanto que Exxon Mobil tiene el primer lugar en capacidad de destilación y el duodécimo sitio en producción de crudo y el primero en ventas.

Con relación a varios de los estudios ya mencionados, en el siguiente cuadro se muestra la capacidad mundial de refinación en 2004 que fue de 73.7 millones de barriles por día y la importancia de Petróleos Mexicanos en el contexto internacional.

Cuadro 1

Capacidad de refinación en miles de barriles por día				
País	2002	2003	2004	Participación total en 2004 (porcentaje)
Estados Unidos	14 947	15 304	15 479	21.0
Canadá	1 862	1 886	1 890	2.6
México	1 387	1 436	1 438	2.0
Centro y Sudamérica	4 939	4 940	5 389	7.3
Europa y Euroasia	19 874	20 356	20 990	28.5
Medio Oriente	6 060	5 981	6 007	8.1
África	2 373	2 305	2 275	3.1
Australasia	855	823	804	1.1
China	4 395	4 823	5 469	7.4
Japón	3 986	4 118	4 037	5.5
Otros, Asia-Pacífico	8 827	9 300	9 932	13.5
Total mundial	69 505	71 272	73 710	100.0

Fuente: BP World Energy Statistical of Review 2005.

En cuanto a la capacidad de destilación primaria en el mundo, como se mencionó, la empresa Exxon Mobil es la principal empresa destiladora con 5 693 mbd en tanto que México se encuentra en el lugar número 13 y comparado con las principales empresas petroleras su valor de procesamiento es bajo como se muestra en el cuadro 2.

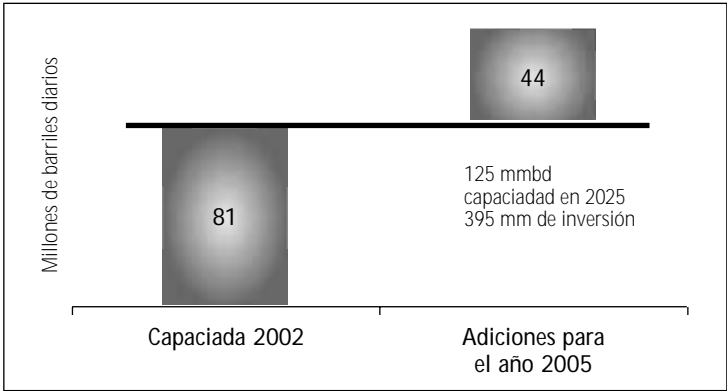
Cuadro 2
Capacidad de destilación primaria
principales empresas, 2004

	Empresa	País	Miles de barriles diarios
1	Exxon Mobil	Estados Unidos de América	5 693
2	Royal Dutch /Shell	Holanda / Reino Unido	4 934
3	BP	Reino Unido	3 867
4	Sinopec	China	2 793
5	PDVSA	Venezuela	2 641
6	Total	Francia	2 622
7	ConocoPhillips	Estados Unidos de América	2 615
8	Chevron Texaco	Estados Unidos de América	2 063
9	Saudi Aramco	Arabia Saudita	2 061
10	Petroleo Brasileiro	Brasil	1 965
11	Valero Energy	Estados Unidos de América	1 930
12	China National Petroleum	China	1 782
13	Pemex	México	1 540
14	National Iranian Oil	Irán	1 474
15	Nippon Oil	Japón	1 157

Fuente: Oil and Gas Journal y Pemex.

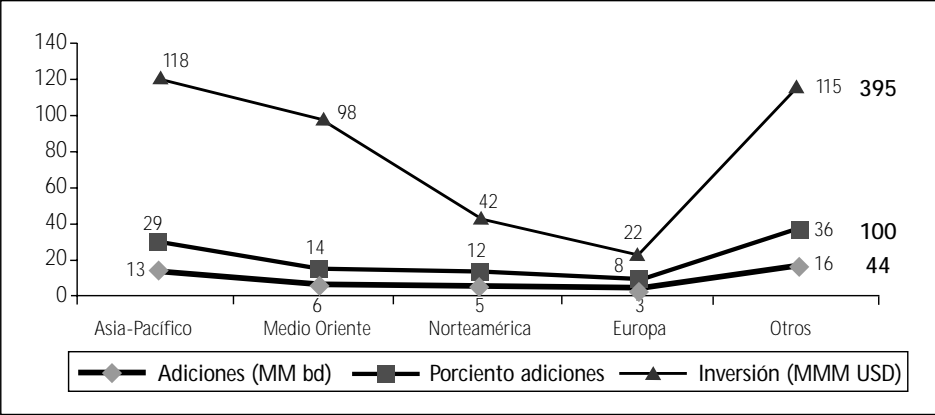
La capacidad mundial de refinación en 2002 fue de 81 mmbd y se estima un crecimiento de 44 mmbd para el año 2025, pero esto se logrará gracias a una inversión aproximada de 395 mmd como se muestra en el diagrama 6 y la gráfica 1.

Diagrama 6



Fuente: World Energy Investment Outlook, 2003, EIA, Annual Energy Outlook 2004 Projections.

Gráfica 1



Fuente: World Energy Investment Outlook, 2003, EIA, Annual Energy Outlook 2004 Projections.

De acuerdo con la Rand Corporation, para lograr que la capacidad mundial de refinación se incremente en la proporción estimada como necesaria, se requiere una reestructuración con nuevas estrategias que alivien las presiones, como se observa en el siguiente esquema:

Esquema 1

Presiones	Estrategias
■ Demanda creciente de energía y petróleo	■ Alianzas, fusiones o adquisiciones de negocios
■ Normatividad ambiental	■ Construcción de nuevas refinерías e instalaciones de proceso
■ Restricción de capital	■ Inversión en tecnología
■ Bajo margen de refinación	■ Formación de personal
■ Entorno de alta competencia	
■ Fenómeno de cambio climático	

Siendo las compañías petroleras internacionales los consorcios empresariales más poderosos del mundo, han establecido alianzas estratégicas, fusiones o adquisiciones entre ellas lo que en estos últimos años las ha hecho más poderosas y más eficientes, como se muestra a continuación.

Esquema 2

Comprador	Empresa fusionada o adquirida	Año	Nueva razón social
BP	AMOCO + ARCO	1998/2000	BP (British Petroleum)
Exxon	Mobil	1999	ExxonMobil
Phillips Petroleum	Tosco + Conoco	2001/2002	Conoco Phillips
Chevron	Texaco	2001	Chevron-Texaco
Valero Energy	USD	2001	Valero Energy
Shell	Motiva/Equilon	2001	Shell
Total	PetroFinal/Elf	1999/2000	Total Final Elf

Para lograrlo estas empresas han puesto en marcha una serie de políticas o fuerzas impulsoras de cambio que las han llevado a obtener ganancias multimillonarias, como son:

- Establecimiento de un precio convencional en el ámbito internacional en que basan todas sus transacciones.
- Altos precios de crudo y análisis de la declinación de la demanda.
- Disminución en la demanda de productos residuales.
- Tecnologías necesarias para tratar crudo de mayor densidad y menor calidad.
- Tendencia a mercados libres.
- Regulación ambiental más severa.
- Baja utilización de plantas.
- Reducción de la capacidad de pequeñas refinerías.
- Presión para aumentar la capacidad de desulfuración.
- Incertidumbre en mayores ganancias.
- Globalización de la industria.

Para desarrollar un mercado competitivo a escala global, la refinación y comercialización de crudo de las principales empresas petroleras se lleva a cabo a través de canales de comercialización a consumidor final determinados estratégicamente; en este sentido se apoyan en estudios de mercado, tal es el caso de las estaciones de servicio que integran con otros satisfactores a usuarios como talleres, tiendas de conveniencia y algunos más, como se muestra a continuación.

Cuadro 3

Empresa	Refinerías	Millones de estaciones de servicio
Exxon Mobil	42	39
RC/Shell	55	55
BP	24	29
Pemex	7 refinerías (considera la participación de 50% en la refinería de Deer Park)	6

Las estrategias van de la mano de una buena planeación que cada país prevé para cierto periodo, materializándose, por ejemplo, en la construcción de nuevas refinerías; China ilustra este planteamiento pues sin ser un país petrolero espera construir entre 2005 y 2010, 14 refinerías, como se puede observar en el siguiente cuadro con algunos ejemplos de nuevas construcciones.

Cuadro 4

Mdb en el año de inicio de operaciones

Empresa	País	Refinerías	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PDVSA	Venezuela	3						500
PDVSA/ Petrobras	Brasil	1						250
Technip/Songoi	Angola	1			200			
Petrovietnam	Vietnam	1			130			
Kuwait National	Kuwait	1					450	
ND	Iraq	1					300	
ND	Sudán	1				100		
Formosa Plastics	Taiwán	1						
IOC	India	1		180				
Sinopec	China	3	61			368		
CNOOC	China	2			164	247		
Otras (China)	China	9	573	50	110	250		
Total		21	4.5 millones de barriles diarios					

Fuente: *O&G Journal*, abril de 2005 y junio de 2005.

La refinación en México

Historia de la refinación en México

La industria de la refinación juega un papel de gran relevancia para el desarrollo del país; la historia de la refinación en México se inició en 1858 con la perforación del primer pozo petrolero del mundo realizada por Edwin Drake en Estados Unidos.

En 1908 comenzó sus operaciones la Refinería de Minatitlán y en 1914 la Refinería en Ciudad Madero, la siguiente que se construyó fue la de Azcapotzalco en 1933, todas ellas como propiedad de compañías extranjeras concesionadas por el gobierno mexicano. En 1950 se inauguró la Refinería de Salamanca, en 1976 se abrió la Refinería de Miguel Hidalgo en Tula, Hidalgo, y en 1979 la Refinería de Héctor Lara Sosa en Cadereyta, Nuevo León; la Refinería Antonio Dovalí en Salina Cruz fue la última que se construyó en 1979. Como se puede apreciar desde hace 27 años no se pone en marcha ninguna nueva refinería y si bien las reconfiguraciones han mejorado la calidad y el rendimiento de los combustibles, no han incrementado la capacidad de procesamiento de crudo, a excepción últimamente de la construcción de la ampliación de la Refinería de Minatitlán que aumentará su capacidad en 150 000 bpd.

Cronología importante de este sector:

- El cierre de la Refinería de Azcapotzalco en 1991.
- En 1992 se creó la subsidiaria Pemex Refinación.
- En 1993 se tomó la decisión de aplicar el paquete ecológico con el objetivo de mejorar la calidad de los combustibles, aspecto que continúa hasta la fecha y que se amplió en 1997 con el inicio de la reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación.

Situación actual

Para satisfacer la demanda interna, Pemex cuenta con seis refinerías que conforman el Sistema Nacional de Refinación localizadas en Ciudad Madero, Minatitlán, Salamanca, Cadereyta, Tula y Salina Cruz y que tienen una capacidad de 1 560 000 barriles por día de procesamiento de crudo.

En este contexto, es conveniente conocer la misión y objetivos, así como las iniciativas, estrategias y lineamiento de Pemex Refinación lo cual permite tener parámetros para realizar una evaluación adecuada y para plantear las revisiones y nuevas estrategias de desarrollo.

Misión y visión de Pemex Refinación

Misión

Satisfacer la demanda nacional de productos petrolíferos, maximizando el valor económico de los activos, contribuyendo al fortalecimiento global de Pemex, dentro de un marco de protección ambiental y seguridad industrial.

Objetivos

- Maximizar el valor de los activos con niveles de eficiencia y rentabilidad internacionalmente competitivos.
- Garantizar el suministro de productos petrolíferos en el país, con las especificaciones de calidad que demanda el mercado.
- Cumplir con estándares de protección ambiental y seguridad industrial.
- Desarrollar integralmente los recursos humanos.
- Desarrollar los mercados nacionales e internacionales con una vocación plena de servicio al cliente.

Iniciativas

- Política comercial
- Oferta de combustibles
- Desempeño operativo
- Optimización operativa
- Programa de inversiones
- Desarrollo tecnológico
- Infraestructura
- Seguridad industrial y protección ambiental
- Recursos humanos
- Sistemas de información

Definición de iniciativas estratégicas

Política comercial

Elaborar una política comercial integral que desarrolle nuevos canales de distribución y optimice su combinación. Analizar las posibilidades e implicaciones de adoptar una política flexible de precios de combustibles al público.

Oferta de combustibles

Desarrollar el mercado nacional de petrolíferos mediante el suministro de combustibles que satisfagan las necesidades de los clientes. Consolidar una actitud orientada a la identificación de los requerimientos del mercado.

En esta iniciativa conviene apuntar que el sector que debe ser protegido estratégicamente es el generador de electricidad, y se deberá encauzar la promoción del uso de combustibles sustitutos

en los casos en que éstos sean más convenientes para los clientes considerando las prioridades del sector energético y la población económicamente desprotegida del país.

Desempeño operativo

Instrumentar el proceso de optimización operativa, en producción, distribución y comercialización.

Alcanzar niveles internacionales de seguridad industrial mediante el establecimiento de prácticas adecuadas y de un estrecho control administrativo. Adicionalmente, terminar con rezagos de la institución en protección ambiental.

Programa de inversiones

Evaluar proyectos considerando su impacto integral. Establecer una jerarquización de los proyectos, estratégicos y operacionales, que maximice el valor económico.

En este renglón conviene que además de lo anteriormente expuesto, se tomen en cuenta las ventajas sociales para satisfacer el mercado interno y considerar que la producción de combustibles es una actividad estratégica que debe seguir bajo la exclusividad del Estado Mexicano, por la que se deberán dirigir a los que maximicen los valores económicos de Pemex y del sector energético en su conjunto para así realmente beneficiar al país.

Infraestructura administrativa

Definir indicadores de gestión necesarios en la toma de decisiones para el cumplimiento de los objetivos y establecer mecanismos de simplificación y adecuación de procedimientos administrativos.

Recursos humanos

Establecer políticas de selección, rotación y retiro del personal y llevar a cabo programas de capacitación a todos los niveles, para el mejor aprovechamiento de los recursos humanos.

Sistemas de información

Instrumentar los sistemas que aseguren el flujo de información para desarrollar los procesos críticos de Pemex Refinación así como el Sistema Integral de Información Técnico-Financiera.

Desarrollo tecnológico

Establecer un programa de desarrollo e incorporación de tecnología vinculado a la estrategia de cada una de las líneas de negocio.

Lineamientos estratégicos

Creación de valor y rentabilidad para el sistema integral de energía.

- Reforzar los programas de mejoras y optimización de operaciones.
- Maximizar el rendimiento del capital invertido.

Orientación al mercado

- Dar prioridad al cliente.
- Abastecer al país en forma confiable y oportuna, al menor costo.
- Desarrollar nuevas líneas de negocio.

Fortalecimiento de la estructura productiva

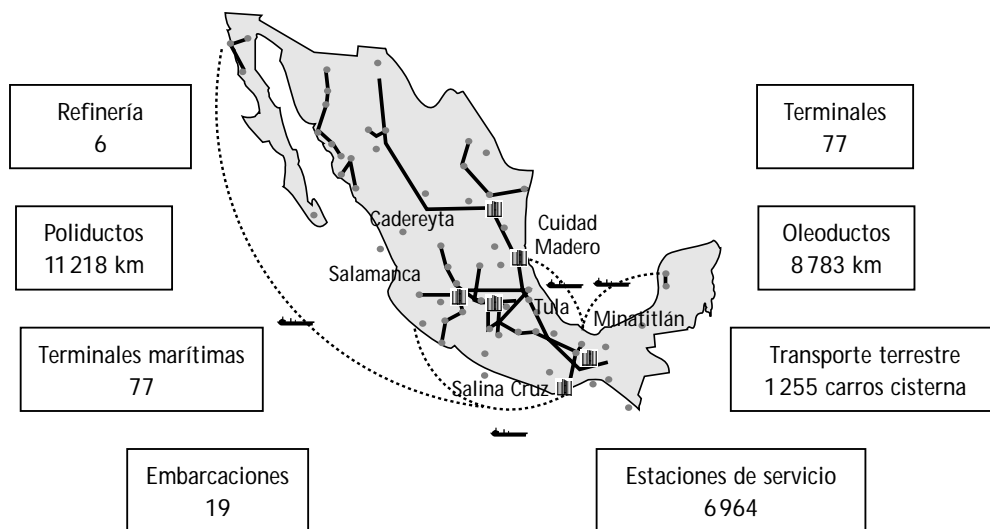
Mejoramiento de la seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional

- Cumplir con las normas establecidas.
- Administrar las instalaciones responsablemente.

La estructura del mercado de refinación en México consta de seis refinерías, con 15 terminales marítimas, 77 terminales terrestres y 6 964 estaciones de servicio, como se muestran en el siguiente mapa.

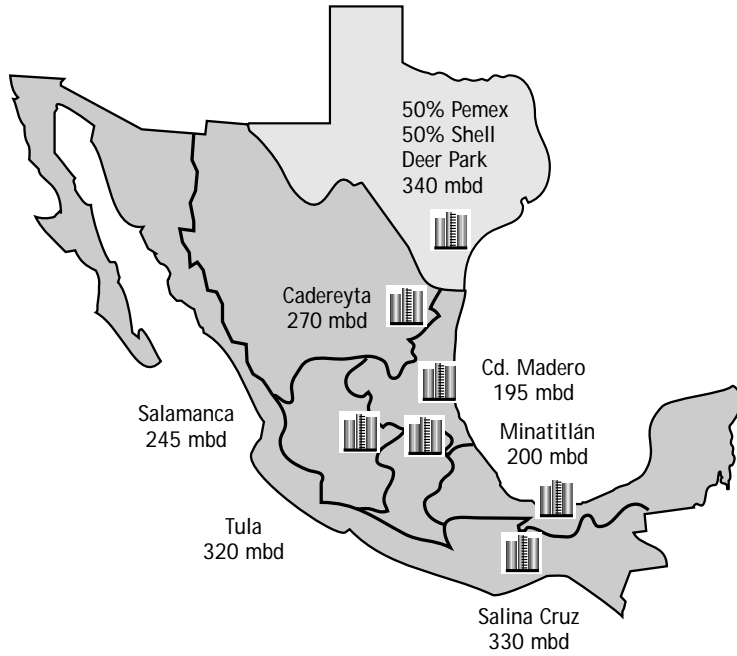
Mapa 1

Estructura del mercado de la refinación



Nota: La capacidad actual de refinación en México es de 1.56 mmdb.

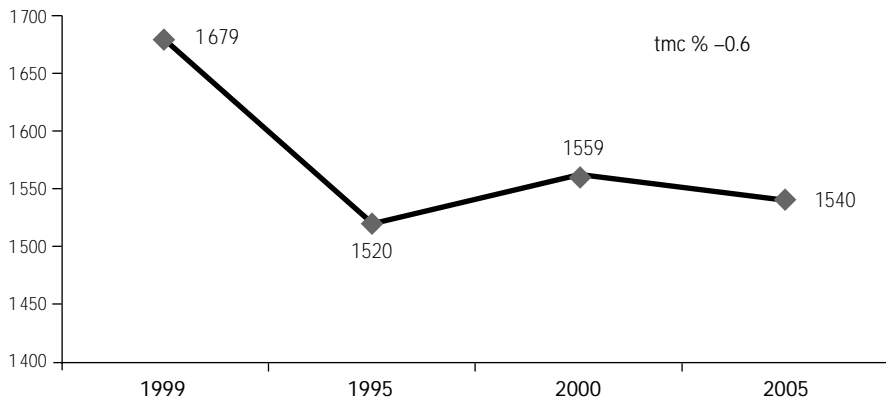
Mapa 2



Gráfica 2

Capacidad instalada de refinación en México

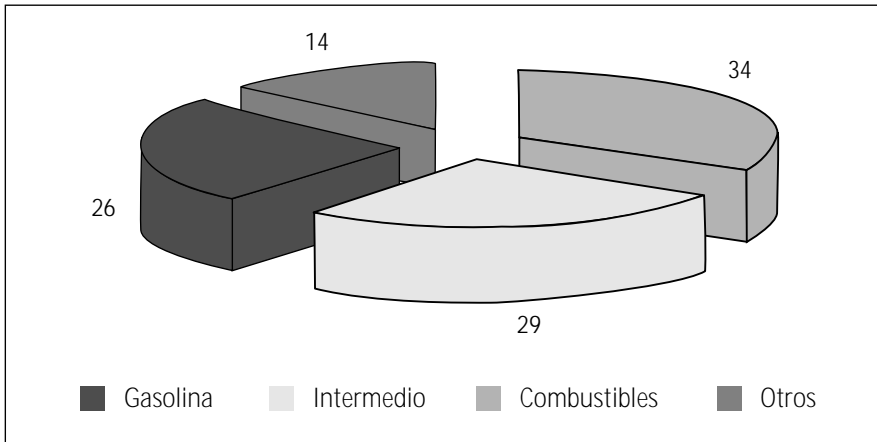
(miles de barriles diarios)



La asimetría entre la producción de crudo y el proceso del Sistema Nacional de Refinación muestra en 2004 que el proceso de crudos pesados fue de 37.9%, siendo la diferencia 62.1% de crudos ligeros, mientras que la producción de México de crudo pesado fue de 73% y la diferencia fue de crudos ligeros.

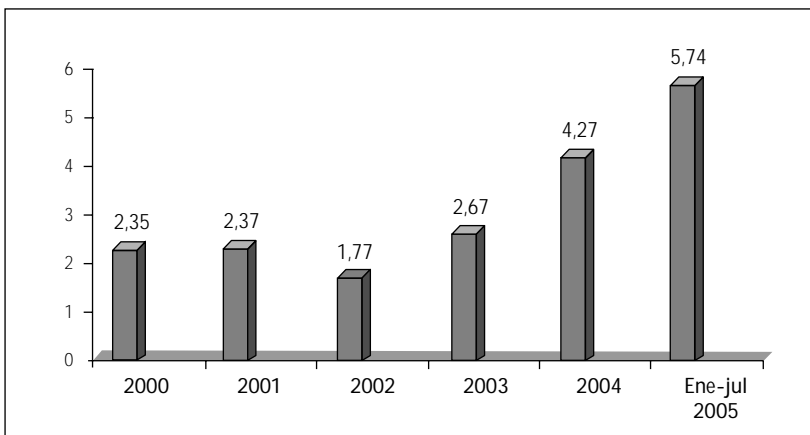
Los rendimientos de productos en el año 2005 fueron los siguientes:

Gráfica 3



Gráfica 4

Margen variable de refinación en México
(dólares por barril)



Cuadro 5

Balance nacional de petrolíferos, 1994-2004

(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Origen	1 325.4	1 223.7	1 250.1	1 333.3	1 417.5	1 397.7	1 427.3	1 409.3	1 365.9	1 354.5	1 386.1
Producción	1 171.7	1 128.1	1 131.7	1 116.8	1 174.7	1 130.6	1 104.4	1 129.9	1 136.8	1 173.9	1 188.7
Cadereyta	168.6	157.7	139.7	155.2	154.8	103.9	113.8	186.0	186.1	198.5	187.2
Madero	133.3	124.1	119.1	122.6	119.0	121.3	116.4	81.8	80.9	121.5	133.8
Tula	254.6	246.8	283.8	261.1	277.1	279.9	270.1	263.7	248.1	238.0	262.4
Salamanca	152.4	143.5	144.2	163.1	156.8	152.7	156.6	153.4	153.9	152.3	165.8
Minatitlán	190.4	179.3	163.9	157.8	170.3	175.1	162.5	168.2	171.9	178.0	171.3
Salina Cruz	272.4	276.7	281.0	257.0	296.7	297.7	285.0	276.8	295.9	285.6	268.2
Importación	153.7	95.6	118.4	216.5	242.8	267.1	322.9	279.4	229.1	180.6	197.4
Destino	1 311.3	1 222.6	1 240.1	1 312.3	1 385.1	1 362.8	1 399.1	1 395.0	1 359.1	1 353.3	1 376.4
Demanda interna	1 273.5	1 171.1	1 212.6	1 292.0	1 359.2	1 336.5	1 384.0	1 372.6	1 312.5	1 318.0	1 358.6
Sector transporte	686.5	650.7	663.5	693.0	721.5	725.9	746.9	756.7	763.6	806.8	853.5
Sector eléctrico	367.3	309.7	339.6	390.3	432.3	419.9	452.0	432.1	376.7	335.6	308.6
Generación pública	367.3	309.7	327.7	374.6	415.8	401.5	431.3	415.4	363.5	318.4	283.0
Generación por particulares	0.0	0.0	11.9	15.7	16.5	18.4	20.7	16.7	13.2	17.2	25.6
Productores independientes							0.1	0.2	0.5	0.5	0.0
Autogeneración			11.9	15.7	16.5	18.4	20.6	16.5	12.7	16.7	25.6
Sector industrial	154.5	139.1	137.7	141.3	142.0	131.7	130.4	129.8	117.9	116.9	133.2
Sector petrolero	65.2	71.6	71.8	67.4	63.4	59.0	54.7	54.0	54.3	58.7	63.3
Exportación	37.8	51.5	27.5	20.3	25.9	26.3	15.1	22.4	46.6	35.3	17.8
Variación de inventarios	14.1	1.1	10.0	21.0	32.4	35.0	28.1	14.3	6.8	1.2	9.5

Diagnóstico

En el diagnóstico elaborado se utilizaron los *benchmarking* elaborados para Pemex Refinación y son públicos. Los *benchmarking* son herramientas útiles para identificar prioridades estratégicas y permiten fijar alternativas de acción.

La compañía Solomon realiza comparaciones de desempeño operativo entre Pemex y las refinerías localizadas en el Golfo de México, al considerar que es un mercado maduro y competitivo.

La metodología consiste en clasificar en diferentes categorías los factores claves de rendimientos, como son:

- Prácticas operativas
- Optimización
- Diferencias estructurales de localización
- Diferencias estructurales de la industria.

Como ejemplo ilustramos la forma de proporcionar los resultados.

Descripción de la metodología

Esquema 3

Comparación basada en gastos operativos en efectivo (no incluye gastos que no sean en efectivo). Desarrollo de un modelo algebraico para Pemex y para comparar el desempeño operativo y comparación basada en una metodología secuencial								
Utilidad (pérdida) de Pemex	Ajuste de utilidad (pérdida)	Utilidad (pérdida) de refinación a costos de oportunidad internacional	Prácticas operativas	Optimización	Potencial de utilidad (pérdida) en efectivo	Localización de la industria	Utilidad (pérdida) en efectivo CNGM	
			Brecha operacional			Diferencias estructurales		

Si analizamos varios años, así como la presentación que se realizó en el VII Foro de Avances de la Refinación en donde se presentaron los resultados del estudio Solomon, se llega a la conclusión de que existen fuertes problemas en:

- Productividad laboral
- Consumo energético de las instalaciones
- Rezago en producción siendo lo más importante en producción y en donde se debería poner mayor atención.

En distribución los principales problemas detectados fueron:

- Rezago en prácticas operativas
- Rezago y tiempos muertos en transportación marítima.

Los problemas de comercialización se centraron en:

- Productividad laboral en terminales
- Mantenimiento
- Políticas comerciales no adecuadas.

La brecha que daría más dinero es la correspondiente a la optimización de operación.

Como resultado de dichos análisis los factores claves en el desempeño operativo de Pemex Refinación son:

- Logística en importación y exportación
- Balanza comercial
- Configuración de refineries
- Perfil de la demanda
- Especificaciones de producto
- Costo de energía
- Consumo energético
- Volumen de proceso de crudo
- Rendimientos
- Perfil de crudos
- Número de empleados
- Salarios
- Materiales de mantenimiento.

Si comparamos los análisis para realizar un diagnóstico sin los planes de negocios y los estudios de análisis independientes (Grupo Constitución de 1917, Programa Universitario de Energía de la UNAM, Unión de Trabajadores de Confianza de Petróleos Mexicanos, David Shields, Ing. Felipe Ocampo Torrea, Solomon, etc.), llegamos a la conclusión de que los diagnósticos están bien hechos y lo que ha faltado es la toma de decisión por parte de las autoridades, una falta de rendición de cuentas de muchos funcionarios de administraciones pasadas y presentes.

El análisis FODA (Fortalezas-Oportunidades-Debilidades-Amenazas) realizado por el Programa Universitario de Energía, es un elemento importante del diagnóstico de Pemex Refinación.

Fortalezas

- Buena calidad de sus productos petroleros
- Cultura de servicio
- Dominio del mercado por su carácter monopolístico.

Oportunidades

- Adecuación en la mezcla de productos
- Incremento de la utilización de la capacidad instalada
- Reto en la reconfiguración de refineries
- Satisfacción total al cliente
- Cercanía al mayor mercado de combustibles

- Recuperación de mercados como son el de lubricantes y solventes
- Aprovechamiento de las experiencias de las empresas exitosas en el área de refinación
- Convertir a Pemex Refinación en una empresa de nivel mundial.

Debilidades

- Rezago tecnológico
- Robo y adulteración de productos
- Mandos ejecutivos improvisados
- Salida de personal calificado
- Baja utilización de la planta productiva
- Barreras comerciales
- La lenta respuesta para que en el futuro Pemex realice cambios importantes debido a las necesidades del mercado, presiones ambientales, así como los cambios que se produzcan en el área científico-tecnológica que permitan realizar las acciones que conduzcan a una mejor una mayor administración de nuestra industria petrolera.

Amenazas

- Un mercado de productos refinados altamente competitivo
- Declinación de eficiencia y productividad por falta de recursos de inversión
- Poca flexibilidad por un deficiente marco legal, debido a que Pemex Refinación no es una empresa, sino un ente político
- Mayores regulaciones ambientales
- Riesgo de que Pemex Refinación se encamine a la quiebra por malas decisiones de los altos ejecutivos improvisados.

Futuro

Los principales problemas que aquejan a Pemex Refinación son:

- Las desviaciones y los retrasos en el desarrollo de las obras de reconfiguración de las refinerías.
- No existe una adecuada infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de combustibles; por ejemplo, sus deficiencias en ductos hacen que Pemex Refinación tenga elevados costos operativos y recurrir al transporte terrestre significaría para Pemex Refinación una erogación de 2 500 millones de pesos el año 2025.
- La fuerte deficiencia fiscal de los ingresos de Pemex Refinación, situación que no puede prolongarse por más tiempo.
- El no trabajar las refinerías a mayor capacidad.

- Las altas importaciones de petrolíferos.
- La insuficiencia en las inversiones.
- La distorsión en los precios de transferencia.
- Falta de mantenimientos en las instalaciones.
- Rezago en pasivos ambientales.
- Políticas comerciales inadecuadas.
- Corrupción.
- Robo de combustibles.
- Desmantelamiento de cuadros técnicos.

Pemex Refinación debe afrontar grandes retos, por lo que tendrá que llevar a cabo acciones basadas en una buena planeación y con una adecuada selección de premisas y supuestos.

Conclusiones y recomendaciones

- La actividad energética no había sido manejada adecuadamente; es importante contar con una buena planeación energética de largo plazo, que sea integral y no parcial.
- Con el objeto de optimizar sus operaciones y reducir costos, nuevamente se menciona la urgente necesidad de reintegrar a todas las áreas operativas de Pemex en una sola entidad; un ejemplo de la situación actual es la poca de relación que existe entre refinación y petroquímica.
- Es fundamental incrementar capacidad instalada de refinación.
- Hay que poner mayor atención a los programas de seguridad industrial y cuidado del medio ambiente.
- Es importante insistir en que los precios de los productos que elabora Pemex estén basados en los costos de producción y no que sean fijados unilateralmente por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- Se requiere que a la brevedad posible Pemex establezca un acuerdo para acabar con las divergencias que existen respecto a las calidades de gasolina y diésel.
- Pemex debería fomentar un mayor uso de diésel y fomentar la adopción de las nuevas tecnologías automotrices, lo que reduciría la tendencia alcista de importación de gasolinas.
- Evitar la competencia desleal eliminando subsidios.
- Actualizar los márgenes comerciales que fomenten los puntos de oferta de diésel en áreas urbanas, desarrollando el mercado de vehículos ligeros.
- Desarrollar nuevas especificaciones creando el concepto de "dieseleras" automotrices dentro del contrato actual de los distribuidores de gasolinas.
- Fue insistentemente mencionado el grave peligro que se corre por la falta de inversión en el renglón de refinación: desde 1979, no se ha construido una sola refinería.

- Es inaceptable que mientras el área de refinación genera más de 40% del total de los ingresos de Pemex, tan sólo se le asigne el 4% del presupuesto de la paraestatal.
- Preocupa enormemente la balanza comercial de Pemex, pues el año pasado obtuvo ingresos por la venta de crudo por un monto de 21 300 millones de dólares, pero se importaron 10800 millones de dólares en petroquímicos, 5 000 millones de dólares en productos refinados (gasolinas), 3 000 millones de dólares en gas y 2 000 millones de dólares en otros productos derivados del energético, lo que nos da un total de importaciones de 20 800 millones de dólares.
- Una de las acciones urgentes de llevar a cabo en Pemex estriba en incrementar sus ingresos por exportaciones y reducir los egresos por importaciones, a través de darle mayor valor agregado al petróleo, para lo cual es indispensable invertir en refinación y petroquímica.
- Únicamente con acciones como la anterior será posible el restablecimiento de las cadenas productivas y con ello la creación de muchas fuentes de empleo. Pemex está obligado a seguir siendo el motor fundamental del desarrollo económico de México.
- Se insiste en que hay que evitar el despido de personal especializado; se continúa desmantelando su planta laboral, y lo cierto es que su operación requiere de personal altamente calificado.
- La micro, pequeña y mediana industrias continúan en el olvido. Los contratos de servicios múltiples las siguen afectando, pues éstos fueron diseñados para empresas extranjeras exclusivamente, además de que contravienen el artículo 9o. de la Ley de Obras Públicas, que privilegia a las empresas mexicanas, por lo que es indispensable que se aplique cabalmente la ley. Es urgente que se establezca una premisa similar a la que se contempla en los fallos de la ley de adquisiciones, donde se estipula que si la propuesta solvente más baja de una empresa mexicana es mayor hasta en 10% a la más baja de una empresa extranjera, deberá fallarse a favor de la mexicana con esta medida se podría revertir el cierre de empresas y en gran parte el desempleo lacerante en nuestro país.
- Ya no son momentos de indecisiones, los tiempos nos han rebasado, México y los mexicanos exigen claridad en el rumbo, firmeza en las decisiones y acuerdos que benefician a las mayorías.



Producción y suministro de gas natural en México

*Sarahí Ángeles Cornejo**

A lo largo del siglo xx y hasta el presente, la política energética aplicada en México dio prioridad al petróleo como pilar de los modelos económicos vigentes en determinada etapa histórica. El gas natural, en su mayor parte asociado al petróleo en los yacimientos, no recibió el impulso para desarrollar la infraestructura necesaria para su debido aprovechamiento en todo el país, se optó por desperdiciar el exceso del gas producido, quemándolo o enviándolo a la atmósfera, soslayando la pérdida económica y su efecto ambiental contaminante.

En esta etapa de la globalización neoliberal es cuando el gas natural adquiere la mayor importancia dentro del patrón energético mundial basado fundamentalmente en el petróleo y, en general, en los combustibles fósiles. En 1973, año que marca un hito en las transformaciones que experimenta el sector energético en el mundo, el gas natural contribuía con 16.2% de la oferta mundial de energías primarias, treinta años después su participación aumentó a 21.2%¹ (Agencia Internacional de Energía, 2005).

La importancia adquirida por el gas natural en el mundo, obedece al elevado crecimiento de la demanda, provocado por el aumento del uso masivo del gas natural en:

1. La industria eléctrica como resultado de la introducción, a mediados de la década de 1980, del avance tecnológico del ciclo combinado en la generación de electricidad que utiliza gas natural como combustible. Esta tecnología se difundió rápidamente en el mundo debido a sus ventajas técnicas, económicas y ambientales: mayor eficiencia energética, reducción de costos, tiempo de instalación, precio más bajo del gas natural en comparación con el del petróleo, y menor impacto ambiental. Tales ventajas elevaron la rentabilidad de la inversión en la generación de electricidad.

* Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM.

¹ En tanto que el petróleo disminuyó su participación de 45.0 a 34.4% en la oferta mundial energética en el periodo 1973-2003. El carbón prácticamente continuó con la misma participación 24.8% en 1973 y 24.4% en 2003. Las demás energías, salvo la nuclear que también aumenta notoriamente su participación de 0.9% en 1973 a 6.1 % en 2003, registran un leve crecimiento como la hidráulica (de 1.8% a 2.2%), las renovables no convencionales (0.1% a 0.5%), los combustibles renovables (leña y otros desperdicios) disminuyen su participación de 11.2% a 2.2% (Agencia Internacional de Energía, 2005).

2. En toda la economía, para atenuar la emisión de gases invernadero causantes del cambio climático, cuyos efectos son ya críticos para la vida en el planeta. El gas natural emite menos gases invernadero que el petróleo y el carbón, promoviendo por ello, la sustitución de éstos por el gas natural.²

El aumento de la rentabilidad en las industrias eléctrica y del gas natural, producto de la utilización de la tecnología del ciclo combinado, dinamizó la acumulación de capital e incentivó a las corporaciones transnacionales de la energía y al capital financiero internacional a invertir en generación de electricidad y en gas natural; para ello, estas empresas apoyadas por sus respectivos gobiernos y los organismos financieros internacionales, impulsaron la reforma neoliberal para promover su entrada en esas industrias mediante la privatización de las empresas estatales en la mayoría de los países.³

En ese contexto mundial, en México la demanda de gas natural observa un acelerado crecimiento desde su incorporación a la globalización neoliberal en 1982, debido a que dio lugar a transformaciones que promovieron el uso del gas natural, entre las que destacan: la reestructuración productiva que transforma al país en exportador-maquilador de productos manufacturados; la integración de México como país subdesarrollado en el Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos y Canadá (TLCAN), al introducir en México varias formas de inversión privada en la generación que utilizarían la tecnología del ciclo combinado, la privatización de las actividades *corriente abajo* (transporte, distribución, comercialización y almacenamiento) de la industria del gas natural en México en 1995, y la progresiva incorporación de la industria del gas natural, y energética en general, de México a la estrategia geopolítica de Estados Unidos para garantizar su seguridad de abasto energético como parte de su seguridad nacional, claramente apoyada por el presidente Fox.

El objetivo de este trabajo es analizar el comportamiento de la producción y suministro del gas natural en México bajo la aplicación de la política neoliberal, y plantear propuestas alternativas al desarrollo desequilibrado entre producción y consumo, al déficit, a las importaciones, a los altos precios y a la dependencia externa y vulnerabilidad causadas por dicha política, integrando esas medidas en una política de desarrollo de la industria del gas natural como parte de una política conjunta del sector energético de tal forma que sea una palanca propulsora del desarrollo en económico, social y ambientalmente sostenible de México en el periodo 2006-2020.

² Sin embargo, aunque el gas natural en su combustión emita dos tercios del bióxido de carbono del que emite el combustóleo, a medida que aumenta la cantidad de gas que se quema al aumentar la generación de electricidad con ciclo combinado, se incrementa la cantidad de emisión de CO₂ y demás contaminantes.

³ Una vez privatizadas ambas industrias, las empresas privadas que operan en ellas, procuran la reintegración vertical, la convergencia entre la industria eléctrica y la del gas natural, y la integración regional y la globalización, que alcanzan las más poderosas. Éstas van expandiéndose mediante adquisiciones forzadas de grandes corporaciones en el mundo, como sucede actualmente entre empresas transnacionales de gas natural. El caso más reciente es la oferta de adquisición forzosa (OPA) de Gas Natural sobre empresa eléctrica ENDESA. La empresa alemana EON ha efectuado una oferta mayor para adquirir a la misma ENDESA, cuestión que ha llevado a Francia a adoptar medidas preventivas mediante la fusión de una empresa transnacional pública Gaz de France con una transnacional privada, Suez Internacional.

El trabajo se desarrolla en los siguientes apartados:

- I. Planteamiento del problema
- II. La producción
- III. El suministro
- IV. Propuestas

I. Planteamiento del problema de la producción y suministro de gas natural en el país

En materia de gas natural, México enfrenta un crecimiento insuficiente de la producción para satisfacer el aumento de la demanda interna que ha sido inducido por la política neoliberal; el resultado ha sido déficit cada vez mayor.

En el periodo 1994-2004, el déficit se elevó de 125 millones de pies cúbicos diarios en 1994 a 1 110 millones de pies cúbicos por día en 2004; en el periodo se multiplicó 8 veces (ver cuadro 1). En 1994 la importación de gas natural representó 3.8% del total del gas consumido en el país, en tanto que para 2004 fue ya de 19.5 por ciento.

Cuadro 3

Balance nacional de gas natural, 1994-2004-2014

Escenario de alta oferta y alta demanda 2005-2014

(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1994	% sobre la disp.	2004	% sobre la disp.	2014	% sobre la disp.	2014/2004 Creci. %	tmca 2014-2004
Origen								
Disponibilidad	3 256	100.0	5 750	100.0	11 279	100.0	96.2	7.0
Producto nacional	3 131	96.2	4 626	80.5	8 413	74.6	81.9	6.2
Gas de formación empleado por PEP ¹	132	4.1	243	4.2	338	3.0	39.1	3.4
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	192	5.9	311	5.4	889	7.9	185.9	11.1
Gas para Refinación directo de PEP	26	0.8	1	0.0	-	-	-	n.a.
Producción PGPB	2 458	75.5	3 144	54.7	5 360	47.5	70.5	5.5
Directo de campos	149	4.6	815	14.2	1 647	14.6	102.1	7.3
Etano inyectado a ductos de gas seco	127	3.9	108	1.9	179	1.6	66.5	5.2
Otras corrientes suplementarias	47	1.4	4	0.1	-	-	-	n.a.
Importación	125	3.8	1 124	19.6	2 866	26.4	155.0	9.8
Importaciones por logística	39	1.2	6.9	0.6	757	6.7	24.3	2.2
Importaciones PGPB	39	1.2	251	4.4	280	2.5	44.6	1.1
Importaciones sector eléctrico	-		242	4.2	452	4.0	86.8	6.4
Importaciones por particulares	-		116	2.0	25	0.2	-78.4	-14.2
Importaciones por balance PGPB	86	2.6	515	9.0	290	2.6	-43.7	-5.6

(Continúa cuadro 3)

Concepto	1994	% sobre la disp.	2004	% sobre la disp.	2014	% sobre la disp.	2014/2004 Creci. %	tmca 2014-2004
Fijas: Kinder-Morgan MYT	-		172	3.0	290	2.6	68.6	5.4
Variables	86	2.6	343	6.0	-	-	-	n.a.
Importación de gas natural licuado	-		-		1 819	16.1	-	n.a.
Destino	3 240	100.0	5 722	100.0	11 279	100.0	97.1	7
Demanda nacional	3 221	99.4	5 722	100.0	10 314	91.4	80.3	6.1
Sector petrolero	751	23.2	1 110	19.4	1 787	16.9	61.0	4.9
Pemex Exploración y Producción ²	342	10.6	593	10.4	986	8.7	66.3	5.2
Pemex Refinación	137	4.2	262	4.6	409	3.6	56.1	4.6
Pemex Corporativo	1	0.0	0	0.0	-	0.0	-	0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	272	8.4	255	4.5	392	3.5	53.7	4.4
Sector petrolero recirculaciones internas	444	13.7	1 203	21.0	1 487	13.2	23.6	2.1
Sector industrial	1 404	43.3	1 246	21.8	1 946	17.3	56.2	4.6
Industrial	746	23.0	951	16.6	1 477	13.1	55.3	4.5
Pemex Petroquímica	658	20.3	295	5.2	469	4.2	59.0	4.7
Sector eléctrico	547	16.9	2 056	35.9	4 741	42.0	130.6	8.7
Público	466	14.4	1 738	30.4	4 391	38.9	152.6	9.7
Comisión Federal de Electricidad	437	13.5	814	14.2	778	6.9	-4.4	-0.4
Luz y Fuerza del Centro	28	0.9	29	0.5	1	0.0	-96.6	-30.4
Productores Independientes de Energía	-		896	15.7	3 613	32.0	303.2	15
Particulares	81	2.6	318	5.6	350	3.1	10.1	1.0
Autogeneración de electricidad	81	2.5	229	4.0	238	2.1	3.9	0.4
Exportación de electricidad	-		89	1.6	112	1.0	25.8	2.3
Sector residencial	58	1.8	86	1.5	233	2.1	170.9	10.5
Sector servicios	18	0.6	20	0.3	70	0.6	250.0	13.6
Sector autotransporte	-		2	0.0	50	0.4	2400.0	37.7
Exportación	19	0.6	-		965	8.6	-	n.a.
Exportación por Reynosa			-		858	7.6	-	n.a.
Exportación por Baja California			-		107	0.9	-	n.a.
Variación de inventarios y diferencias*	15	0.5	27	0.5	-	-	-	n.a.

n.a.: Significa que no aplica.

¹ para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

² Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir de 2000.

* Incluye diferencias y empaque.

Fuente: Elaboración propia con información de la Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 2005-2014*, México, p. 104 y 145, <http://www.energia.gob.mx>

Estos déficit han sido cubiertos con importaciones provenientes de Estados Unidos (EUA); lo cual ha expuesto a México a una dependencia de ese país para completar su suministro de gas natural y, con ello, a la problemática estructural de escasez relativa de hidrocarburos que caracteriza al mercado regional de América del Norte debido al elevado consumo de EUA, así como al conjunto de fenómenos interactuantes en el mercado internacional del gas natural: distribución desigual de reservas, enfrentamientos geopolíticos por su control, problemas geopolíticos en la construcción de gasoductos, competencia cada vez más abierta entre las grandes empresas transnacionales, etcétera.

La dependencia externa no es sólo económica, por la salida de divisas que representa y que será cada vez mayor a medida que aumenten los precios internacionales del gas que siguen a los del petróleo, sino que es, sobre todo estratégica, porque el gas natural tiene ese carácter por el uso directo e indirecto que tiene en toda la economía, y porque deja la seguridad del suministro de México a merced de Estados Unidos, a la vez que lo engancha más a la estrategia desplegada por dicha potencia para crear un mercado de gas de América del Norte, y a la que aplica nivel mundial para asegurar su abasto energético como parte de su seguridad nacional. El presidente Fox ha favorecido esa estrategia al participar, en 2001, en el Acuerdo de Cooperación energética de América del Norte promovida por Estados Unidos, y en la Alianza para la Seguridad y Prosperidad de América del Norte (ASPAN) suscrita en Waco en 2005 por los países miembros del TLCAN a instancias del presidente Bush.

La política oficial de crecientes importaciones para completar el suministro interno, aumenta la vulnerabilidad del país por las recurrentes y pronunciadas alzas del precio del gas natural, denominado *Henry Hub* del Sur de Texas. Este precio que es el más elevado de América del Norte y de los mercados regionales del mundo, ha sido tomado como referencia del precio vigente en México bajo el criterio de la Comisión Reguladora de Energía.⁴

A medida que aumenten las importaciones de gas natural licuado (GNL), como plantea la *Estrategia de Gas de Pemex*, 2002, la seguridad de suministro de gas natural de México dependerá de las corporaciones transnacionales petroleras más poderosas, las majors, que están instalando plantas de regasificación con permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que, al otorgarlo, ha soslayado

⁴ La Comisión Reguladora de Energía encargada de regular el precio del gas natural, ante las dificultades que se presentan para determinar el precio de un solo producto, como el gas natural, que se encuentra en los yacimientos asociado en mayor o menor parte a otros hidrocarburos, resuelve el problema usando un precio de referencia del sureste de Texas. El precio del gas natural en ciudad Pemex en el sureste de México (donde se produce 80% del gas natural como un producto asociado al petróleo) está ligado al precio en el Canal de Houston a través de la fórmula *net back*. El precio del gas en Ciudad Pemex es igual al precio de Houston más los costos de transporte de Houston al punto de arbitraje (el punto de arbitraje se realiza comúnmente en los Ramones, en el noreste de México) menos los costos de transporte del punto de arbitraje a Ciudad Pemex." (Brito y Rosellón, 2005: 76).

La Comisión Reguladora de Energía publica un mapa que ilustra este procedimiento. También especifica que "el precio del gas en Reynosa es igual al promedio de los índices en los mercados de referencia en el sur de Texas (Tetco y EPGT, ante PG&E). A su vez, indica que el precio de ventas de primera mano en ciudad Pemex es igual al precio en Reynosa, más la tarifa de transporte autorizada para el trayecto Reynosa-Los Ramones (0.1350 dólares/MMBtu), menos la tarifa de transporte autorizada de ciudad Pemex a Los Ramones (0.5645 dólares/MMBtu). La tarifa neta aplicable o *net back* resulta en -0.4295 dólares/MMBtu" (CRE, ventas de primera mano) www.cre.gob.mx

el riesgo ambiental, la cesión de soberanía de mar territorial en las áreas que abarcan los proyectos.⁵ Obviamente el interés de estas empresas transnacionales, no es garantizar el abasto de gas natural de México, sino la obtención de la mayor rentabilidad y abastecer a California y a empresas eléctricas exportadoras a Estados Unidos y a la propia Comisión Federal de Electricidad (CFE) que les ofrece un mercado muy rentable.

La situación de industria del gas natural, particularmente producción y suministro, ha sido determinada por la aplicación a fondo de la política neoliberal privatizadora por el presidente Fox; de apertura creciente a las empresas trasnacionales para que aumenten sus exportaciones de gas natural a nuestro país, y de privatización acelerada de esta industria en México.

Esgripiendo la caída de las reservas y la baja producción, el gobierno de Vicente Fox promovió su aumento, introduciendo los Contratos de Servicios Múltiples (CMS) a pesar de estar prohibidos por la Constitución Política del país, acelerando, de esa manera, la privatización del sector de la extracción y producción, única actividad de la industria del gas natural en manos de Pemex que no se privatizó en 1995.

En cuanto al suministro, abrió la veta del gas natural licuado (GNL) a las empresas trasnacionales petroleras más grandes del mundo, otorgando permisos para que instalen plantas de almacenamiento y regasificación en varios puntos geográficos de los litorales mexicanos, garantizándoles la obtención de rentas o ingresos extraordinarios mediante el precio de referencia *Henry Hub*, a la vez que un mercado de gas natural en expansión en México, vía el impulso desmedido que ha dado al crecimiento de la demanda interna de gas natural, sobre todo del sector eléctrico, otorgando permisos de generación basados en la tecnología de ciclo combinado, en su mayoría, a los productores independientes, todos ellos, empresas trasnacionales de la energía.

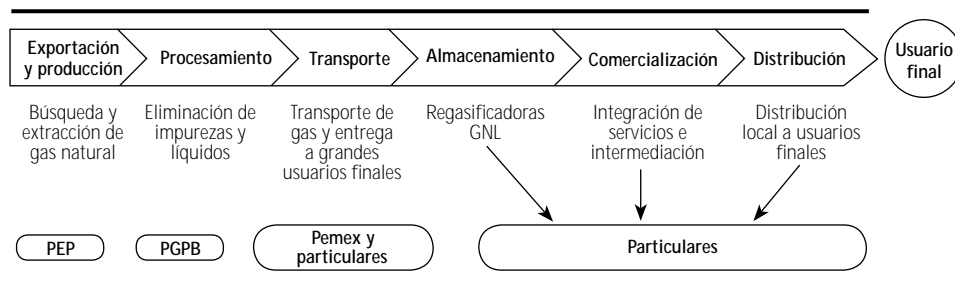
Y, en cuanto al precio del gas natural, no sólo ha mantenido la política de utilizar el precio *Henry Hub* del Canal de Houston, Texas, el más alto de América del Norte y de los mercados regionales del mundo, como precio de referencia sino que decretó, en septiembre de 2005, un precio de 7.65 dólares el millón de BTUs que, si bien, estaba por debajo del nivel que alcanzó en Texas, era muy superior al precio de 4 dólares el millón de BTUs que amparaba las coberturas hasta entonces vigentes.

En fin, México ha quedado sujeto por la política neoliberal, a tener un precio interno del gas natural determinado por un precio externo de referencia —bajo el criterio del costo de oportunidad y fórmula netback— cuyo aumento continuo ha tenido efectos negativos sobre la planta productiva del país al repercutir en una elevación de costos de las empresas y en una reducción de la capacidad de compra de los consumidores domésticos, suscitando un reclamo de amplios sectores de consumidores en el país.

México, bajo el modelo neoliberal, no puede beneficiarse de la ventaja de tener costos de producción más bajos del gas natural. Por el contrario se ha incapacitado a Pemex para aumentar la exploración y aprovechar su potencial productivo como importante poseedor de gas natural; en

⁵ La CRE ya ha propuesto otros puertos para la instalación de más plantas regasificadoras de GNL.

Gráfica 1

Cadena de la industria del gas natural en México

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía, (SENER), 2005:93

lugar de impulsar su potencial productivo, se le ha sometido a un consumo acelerado de gas natural que presiona al aumento de la producción interna a costa de la reducción acelerada de las reservas probadas existentes al comienzo de la etapa neoliberal, llevándolas al límite del agotamiento.

La industria del gas natural en México, se encuentra privatizada en sus actividades *corriente abajo* (transporte, distribución, comercialización y almacenamiento) desde 1995, como se ilustra en la gráfica 1. La gráfica presenta la cadena de la industria del gas natural, el grado de privatización de la industria y la participación pública a privada en cada una de las actividades.

El análisis de la producción y del suministro del gas natural en México, y las propuestas que se elaboren, tienen que considerar necesariamente esta organización de la industria a que ha llevado la política neoliberal.

El gobierno actual plantea dar continuidad en el futuro a esta política que tendrá las mismas tendencias: un crecimiento de la demanda interna de gas natural de 5.2% anual promedio en el periodo 2005-2014 a partir de escenario de incremento de 4.3% del PIB, aunque sería un poco más bajo al 5.9% anual promedio que registró en el periodo anterior 1994-2004, la brecha entre producción y consumo internos continuará ampliándose.

En un escenario de alta oferta y alta demanda para el periodo 2005-2014, habrá un déficit de 25.4% de la producción en comparación con del consumo nacional (ver cuadro 1), significará importaciones por 2 866 millones de pies cúbicos diarios, 63% serán de gas natural licuado (GNL). La industria del gas natural, sigue expuesta a un proceso de privatización acelerado. El presidente Fox envió, en septiembre de 2005, una iniciativa para privatizar la extracción y producción de gas natural no asociado como parte del decálogo de políticas sobre el sector energético. Esta iniciativa y la de permitir la explotación privada del gas metano de las minas de carbón (Rodríguez, 2006), entran en el objetivo de crear un mercado de gas natural en el contexto de la conformación del mercado de gas de América del Norte propuesto por el presidente Bush. Simultáneamente, esa iniciativa presiona a la privatización de toda la industria petrolera, sea mediante la extensión de los CSM o de otros mecanismos.

II. La producción de gas natural en el país

La producción del gas natural en México la lleva a cabo Pemex a través de dos de sus empresas subsidiarias: Pemex Exploración y Producción (PEP) y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

En 2004 la producción de Pemex fue de 4 573 millones de barriles diarios, de ellos, entraron a proceso en PGPB 3 963 millones de barriles diarios, de los cuales se produjeron 3 144 millones de pies cúbicos diarios de gas seco (Pemex, 2005).

A continuación se presenta la cadena productiva de PGPB que muestra la secuencia de las actividades que se efectúan para la producción del gas natural seco.

Cadena productiva del gas natural

Etapas en la cadena productiva de PGPB

- Pemex Exploración y Producción provee del gas amargo húmedo y líquidos asociados con el gas a Pemex Gas y Petroquímica Básica.
- El gas amargo pasa a través de las plantas endulzadoras de gas, las cuales lo separan en gas ácido y gas dulce.
- El gas ácido se envía a las plantas de azufre y el gas dulce a las plantas criogénicas donde se separan los líquidos y se obtiene una corriente de gas seco.
- Los líquidos continúan hacia las plantas fraccionadoras donde se realiza la separación de los productos.
- Los productos que se obtienen mediante el proceso del gas natural son:
 - Gas natural seco
 - Gas licuado
 - Gasolinas naturales

Fuente: PGPB

El gas extraído por Pemex Exploración y Producción lo entrega a la empresa Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para que realice el proceso de separación de los líquidos e impurezas. Del gas que PGPB recibe, la mayor parte va a plantas de proceso y la parte restante a ductos. Debido a que la mayor parte del gas que produce Pemex es gas amargo (en 2004 fue de 65.5% y el gas húmedo 35.%), PGPB lo envía a las plantas endulzadoras para que le extraigan el azufre, y la parte restante del gas natural que va a proceso lo envía a plantas criogénicas para separación de líquidos. Éstos se envían a las fraccionadoras donde se separan los productos finales de PGPB: gas natural seco, gas licuado, etano, gasolinas naturales, azufre y otros.

Evolución de la producción

La producción del gas natural en México ha tenido un crecimiento lento y con altibajos durante la vigencia del modelo neoliberal introducido en el país desde fines de 1982, como se muestra en el cuadro 2.

Cuadro 2

Producción nacional de gas natural

	(millones de pies cúbicos diarios)			Participación %		Tasa de crecimiento anual		
	Total	Asociado	No asociado	Asociado	No asociado	Total	Asociado	No asociado
1980	3,548	2,578	970	72.7	27.3	%	%	%
1981	4,061	3,046	1,014	75.0	25.0	14.5	18.2	4.5
1982	4,247	3,302	945	77.7	22.3	4.6	8.4	-6.8
1983	4,055	3,210	845	79.2	20.8	-4.5	-2.8	-10.6
1984	3,754	3,034	720	80.8	19.2	-7.4	-5.5	-14.8
1985	3,604	3,015	589	83.7	16.3	-4.0	-0.6	-18.2
1986	3,431	2,874	557	83.8	16.2	-4.8	-4.7	-5.4
1987	3,499	2,977	522	85.1	14.9	2.0	-3.6	-6.3
1988	3,478	2,983	495	85.8	14.2	-0.6	0.2	-5.2
1989	3,572	3,030	542	84.8	15.2	2.7	1.6	9.5
1990	3,651	3,031	620	83.0	17.0	2.2	0.0	14.4
1991	3,634	3,039	594	83.6	16.3	-0.5	0.3	-4.2
1992	3,584	3,025	559	84.4	15.6	-1.4	-0.5	-5.9
1993	3,576	3,093	483	86.5	13.5	-0.2	2.2	-13.6
1994	3,625	3,108	517	85.7	14.3	1.4	0.5	7.0
1995	3,759	3,154	605	83.9	16.1	3.7	1.5	17.0
1996	4,195	3,478	717	82.9	17.1	11.6	10.3	18.5
1997	4,467	3,631	837	81.3	18.7	6.5	4.4	16.7
1998	4,791	3,703	1,087	77.3	22.7	7.3	2.0	29.9
1999	4,791	3,526	1,265	73.6	26.4	0.0	-4.8	16.4
2000	4,679	3,380	1,299	72.2	27.8	-2.3	-4.1	2.7
2001	4,511	3,239	1,272	71.8	28.2	-3.6	-4.2	-2.1
2002	4,423	3,118	1,305	70.5	29.5	-2.0	-3.7	2.6
2003	4,498	3,119	1,379	69.3	30.7	1.7	0.0	5.7
2004	4,573	3,010	1,563	65.8	34.2	1.7	-3.5	13.3
2005*	4,818	2,954	1,864	61.3	38.7	5.4	-1.9	19.2

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía, *Estadísticas de hidrocarburos*.

www.sener.gob.mx Última actualización 22 de septiembre de 2005.

* 2005: Pemex, *Indicadores petroleros*, febrero 2006.

En el periodo 1994-2004, la producción registró tasas de crecimiento negativas en siete años: de 1991 a 1993 y de 1999 a 2002, tasas de crecimiento muy bajas de 1.4% en 1994, de 1.7% en 2003 y 2004; solamente registra tasas altas de crecimiento del orden de 3.7, 11.6, 6.5 y 7.3% en los años de

1995, 1996, 1997 y 1998 respectivamente, para volver a observar tasas negativas de incremento en el cuatrienio siguiente; y, en 2005 registró un repunte de 5.4% en su crecimiento.

Ese comportamiento de la producción es resultado, fundamentalmente, de la ejecución de las siguientes políticas.

Aplicación de la política neoliberal

Política de finanzas públicas equilibradas

La introducción del modelo neoliberal en México, inició con la aplicación de las políticas del FMI, del Banco Mundial y años después se reforzó con el Consenso de Washington. La industria del gas natural en México, y el sector energético en general, fueron afectados por dichas políticas, especialmente por la política gubernamental de finanzas públicas equilibradas, que determinó la reducción del déficit fiscal, siguiendo los lineamientos, primero, del FMI, y después del Consenso de Washington. La aplicación de esta política de reducción del déficit en las finanzas públicas, afectó a Pemex por doble vía:

Por un lado, el gobierno, mediante la SHCP, le fue reduciendo el presupuesto a Pemex, a pesar de los elevados ingresos generados por esta empresa, debilitando su capacidad financiera para invertir en exploración, y aumentar las reservas y la producción de gas.

Por otro lado, dicha Secretaría impuso una carga fiscal que provocó el progresivo debilitamiento financiero insostenible de la empresa. Como resultado de estas políticas impuestas a Pemex por la Secretaría de Hacienda, "las inversiones en exploración y producción de hidrocarburos, a precios de 2001, cayeron de 13 200 millones de dólares en 1981 a 5 mil 200 millones en el año 2000, el 60 por ciento fue financiado con recursos extrapresupuestales" (Muñoz Leos, 2001: 2).

Ante la reducción presupuestal impuesta por el gobierno a través de la Secretaría de Hacienda, Pemex recurrió a las reservas probadas acumuladas y al endeudamiento progresivo mediante diversos instrumentos para financiar un mínimo de inversión para seguir produciendo gas natural.

Las reservas probadas de gas natural en México se redujeron de 76.6 billones de pies cúbicos en 1984 a 14.8 billones de pies cúbicos en 2004 (BPamoco, 2005).

La política de apertura comercial

La política neoliberal estipuló la apertura comercial del sector energético desde los años ochenta, particularmente del gas, gasolinas petrolíferos y petroquímicos. Se permitió la importación y se redujeron aranceles de estos productos. Así, mediante la importación se abrió el mercado mexicano a proveedores y empresas petroleras y gaseras de Estados Unidos, a costa de reducir el papel de Pemex en el abastecimiento del mercado interno.

Envío de gas natural a la atmósfera

La política de extraer el máximo de petróleo sin contar con la infraestructura para aprovechamiento del gas asociado al petróleo, dio lugar al desperdicio de elevados volúmenes de gas natural extraído, que

fueron quemados o enviados a la atmósfera. Ni siquiera se procuró su reinyección a los yacimientos. La quema de gas natural que caracterizó la época del auge petrolero, 1978-1981, se sigue realizando.

Cambios en la composición y en la participación regional en la producción de gas natural

Durante el periodo de aplicación del neoliberalismo, se registran cambios en la composición de la producción de gas natural en México y en la participación de las regiones productoras. Se observa una reducción de la participación del gas asociado al petróleo de 72.7% en 1980 a 61.3% en 2005. Es a partir de 1997 cuando la participación del gas asociado empezó a disminuir de 81.3% en ese año hasta 61.3% en 2005, como se indicó previamente.

La producción de gas natural no asociado registró un aumento en su participación en la producción total de gas natural del país de 27.3% en 1980 a 38.7% en 2005. También desde 1997 empieza a aumentar su participación en la producción total, de 18.7% en ese año, al 38.5% en 2005. Es posible que el cambio en la composición de la producción de gas natural que se observa desde 1997, sea consecuencia de la privatización de las actividades corriente abajo de la industria del gas natural, y en general de la estrategia privatizadora y reintegradora de las industrias del gas y de la electricidad.

En la producción de gas asociado, las regiones productoras de gas natural registran cambios sustanciales en el periodo 1997-2004: la Región Marina Noreste aumentó su participación en la producción de gas asociado, de 17% a 31.5%; en cambio, la Región Marina Suroeste observó una ligera

Cuadro 3

Producción de gas natural por tipo y por región

(millones de pies cúbicos diarios)

	1997	Participación %	1998	1999	2000	Participación %	2001	2002	2003	2004	Participación %
Total	4 467.2	100.0	4 790.7	4 790.6	4 679.6	100.0	4 510.7	4 423.5	4 498.5	4 572.0	100.0
Gas asociado	3 630.6	81.3	3 703.3	3 525.7	3 380.2	72.2	3 239.0	3 118.1	3 119.2	3 009.6	65.8
Gas asociado	3 630.6	100.0	3 703.3	3 525.7	3 380.2	100.0	3 239.0	3 118.1	3 119.2	3 009.6	100.0
Región Marina Noreste	639.8	17.6	685.9	648.2	737.2	21.8	794.2	831.2	940.5	947.5	31.5
Región Marina Suroeste	1 008.6	27.8	999.9	921.6	819.7	24.2	735.6	620.6	581.3	602.6	20.0
Región Sur	1 853.8	51.1	1 887.8	1 836.6	1 709.1	50.1	1 596.7	1 559.1	1 486.5	1 340.0	44.5
Región Norte	128.4	3.5	129.7	117.4	114.2	3.3	112.5	107.2	110.9	119.6	3.9
Gas no asociado	836.6	18.7	1 087.4	1 264.9	1 299.2	27.8	1 271.7	1 305.4	1 379.2	1 563.3	34.2
Gas no asociado	836.6	100.0	1 087.4	1 264.9	1 299.2	100.0	1 271.7	1 305.4	1 379.2	1 563.3	100.0
Región Sur	191.7	22.9	179.5	157.7	147.8	11.4	146.5	144.7	143.5	155.2	9.9
Región Norte	644.8	77.1	907.9	1 107.1	1 151.4	88.6	1 125.2	1 106.7	1 235.7	1 408.1	90.1

Fuente: Elaboración propia con información de Pemex-Pemex-Exploración y producción, *Anuario Estadístico 2004*.

disminución de 27.8% a 20.0%; la región Sur registró un declive de 51.1% en 1997 a 44.5% en 2004, no obstante sigue siendo la principal región productora de gas asociado, y la Región Norte tuvo un leve aumento en su participación de 3.5% en a 3.9% en dicho periodo.

En la producción de gas no asociado, la Región Norte tiene la mayor participación. En el periodo 1997-2004, esta región aumentó su participación de 77.1% a 90.1%, en cambio la Región Sur redujo su participación de 22.9% a 9.9% en ese lapso.

Estrategia de gas natural del gobierno del presidente Fox

El gobierno del presidente Fox, presentó en junio de 2002, la *Estrategia de Gas de Pemex* (Muñoz Leos, 2002) para promover el desarrollo de la producción:

- Estableció la meta de producción de 6800 millones de pies cúbicos diarios a alcanzar en 2006. Además estableció otras metas: en el corto plazo, reducir el déficit; en el mediano plazo, sin déficit en gas natural y productos petrolíferos; y en el largo plazo, intensificar la presencia en mercados internacionales y contribuir a la seguridad energética.
- Indicó que México tenía reservas probadas que durarían 29 años. Este dato contrasta con el que proporciona British Petroleum de 11.3 años de duración a partir de 2004 (BPamoco, 2005).
- Desarrollo del gas no asociado, desde la perspectiva de las potencialidades productivas de México.
- Elevación de la tasa de restitución de reservas.
- Planteó aumentar la capacidad de interconexión con la red de ductos con la de Estados Unidos, y mayor seguridad en el acceso a ductos de Texas.

El aumento de producción lo fincó en: la continuación del Programa Estratégico de Gas (PEG) que se puso en ejecución bajo el gobierno de Zedillo, en 1999; en la diversificación de regiones productoras: Cuenca de Burgos, Veracruz (Lankahuasa, Playuela y Hap), Macuspana y Plataforma Continental del Golfo de México; en la introducción de los Contratos de Servicios Múltiples (cms) en la Cuenca de Burgos, la zona productora más importante, tiene una extensión de 29 mil kms, y produce mil millones de pies cúbicos diarios que representan 25% de la producción nacional de gas, y más de 70% del gas no asociado; y, en elevar la inversión privada en la industria, mediante el financiamiento vía Pidiregas (ver cuadro 4) y la entrega de csm a las empresas que obtuvieron los bloques licitados en la Cuenca de Burgos.

Una evaluación de la estrategia, sugiere que fue dirigida a acelerar la privatización de la industria del gas natural, en particular la del gas no asociado, en la perspectiva de conformar un mercado de gas en América del Norte a instancias del gobierno del presidente Bush. Las propuestas para elevar la producción de gas (csm, Pidiregas, etc.) son todas privatizadoras, de apertura a las empresas trasnacionales y de mayor integración a Estados Unidos.

Cuadro 4

Avance financiero y físico de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo en construcción (Pidiregas), Petróleos Mexicanos, enero-junio de 2004

(millones de pesos a precios de 2004)

Nombre del proyecto	Estado del proyecto (1)	Costo total autorizado (2)	Avance financiero				
			Acumulado 2003 (3)	Est. anual (4)	Realizada (5)	Acumulado (6) = (3+5)	% (7=6/2)
TOTAL		933,704.50	283,448.20	127,120.70	45,743.50	329,191.70	33.1
Aprobados en ejercicios fiscales anteriores		993,704.50	283,448.20	127,120.70	45,743.50	329,191.70	33.1
Inversión directa		993,704.50	283,448.20	127,120.70	45,743.50	329,191.70	33.1
Aprobados en 1997		548,105.50	207,667.30	52,701.90	17,742.50	224,409.70	41.1
PEP Burgos	Varias (cierre parcial y otras)	260,028.00	55,711.10	19,795.60	7,220.50	62,391.60	24.2
Aprobados en 1998		28,896.40	8,140.70	2,645.30	263.30	8,404.00	29.1
Aprobados en 2001		149,178.30	31,764.00	20,894.90	10,386.00	42,150.00	28.3
PEP Programa Estratégico de Gas	Varias (cierre parcial y otras)	132,052.90	31,764.00	20,894.90	10,386.00	42,150.00	31.9

Fuente: Vicente Fox, 5o. Informe de Gobierno.

Los resultados de la ejecución de esta estrategia, han sido: un aumento de la producción de gas no asociado para atender el crecimiento de la demanda sobre todo de las empresas trasnacionales generadoras de electricidad con la tecnología de ciclo combinado, en particular de los Productores Independientes de Energía; un endeudamiento desproporcionado, el cuadro 4 muestra que una gran parte del endeudamiento vía Pidiregas de Pemex ha sido en proyectos de gas natural; desarrollo de zonas productoras de gas contiguas o cercanas a Texas, donde se fija el precio de gas y hay interconexiones de gasoductos, alentando con ello la conformación del mercado privatizado de gas, denominado, de América del Norte, zonas, en donde durante el gobierno de Fox, se instalan una planta de regasificación en Altamira y plantas de procesamiento del gas.

A pesar del elevado endeudamiento, en los primeros cinco años del gobierno de Fox, las reservas probadas de gas natural, bajaron a la mitad, de 29 506 a 14 808 mil millones de pies cúbicos entre el inicio de 2001 y el de 2005 (ver cuadro 5). En cuanto a la participación de las reservas probadas dentro de las reservas totales, se observa una reducción de 53.1 a 30.4% en el mismo periodo.

Cuadro 5

Reservas de gas seco por tipo

(miles de millones de pies cúbicos)

	1999	%	2000	2001	%	2002	2003	2004	2005	%
Total	56 183	100.0	55 507	55 515	100.0	50 648	47 796	49 008	48 649	100.0
Probadas	30 064	53.5	30 394	29 506	53.1	28 151	14 985	14 851	14 808	30.4
Probables	11 253	20.0	10 572	11 294	20.3	10 317	16 860	15 986	15 945	32.8
Posibles	14 866	26.5	14 542	14 716	25.7	12 180	16 951	18 172	17 897	36.8

* Cifras al 1 de enero de cada año.

Fuente: Pemex, Anuario estadístico, 2001-2005.

A nivel regional, de acuerdo con la información del cuadro 6, la Región Norte registra la mayor caída en su aporte a las reservas probadas de gas natural en el país, de 55.3% al inicio de 2001 a 28.2% al comenzar 2005. Las regiones Marina Noreste y Marina Sureste aumentan ligeramente su participación en las reservas probadas en el periodo 2001-2005, la primera de 10.4 a 17.9%, y la segunda de 5 a 10.2 por ciento.

La Región Sur es la que registra el mayor aumento en la participación de las reservas probadas, al comienzo de 2001 aportaba 29% y al comienzo de 2005 aumentó su participación a 43.7%, casi la mitad de las reservas probadas de gas natural de México.

Cuadro 6

Reservas probadas de gas seco por región

(miles de millones de pies cúbicos)

	1998	%	1999	2000	2001	%	2002	2003	2004	2005	%
Total	31 339	100.0	30 064	30 394	29 505	100.0	28 151	14 985	14 851	14 808	100.0
Sur	9 105	29.1	8 231	9 237	8 655	29.3	8 335	7 571	7 181	6 464	43.7
Norte	18 034	57.5	17 873	16 402	16 311	55.3	15 586	3 231	3 565	4 181	28.2
Marina noreste	2 815	9.0	2 584	3 308	3 063	10.4	2 885	2 737	2 750	2 658	17.9
Marina suroeste	1 385	4.4	1 376	1 447	1 476	5.0	1 345	1 446	1 355	1 505	10.2

* Cifras al 1 de enero de cada año.

Fuente: Elaboración propia con información de Sener, *Prospectiva del mercado de gas natural 2005-2014*, México, 2005, p. 84.

Las metas planteadas para el corto y mediano plazos, hasta ahora, no se han cumplido.

Se continuó con el envío del gas natural a la atmósfera. En 2004 3.9% del gas extraído por Pemex fue enviado a la atmósfera —3.1% del gas disponible (producción más importaciones). En 2005 esta cifra aumentó a 3.8% (Pemex, 2005).

III. Suministro

México ha sido llevado a una situación de inseguridad en el suministro de gas natural, mediante la aplicación de la política energética neoliberal enmarcada en la profundización de la integración económica, energética y, en particular, en gas natural a Estados Unidos, conforme a la estrategia de este país de asegurar su abasto energético como parte de su seguridad nacional.

Por un lado, esta política ha causado un bajo crecimiento, e incluso decrecimiento, tendencial de la producción, como se ilustró en el apartado anterior, y por otro lado, ha impulsado un elevado crecimiento del consumo de este hidrocarburo estratégico en el país.

En el periodo 1994-2004, el consumo nacional de gas natural registró un crecimiento del orden de 77.6% (muy por encima del 26% que aumentó la producción en ese mismo lapso).⁶

En el consumo sectorial se observan marcadas diferencias en el crecimiento alcanzado: el sector petrolero aumentó su consumo en 88.7%, el sector eléctrico en 275.9%, contrastando con el bajo crecimiento que tuvo el consumo del sector residencial que fue de 48.3% y el del sector servicios de apenas 11.1%, y, sobre todo, con el decrecimiento de 11.3% que registra el consumo del sector industrial en ese lapso. Debido a los elevados precios del gas, muchas han tenido que recurrir a la sustitución del gas por otro combustible o al cierre de sus empresas.

Cuadro 7

Reservas probadas de gas seco por región

(miles de millones de pies cúbicos)

Sector	1994	Participación %	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Participación %	2001	2002	2003	2004	%	tmca 94-04	2014	tmca	%
Total	3221	100.0	3335	3594	3760	4060	3993	4326	100.0	4358	4855	5287	5722	100.0	5.9	9493	5.2	100.0
Petrolero	1195	37.1	1190	1395	1560	1729	1623	1843	42.6	1961	1994	2141	2313	40.4	6.8	3075	2.9	32.4
Industrial	1404	43.6	1479	1523	1465	1499	1472	1392	31.9	1155	1260	1207	1246	21.8	-1.2	1766	3.5	18.6
Eléctrico	547	17.0	589	596	653	756	821	1011	23.2	1157	1506	1836	2056	35.9	14.2	4306	7.7	45.4
Residencial	58	1.8	57	60	62	56	57	60	1.4	64	71	81	86	1.5	3.9	231	10.4	2.4
Servicios	18	0.6	19	20	20	20	20	20	0.5	21	22	19	20	0.3	1	65	12.8	0.7
Transporte vehicular	—	—	—	—	—	—	0	1	0.02	1	2	2	2	0.03	n.a.	50	37.7	0.5

n.a. no aplica.

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 2005-2014*, www.sener.gob.mx, enero de 2006, p. 59.

La participación de estos sectores en el consumo nacional de gas en ese periodo de 1994-2004, varió de acuerdo al crecimiento alcanzado por cada uno: el sector petrolero aumentó ligeramente su participación de 37.1% en 1994 a 40.4% en 2004; el sector industrial redujo su participación en el consumo a la mitad de 43.6 a 21.8% en ese lapso; el sector eléctrico aumentó de 17% en 1994 a 35.9%

⁶ En cuatro años —de 2001 a 2004— bajo el gobierno del presidente Fox, el consumo tuvo un crecimiento superior, de 32.3%, casi igual a 32.3% que se registra en los seis años anteriores, de 1994 al 2000.

en 2004.⁷ Los sectores residencial y de servicios bajaron su ya escasa participación. El residencial de 1.8 a 1.5%, y el de servicios de 0.6 a 0.3% (ver cuadro 7).

El consumo de gas en México ha sido impulsado por varios procesos y políticas del modelo neoliberal, entre las que destacan las siguientes:

Reestructuración productiva. México quedó inserto como exportador-maquilador de productos manufacturados. Esta reestructuración productiva del país, impulsó el aumento del consumo de gas, electricidad, gasolinas y otros energéticos en la frontera norte y zonas donde se instalaron las fábricas y plantas maquiladoras.

El Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos y Canadá (TLCAN), constituyó un instrumento de EU para legalizar y profundizar la reestructuración neoliberal de la economía, del sector energético y del gas natural en particular, así como de la integración subordinada de la economía mexicana a la de Estados Unidos en el contexto de la globalización del capital trasnacional.

En cuanto al gas natural y sector energético en general, el TLCAN tuvo un efecto trascendental muy amplio que no cabe exponer aquí; fue un catalizador de: la liberalización del comercio exterior del gas natural mediante la eliminación de aranceles; de la reestructuración privatizadora de la industria del gas natural, y otras industrias del sector energético mexicano; de la participación de empresas estadounidenses y de Canadá en las actividades de Pemex, CFE, LFC, en las compras de gobierno⁸ —federal, estatal y local—, mediante la cláusula de trato nacional.

El TLCAN impulsó el crecimiento de la demanda de gas natural al introducir, en el capítulo vi, artículo 603, punto 5, diversas formas de participación privada en la generación de electricidad en México (autoabastecimiento, cogeneración, producción de electricidad independiente, importación y exportación) que utilizarían la tecnología de ciclo combinado con combustión de gas natural. Fue, con ello, un precursor de la privatización de las actividades corriente abajo de la industria del gas natural.

La desintegración vertical de las actividades de Pemex inducida por el TLCAN tuvo un efecto directo sobre la industria del gas natural en México. Como se recordará, Pemex se dividió en cuatro empresas subsidiarias: Pemex Exploración y Producción (PEP), Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), Pemex Petroquímica. Esta desintegración fue crucial ya que el gas natural participa en prácticamente todas las actividades de la industria petrolera.

La desintegración se acompañó de una política de desindustrialización de Pemex. Con tal propósito se ha llevado a cabo una distribución discriminatoria de la inversión entre las empresas subsidiarias, concentrando los recursos en PEP que realiza la actividad extractiva, y reduciendo al mínimo la inversión en las empresas dedicadas a la industrialización del petróleo y gas.

⁷ En 2004, estos tres sectores (petrolero, eléctrico e industrial) participaron con 98.1% del consumo de gas natural del país.

⁸ Se determinó un valor de 250 mil dólares estadounidenses a partir del cual los contratos de compras que efectuaran las empresas gubernamentales de bienes, servicios y combinación de los mismos quedarían sujetas a la cláusula de trato nacional y a la de no discriminación... Para los contratos de servicio de construcción determinó un valor de 8 millones de dólares estadounidenses para quedar sujetas a dichas cláusulas. En el caso de las compras de entidades del gobierno federal cuando el valor del contrato de bienes, servicios o cualquier combinación de los mismos ascienda a 50 mil dólares, y de 6.5 millones de dólares para contratos de servicios de construcción (Ángeles, 2005:271-272).

A pesar de la importancia de PGPB para la producción del gas natural en México, apenas recibe 2.0% de la inversión total de Pemex, en tanto PEP recibe 92.2% del total (Pemex, 2005), en ambas la mayoría de la inversión es vía Pidiregas.

Adicionalmente, como resultado del TLCAN se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en 1993, como organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía para impulsar la regulación y reforma neoliberal privatizadora en el sector energético, e introdujo un sistema de precios basado en los costos de oportunidad, tomando como referencia el *Henry Hub* del sur de Texas a que se hizo referencia anteriormente.

Privatización de las actividades *corriente abajo* (transporte, distribución, comercialización y almacenamiento) decretada por el presidente Zedillo en 1995. Estas actividades clave para el negocio del gas, fueron entregadas a empresas transnacionales mediante permisos otorgados por la CRE. Como se muestra en el cuadro 8, los permisos de distribución de gas natural por licitación, todos fueron entregados a empresas transnacionales de Estados Unidos, Francia y España.

Las empresas transnacionales que entraron a estas actividades, fomentaron, con el apoyo del gobierno, y de la CRE, el consumo de gas natural en todas las actividades económicas en el país mediante la política *Todo Gas*.

Cuadro 8

Permisos de distribución de gas natural por licitación

Número y fecha	Zona geográfica	Empresa permisionaria	Compromisos económicos al 5o. año de operación			Empresa	País
			Cobertura usuarios	Volumen promedio (mil m ³ /d)	Longitud del sistema (km)	Inversión (mmd)	
G/002/DIS/96 27/09/96	Mexicali	DNG de Mexicali S. de R.L. de C.V.	25 346.0	708.0	465.0	18.1	Sempra
G/013/DIS/97 09/05/97	Chihuahua	DNG de Chihuahua S. de R.L. de C.V.	51 453.0	1 451.0	1 168.0	46.4	Sempra
G/014/DIS/97 09/06/97	Hermosillo	Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	26 250.0	430.0	505.0	21.4	Kn Energy
G/018/DIS/97 03/09/97	Toluca	Gas Natural de México S.A. de C.V. (Toluca)	47 279.0	1 933.0	595.3	31.6	Grupo Gas Natural
G/027/DIS/97 19/12/97	Rio Pánuco	Gas Natural del Río Pánuco, S de R.L. de C.V.	28 338.0	1 460.0	334.7	14.3	Tractebel, Suez Energy International
G/037/DIS/98 27/03/98	Norte de Tamaulipas	Tamauligas S.A. de C.V.	36 447.0	633.0	861.0	23.7	Gaz de France
G/033/DIS/98 24/04/98	Monterrey	Gas Natural de México S.A. de C.V. (Monterrey)	557 052.0	3 504.0	7 239.0	184.1	Grupo Gas Natural
G/041/DIS/98 03/09/98	Distrito Federal	Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	439 253.0	4 337.0	2 619.0	109.0	Grupo Gas Natural
G/042/DIS/98 03/09/98	Valle Cuautitlán- Texcoco	Consorcio Mexi-Gas S.A. de C.V.	374 698.0	7 604	3 517.0	199.7	Gaz de France
G/050/DIS/98 10/12/98	Querétaro	Distribuidora de Gas de Querétaro S.A. de C.V.	50 001.0	1 825.0	870.1	47.2	Tractebel, Suez Energy International
G/054/DIS/99 15/01/99	El Bajío	Gas Natural México S.A. de C.V. (Bajío)	72 384.0	689.0	788.0	27.1	Grupo Gas Natural
G/063/DIS/99 18/06/99	La Laguna-Durango	DNG La Laguna- Durango S. de R. de C.V.	50 084.0	1 094.0	1 030.0	35.4	Sempra
G/081/DIS/2000 02/02/2000	Bajío Norte	Gas Natural de México S.A. de C.V. (Bajío Norte)	55 715.0	1 239.0	719.0	34.6	Grupo Gas Natural
G/082/DIS/2000 28/02/2000	Puebla-Tlaxcala	NATGAMEX, S.A. de C.V.	68 196.0	2 633.0	919.0	34.8	Grupo Gas Natural
G/089/DIS/2000 21/07/2000	Guadalajara	Distribuidora de gas natural de Jalisco	180 558.0	7 300.0	2 185.0	83.6	Tractebel, Suez Energy International
Total			2 063 064.0	36 840.0	23 815.0	+	

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Comisión Reguladora de Energía, estadísticas, Gas Natural, www.cre.gob

La privatización desintegró la industria del gas en el país, Pemex fue despojada de esos campos de actividad y de los activos correspondientes a las actividades privatizadas, solamente se quedó a cargo de la exploración y extracción a través de PEP, del transporte y comercialización de las ventas de primera mano (reguladas por la CRE), conservando los activos para su operación como la red troncal de gasoductos.

Pemex realiza todas las actividades hasta las ventas de primera mano, a partir de ahí el suministro de gas natural en México es realizado por empresas privadas, transnacionales principalmente, que operan en las actividades que fueron privatizadas en 1995; transporte, distribución-comercialización y almacenamiento (ver gráfica 1).

El suministro del gas natural en México depende, en cierta forma, de las empresas transnacionales, a consecuencia de que —una vez abiertas estas actividades a la inversión privada— la CRE les otorgó los permisos correspondientes, como se indicó líneas atrás.

En cuanto al suministro del gas natural licuado, éste irá teniendo una participación mayor en las importaciones según los proyectos ya autorizados, también será efectuada por las petroleras transnacionales más poderosas del mundo, tres son de Estados Unidos, aunque Marathon se retiró. Shell a su vez participa, total o parcialmente, en tres de los cuatro de los proyectos autorizados (cuadro 9).

Cuadro 9

Permisos de almacenamiento otorgados por la Comisión Reguladora de Energía

Permiso y empresas	Transnacional	País
Permiso G/161/ALM/04 otorgado a Chevron Texaco de México	Chevron-Texaco	Estados Unidos
Permiso G/140/ALM/03 otorgado a Energía Costa Azul	Semprai ¹	Estados Unidos
Permiso G/139/ALM/03 otorgado a Terminal GNL de Baja California	Grupo Dutch/Shell	Inglaterra/Holanda
Permiso G/138/ALM/03 otorgado a Terminal GNL de Altamira	Shell ²	Inglaterra/Holanda
Permiso G/136/ALM/03 otorgado a Gas Natural Baja California	Marathon	Estados Unidos

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Registro público de permisos, México.

Páginas web de las empresas.

1) Shell comparte 50% de la inversión en el Proyecto.

2) Total, empresa francesa, adquirió 25% del capital en el Proyecto.

El transporte es una actividad estratégica en el suministro de gas natural. La mayoría de los estados de la República situados en la costa del océano Pacífico carecen de la infraestructura para el transporte de gas natural (ver mapa 1).

Mapa 1

Red de ductos y centros procesadores de gas**V. Propuestas**

Se propone una política alternativa dirigida a recuperar la autosuficiencia del país en materia de gas natural; para ello, se enfocará a eliminar de inmediato las importaciones, con el doble propósito de acabar con la dependencia externa y la vulnerabilidad causadas al país por la política neoliberal, y evitar la salida de cuantiosas divisas para pagar el elevado costo de las importaciones.

Abatir las importaciones tiene como condición obvia la eliminación del déficit; ésta se efectuará mediante un conjunto de medidas que estarán dirigidas:

- Por un lado, a aumentar la producción vía un incremento sustancial de la inversión para incrementar y desarrollar las reservas probadas, explorando las zonas ya visualizadas, de menor costo y mayor riqueza. El aumento de la producción será cuando la tasa de recuperación de reservas probadas sea de 100 por ciento.
- Por otro lado, a desalentar y reducir el consumo de gas natural, empezando por los sectores que tienen mayor participación en el consumo nacional: sector eléctrico 35.9% (2004), 45.4% para el 2014 (ver cuadro 7), sector petrolero (40.4% en 2004), se promoverán medidas para reducir al máximo el consumo de gas en sus procesos internos, y eliminar en definitiva la quema de gas o su envío a la atmósfera.

Para la reducción del consumo de gas en el sector eléctrico se llevarán a cabo las siguientes medidas: detener la concesión de nuevos permisos de generación con ciclo combinado, instalación de refinerías energéticas propuestas por el Ingeniero Ocampo (2006), sustitución del gas por combustible en plantas ya instaladas, mayor utilización por la CFE de plantas que no usen gas, desarrollo y utilización de energías renovables alternativas no convencionales, uso diversificado de fuentes de energía primaria existentes en el país y al menor precio en la expansión de la generación.

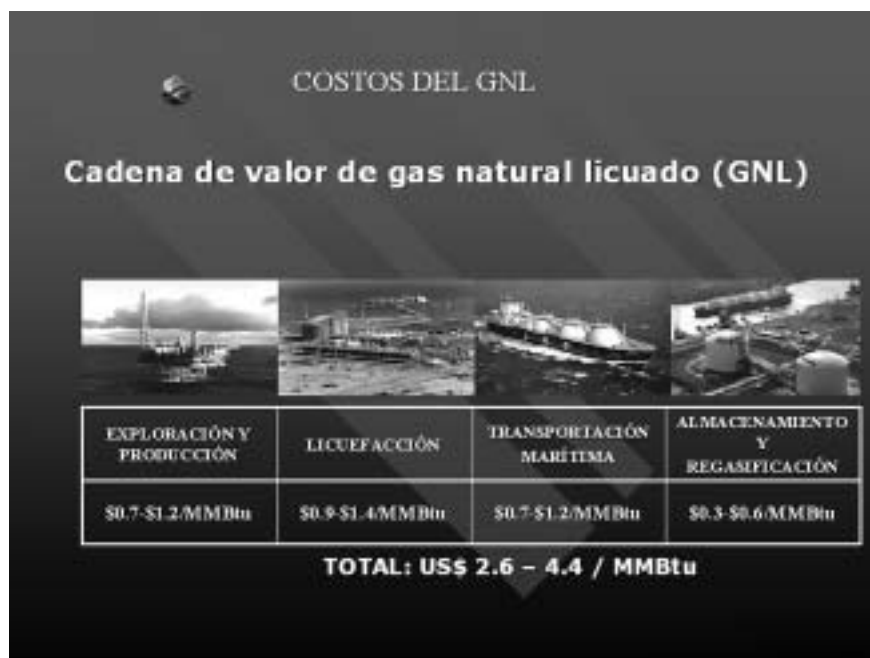
En el industrial, se propondrán medidas orientadas a sustituir al gas por otros combustibles, cuestión que muchas empresas ya han efectuado debido a los elevados y crecientes precios del gas natural.

En los otros sectores, como el residencial y el de servicios, aunque tienen una muy baja participación en el consumo de gas en el país, se propone la ejecución inmediata de programas de cobertura nacional para: intensificar el ahorro en el consumo de gas natural y de electricidad; instalación de celdas solares para el calentamiento de agua, dependiendo del grado de insolación podrían ser instalaciones mixtas de gas LP con solares, elevar la eficiencia energética involucrando al sector industria y centros educativos, para que toda nueva construcción sea bioclimática, estableciendo las normas correspondientes en el reglamento de construcción.

La política alternativa debe contener una estrategia clara para que México ejerza su soberanía en el proceso de integración subcontinental definida por EUA en el TLCAN y ASPAN y en la integración hemisférica vía el ALCA, así como una estrategia de colaboración energética de beneficio mutuo con los países de Centro y Sudamérica. Se debe procurar la integración del país mediante, entre otros, de la expansión de la red de gasoductos en los estados y regiones del país que carecen de esa infraestructura, en lugar de fomentar la interconexión con los gasoductos de Texas, como propone la Estrategia de Gas del presidente Fox. Se establecerán programas especiales para aquellos estados y zonas del país que importan 100% del gas que consumen.

La política alternativa se orientará a revertir las medidas aplicadas por la política neoliberal en cuanto a: reducción presupuestal, declinación acelerada de reservas endeudamiento Pidiregas; la privatización de la industria, o al menos detenerla, el uso del gas natural como combustible, el peso de la carga fiscal sobre Pemex; la desintegración de Pemex; el despido de especialistas; la política de descuido al ambiente, y la política de precios.

El punto clave para bajar el precio del gas natural, es modificar el criterio de la política neoliberal para fijar el precio interno del gas natural. Podría plantearse que el precio que rija en el país se determine por el costo de producción de Pemex, o bien el precio del gas de las empresas regasificadoras debido a que es más bajo, de 2.6 a 4.4 dólares el millón de BTU, como se ilustra en la gráfica 2.



Fuentes: Raúl Monteforte, 2003.

Esta propuesta de política alternativa debe ser parte de la política de desarrollo de la industria del gas natural en México que forme parte a su vez de una política conjunta del sector energético integrado, que tenga en sus manos la planeación de su desarrollo óptimo, para que sea una palanca propulsora del desarrollo en económico, social y ambientalmente sostenible de México en el periodo 2006-2020.

Bibliografía

- Agencia Internacional de Energía, 2005, Key World Energy Statistics 2005.
- Ángeles Cornejo, O. Sarahi, 2005, "Resultados del TLCAN en el sector energético", en Jorge Witker, *El Tratado de Libre Comercio de América del Norte. Evaluación Jurídica: diez años después*, México, UNAM, pp. 530.
- Apodaca Villarreal, José Luis, 2005, *La Jornada*, 4 de abril, p. 20.
- Bpamoco, 2005, British Petroleum, *BP Statistical Review of World Energy*, junio.
- BPamoco, 2005, *Statistical Review of World Energy 2005*. www.bpamoco.com
- Brito, Dagobert y Rosellón, Juan, 2005, "Price Regulation in a Vertically Integrated Natural Gas Industry: The Case of Mexico", *Review of Network Economics*, vol. 4, Issue 1- marzo.
- Departamento de Energía de Estados Unidos, 2005, *International Energy Annual 2003*, septiembre.
- Fox, Vicente, 2005, 5º Informe de Gobierno 2005, Secretaría de la Presidencia, www.presidencia.gob.mx
- La Jornada*, 2005, "A la amortización de Pidiregas en 2005, 4 mil 200 millones de dólares", 7 de febrero.
- GETEAM, 2005, La visión del mercado de gas natural en América del Norte, publicación electrónica de la Secretaría de Energía, www.sener.gob.mx
- Monteforte, Raúl, 2003, *LNG in the Context of Natural Gas in Mexico*, presentación en el x Border Energy Forum, Austin Texas, 23 de octubre.
- Muñoz Leos, 2002, *Discurso sobre la Estrategia de Gas Natural de Pemex*, Conferencia Internacional sobre el Sector Gas en México, 20 de junio.
- Pemex, 2003, *Fortalecimiento financiero del sector energético de México a través del Mercado de Valores*, 26 de noviembre 2003, DCF-A/04 de abril de 2006.
- Ocampo Torrea, Felipe, 2006, *Proyecto de Nación. Política Energética*.
- Pemex, 2005, *Anuario Estadístico 2005*. Petróleos Mexicanos, p. 8
- Ricoy Saldaña, José Ulises, 2002, "Contribución hacia una política energética segura y confiable para Petróleos Mexicanos y México", en María del Rosario Tapia Medina y Jorge A. Calderón Salazar, *Reforma del sector eléctrico de México*.
- Rodríguez Padilla, Víctor, 2006, "Iniciativa permitirá a la IP aprovechar el gas natural asociado a minas de carbón", en *La jornada* 27 de marzo, México, p. 31.
- Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 2005-2014, www.sener.gob.mx



La industria petroquímica en la economía nacional

*Leticia Armenta Fraire**

La industria petroquímica es una industria compleja en su organización debido a que su estructura nos remite a una serie de condiciones técnico productivas sumamente especializadas. Es un sector de actividad que requiere ser analizado a través de las cadenas productivas en que se plasman dichas condiciones puesto que ello permite evidenciar los cambios tecnológicos, empresariales y productivos con mayor fuerza. El inicio de estas cadenas está condicionado por las transformaciones a que se ven sometidos los dos insumos primordiales, gas natural y petróleo. Por el lado técnico, la petroquímica está íntimamente ligada a dos tipos de industrias, la del petróleo de donde se extraen los insumos básicos y la química orgánica. Dicha relación es de carácter tecnológico ya que en la petroquímica se emplean procesos semejantes a los que se utilizan en las dos industrias referidas. Las refinerías de petróleo han echado mano de procesos que operan en condiciones de presión y temperaturas extremas, utilizando catalizadores costosos antes de que la petroquímica surgiera.

Se pueden encontrar en las plantas refinadoras procesos que son usados en la industria petroquímica. Por otro lado, la química orgánica tradicional maneja moléculas muy específicas con muy alto grado de pureza. Ésta es una característica que heredó la petroquímica. El producto final de la industria petrolera es básicamente combustible; en cambio, los productos petroquímicos están constituidos por moléculas específicas y puras.¹ Una característica tecnológica de buena parte de las plantas petroquímicas es la relativa sencillez de la transformación química que combina condiciones de reacción muy precisas. Esto implica que las plantas estén equipadas con sofisticados instrumentos de medición, además de emplear controles automatizados y computarizados. De allí que tengan un alto coeficiente capital-trabajo y requieran cuantiosas inversiones. Una forma de evidenciar el cambio que la tecnología propia de la industria petroquímica imprimió a la industria química desde hace dos décadas es considerando su participación en el total de la industria química. Tanto en Europa como en Estados Unidos la parte petroquímica dentro de la química orgánica creció notablemente de 30% en 1950 a 95% en 1975.²

* Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey.

¹ Cf. Chow, 1987.

² Véase Montaño, 1992.

De manera sintética se pueden describir dos tipos de transformaciones a los que están sometidos los insumos de la producción petroquímica básica. La primera de ellas se considera una separación física y la segunda es una transformación química. El proceso físico tiene lugar cuando a partir del gas natural o del petróleo crudo se generan los primeros productos (metano, etano, propano-propileno, butano-butilenos, benceno, tolueno, oxileno y xilenos). La transformación química se da al emplearse los productos generados en el proceso físico y otros insumos intermedios (etileno, etilbenceno, dicloroetano y tetrámero) y por ende se generan los productos finales de estas dos fases. Los bienes finales de estas etapas del proceso son llamados coloquialmente petroquímicos intermedios, y entre los más conocidos están: amoniaco, polietileno de baja y alta densidad, polipropileno, benceno, tolueno, entre otros. Cada uno de los petroquímicos intermedios a su vez da lugar a una serie muy amplia de nuevos petroquímicos y cada uno de ellos a un sinnúmero de bienes finales.

Principales cadenas petroquímicas

Existen en la actualidad cinco cadenas petroquímicas principales: la de los hidrocarburos aromáticos, la de los productos butanos, la del etileno, la del metanol y la del propileno.³ Los productos aromáticos de mayor importancia son el benceno, el tolueno y los xilenos. Estos hidrocarburos se encuentran en la gasolina natural en mínimas concentraciones, por lo que económicamente son incosteables. Para generarlos se emplea la nafta pesada mediante un proceso denominado de desintegración catalítica.

Las olefinas son hidrocarburos acíclicos insaturados. Los de mayor interés en cuanto a sus aplicaciones son aquellos que poseen de dos a cinco átomos de carbono: es decir, etileno, propileno, n-buteno, butadieno e isopropeno. En las naciones que poseen yacimientos abundantes de gas natural, el etileno y el propileno se pueden obtener a través de desintegración térmica empleando el propano y butano presentes en el gas.

Otra forma de obtención es a partir del etano en el mismo proceso de desintegración térmica. Cuando se emplean fracciones líquidas como la nafta se genera una serie de olefinas como: etileno, propileno, buteno e isopenteno, así como, butadieno e isopreno. Se obtiene además una cantidad no despreciable de gasolina de alto octano, rica en aromáticos. Este último beneficio motivó que empresas como British Petroleum y Naphta Chimie se aliaran en la década de los setenta. La refinería de la empresa inglesa proveyó a la empresa química de gasolina primaria para producir olefinas. A su vez la empresa química retribuyó el insumo con gasolina de alto octano, obtenido como subproducto en el proceso de las olefinas.⁴

En México se ha hecho la clasificación petroquímica legal distinguiendo entre petroquímicos básicos y secundarios. El objetivo de la clasificación es establecer claramente los grupos de bienes que

³ Más adelante se presenta una serie de diagramas que ilustran las distintas fases de transformación y los bienes finales de las principales cadenas petroquímicas.

⁴ Chow, 1987.

solamente pueden ser producidos por el Estado y cuáles es factible que produzca la iniciativa privada. En el ámbito internacional esta clasificación no existe puesto que la mayor parte de los petroquímicos que se comercializan son los denominados intermedios.

Usualmente, las empresas petroleras venden el gas y el petróleo para que las empresas petroquímicas procesen estos materiales y obtengan los petroquímicos. Dado el tipo de condiciones técnicas que imperan en la industria, las empresas requieren aprovechar las economías de escala al máximo; por lo que tienden a una alta integración, sin que alguna de ellas tenga la posibilidad técnica ni económica de monopolizar el conjunto de cadenas petroquímicas desde su inicio hasta los bienes de consumo final, dada la gran variedad de aplicaciones que tienen este tipo de insumos petroquímicos.

Otra situación digna de destacarse es que la tecnología idónea depende del uso final que se le dé a los petroquímicos, por lo que no hay técnicas genéricas en todos los petroquímicos para ser aplicados a cualquier uso. Así pues, se requiere que exista una elevada integración para definir la tecnología y los usos de los materiales. Esta situación condiciona que el mercado de los petroquímicos “básicos” sea un mercado de saldos; es decir, las empresas ofrecen estos materiales cuando tienen excedentes; en realidad el mayor volumen de petroquímicos “básicos” los venden a sus filiales de ahí que no se establecen precios de mercado en estas transacciones.

En este contexto, la desincorporación de las plantas petroquímicas “secundarias” que forman parte de Pemex Petroquímica tendría como primera cuestión a resolver la asignación de los precios de los insumos que han de requerir. Realmente el esquema de inversión no es una cuestión difícil de abordar puesto que las coinversiones en ésta y otras industrias son práctica común en el mundo. El elemento conflictivo proviene de la definición política que subyace a una operación de este tipo cuando intervienen empresas estatales, como es el caso mexicano. La privatización de las plantas petroquímicas ha sido motivo de debate en esta década de manera permanente. Básicamente, existen dos posiciones⁵ contrapuestas al respecto. La primera parte de la hipótesis de que el Estado no debe intervenir en la economía y que, por lo tanto, se requiere que se deje a la iniciativa privada todas las actividades de producción. De acuerdo con esta visión, el Estado es ineficiente en la realización de estas actividades; el mercado, en cambio, mientras se le permita actuar con libertad es el mejor mecanismo con que cuenta un sistema económico para llevar a cabo dichas actividades.⁵

Por otro lado se esgrime que el recurso petrolero es de propiedad nacional y que, por lo tanto, debe ser usufructuado por el gobierno como representante de la nación. Ciertamente, el adoptar una posición u otra marca dos lógicas de producción distintas al estar sujetas a dos objetivos diferentes. Aunque la resolución de esta controversia es muy importante, queda fuera de los alcances de este trabajo, dado que obedece a una decisión política. A pesar de ello, el presente análisis puede servir para considerar elementos que, si bien son más amplios que los concernientes a la operación del monopolio estatal, dan un marco de referencia sectorial.

⁵ Más adelante se presenta con mayor detalle el sustento teórico de esta posición.

Retomando los condicionantes técnicos de la industria, conviene resaltar el hecho de que cada día se crean nuevos procesos para obtener los petroquímicos; con éstos se ha logrado obtener petroquímicos intermedios a partir de diferentes cadenas y por lo tanto es factible que a partir de distintos insumos petroquímicos se generen los intermedios. El objetivo de utilizar nuevos procesos consiste primordialmente en desarrollar productos químicamente con mejores cualidades de acuerdo con el uso final a que se les destine, reducir los costos de producción y simultáneamente eliminar alguna restricción en la disponibilidad de los insumos básicos.

Los procesos tecnológicos inherentes a la industria generan presiones de económicos sobre las empresas involucradas en este tipo de producción. La mayor parte de las empresas petroleras privadas están fuertemente integradas en las fases iniciales de la cadena; por otro lado, las empresas químicas y petroquímicas que operan en las fases intermedias han practicado integraciones parciales de acuerdo con las posibilidades de obtención de las materias primas y varían las estrategias de integración horizontal, vertical hacia adelante o hacia atrás. Una práctica común entre las empresas internacionales es la coinversión con otras ya establecidas, la fusión en fases de la cadena que sea primordial a su operación y los acuerdos de cooperación en desarrollos tecnológicos.

Algunos productores de petróleo, incluso, que participan en la petroquímica mantienen cierto nivel de integración vertical. Por ejemplo, Mobil es una empresa que en esta década ha buscado nuevos negocios en el ramo petroquímico lo cual implicaría extender su integración hacia adelante de la cadena. Los nuevos productos hacia los que se pretende extender son los aromáticos, olefinas, poliolefinas y películas de polipropileno.⁶

Otro ejemplo de los beneficios de la integración en diferentes niveles es el caso de Tailandia que proyecta fortalecer su industria petroquímica a través de grandes inversiones que le permitirán estar en una mejor posición competitiva. La mayor parte de los planes de expansión de esta industria se están dando en el campo de las olefinas. En estos planes están participando a diferentes niveles empresas privadas y empresas de participación estatal. Una de ellas es NPC la cual, en asociación con la autoridad petrolera tailandesa, plantea una nueva planta de olefinas con una capacidad de producción anual de 350 000 toneladas de etileno y 250 000 de propileno, basada en gas natural. Los planificadores de NPC subrayaron que la planta está integrada a las otras existentes de olefinas en el complejo Rayong y que esto permite que la nueva planta tenga ventajas en cuanto a los costos con respecto a las demás.⁷ La estrategia de integración en la industria ha tenido distintas modalidades a través del tiempo. Al principio la estrategia era adoptada por una sola empresa para aprovechar las economías de escala. Posteriormente, las empresas grandes han optado por alguna de las cadenas específicas de la industria o partes de ellas. La estrategia implica alianzas, intercambios de tecnología y coinversiones, dado que la inversión requerida para investigación y desarrollo y la implementación de las nuevas tecnologías derivadas es cada vez más costosa.

⁶ Cf. Quinlan, 1996.

⁷ Boonsong, Kositchotethana, 1995.

El complejo químico-petroquímico mexicano

La estructura de la producción petroquímica está determinada por el tipo de insumos disponibles y sus costos, la tecnología empleada y la demanda de mercado. Debido a su posición favorable en estos elementos, México tiene el primer lugar en la capacidad petroquímica en Latinoamérica. Sin embargo, en comparación con los países avanzados no es uno de los mayores productores. La posición del país en esta industria se ve amenazada actualmente debido a dos hechos que van en detrimento de ella; por un lado Pemex no ha realizado los niveles de inversión deseables en este ramo en los últimos años lo que implica ya una pérdida de competitividad. Por otra parte, Venezuela invirtió en la industria 70 millones de dólares en el año 2000; el 60% de esta inversión fue realizada por el gobierno y el resto por la iniciativa privada.

La importancia del bloque petroquímico para el conjunto de la economía mexicana estriba en la influencia técnica que ejerce sobre el conjunto manufacturero; dado que el tipo de productos que se generan en el interior del bloque son insumos indispensables para una gran gama de industrias. Baste mencionar algunos de los productos en los que se emplean insumos generados por la petroquímica: papel para envolturas, películas fotográficas, solventes, aislantes eléctricos, sustancias refrigerantes, pinturas, adhesivos, plásticos, farmacéuticos, hule, goma, llantas, fumigantes, insecticidas, plaguicidas, fungicidas, herbicidas, alimentos, acrílicos, lacas, tintas y barnices, fibras, detergentes, aceites, lubricantes, aditivos, artículos para limpieza, resinas y textiles.

Se define como grado de autonomía del complejo a la proporción de compra venta dentro del complejo en relación con las vinculaciones correspondientes fuera de él. Se entiende por nivel de encadenamiento a la influencia que tiene en el complejo el conjunto de relaciones de compra venta; es decir, un complejo sectorial puede estar condicionado por su demanda dentro del sector, por su oferta dentro del sector, por su demanda fuera del sector o por su oferta fuera del sector. Existen procesos que internamente generan la mayor parte de los insumos requeridos para el proceso productivo; en ese sentido, por el lado de las compras se caracteriza como un sector cerrado pero su oferta final puede no ser empleada en el mismo sector sino ser insumo para otros complejos, para uno solo o ser productos finales y por tanto terminar el proceso en sí mismo. De acuerdo con estas características se da la connotación de cerrado, abierto, semicerrado o semiabierto a cada uno de los bloques detectados para la economía mexicana. En el cuadro 1 se presentan las principales características de los complejos sectoriales mexicanos. En el caso del complejo químico petroquímico (cop en adelante) se observa que 83% de su demanda la realiza en el propio complejo, mientras que casi 70% de su producción es ofrecida internamente. Por ello se estableció que este bloque tiene la característica de ser cerrado por el lado de la demanda y semiabierto por el de la oferta.

Cuadro 1

Sector productivo mexicano tipología de los complejos

Complejo	Grado de apertura		Nivel de encadenamiento	
	Demanda (%)	Oferta interna (%)	Demanda	Oferta
Construcción	39.0	97.7	SA	C
Metal-mecánico	93.0	64.0	C	SC
Químico-petroquímico	83.2	68.9	C	SC
Textil	90.4	88.8	C	C
Ganadero	90.9	88.8	C	C
Automotriz	52.2	94.9	SC	C
Lácteos	83.4	83.9	C	C
Maíz	99	94.5	C	C
Papel	79.4	71.0	C	SC
Madera	75.7	41.3	C	SA
Trigo	76.4	99.0	C	C
Salud	28.7	43.6	SA	SA
Cuero	41.3	87.3	SA	C
Aceite	76.4	63.4	C	SC
Cerveza	81.7	100.0	C	C
Azúcar	71.6	79.3	SC	C
Café	99.0	100.0	C	C
Frutas y legumbres	69.1	26.2	SC	SA
Vidrio	51.5	22.0	SC	A
Metales preciosos	92.8	93.1	C	C
Tabaco	71.0	100.0	SC	C
Pesca	91.6	81.1	C	C
Fibras duras	98.6	93.9	C	C
Cacao	63.1	88.6	SC	C
Uva	100.0	100.0	C	C
Tequila	94.1	97.8	C	C
Arroz	99.5	85.2	C	C

C: cerrado; A: abierto; SC: semicerrado; SA: semiabierto

Fuente: Elaboración a partir de Lifschitz y Zottele, 1985.

Después de haber medido los encadenamientos hacia adelante y hacia atrás se estableció que las clases censales que forman parte del COP serían las que se enlistan a continuación (cuadro 2); en la primera columna se presentan los números de identificación del registro de actividades industriales

oficial en 1970, después su equivalente en la clasificación mexicana de actividades económicas y productivas (CMAP) para 1994 y en tercer término el nombre de la clase industrial o actividad.

Cuadro 2

Complejo químico-petroquímico mexicano por clases

CIUU 1970	CMAP 1994	Nombre de la clase censal
1311	220000	Extracción de petróleo y gas natural, incluso labores previas realizadas
1511	292004	Extracción de azufre
1512	292003	Extracción y beneficio de fluorita
1515	292008	Extracción y beneficio de otros minerales no metálicos
2095		Fabricación de hielo
2411	356010	Fabricación de calzado de tela, con suela de hule o de plástico
3013	355003	Fabricación de otros productos de hule, incluso calzado
3112	351214	Fabricación de gases industriales
3113	351211	Fabricación de ácidos, bases, sales y otro productos químicos inds. básicos
3121	351221	Fabricación de abonos y fertilizantes
3122	351222	Fabricación y mezcla de insecticidas y otros plaguicidas
3131	351231	Fabricación de resinas sintéticas, incluso hule sintético
3132	351300	Fabricación de fibras celulósicas y otras fibras artificiales
3141	352210	Fabricación de pinturas, barnices lacas y productos similares
3161	352222	Fabricación de jabones, detergentes y otros productos para lavado y aseo
3162	352221	Fabricación de perfumes, cosméticos y productos similares
3181	351232	Fabricación de artículos y materiales de plástico, incluso juguetes y calzado
3191	352236	Fabricación de explosivos y fuegos artificiales
3193	352235	Fabricación de velas y veladoras
3194	352232	Fabricación de tintas
3195	352231	Fabricación de impermeabilizantes, adhesivos, aprestos, pegamentos y productos similares
3196	352237	Fabricación de pulimentos para madera y metales, desinfectantes, desodorantes, lustradores y productos similares
3199	351216	Fabricación de otros productos químicos
3211	353000	Refinación de petróleo crudo y fabricación de algunos derivados
3212	351100	Fabricación de productos petroquímicos básicos
3213	354002	Regeneración de aceites lubricantes, incluso aditivos
3222	354003	Fabricación de materiales para pavimentación y techado a base de asfalto
3722	352233	Fabricación de discos y cintas magnetofónicas
3922	352234	Fabricación de aparatos y artículos de fotografía y fotocopia, incluso películas, placas y papel sensible

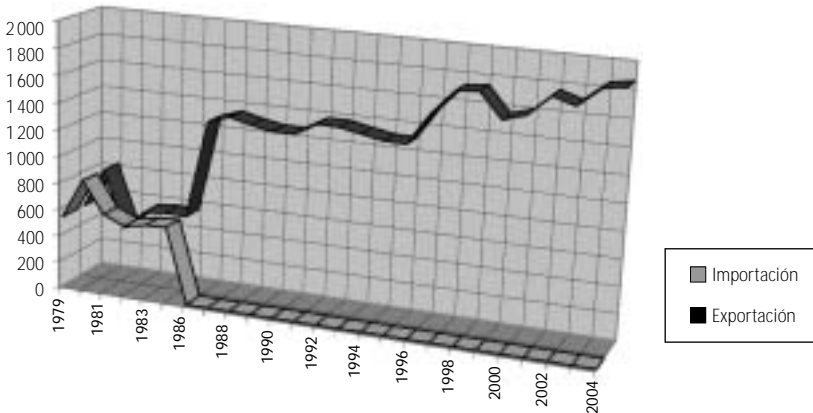
Fuente: Elaboración propia a partir de Lifschitz y Zottele, 1985, y CMAP, 1994.

Éste será el conjunto de actividades al que nos referiremos al analizar el comportamiento del complejo. Como puede corroborarse el COP tiene una gran importancia dado que produce una enorme cantidad de insumos para múltiples industrias. El bloque destina su producción principalmente a los complejos de la construcción, el automotriz y el textil.

Gráfica 1

Balanza comercial de petróleo

(miles de barriles)



Fuente: Pemex. Anuario estadístico, varios años.

La participación de Pemex en la industria es muy importante. El 79.8% de la capacidad instalada nacional para la producción de productos petroquímicos pertenece a Pemex; de ésta 34.2% corresponde a básicos y 65.8% a secundarios.

Cuadro 3

Evolución del complejo químico-petroquímico mexicano

	Núm. de clases	Unidades económicas	Personal ocupado promedio	Remuneraciones totales*	Activos fijos netos*	Formación bruta de capital*	Producción bruta total*	Valor agregado*	Productividad*
CQP	42	6974.0	354 924.00	11 307 765.1	57 355 026.0	3 436 240.4	110 979 776.3	36 281 631.3	102.2
Media del CQP		976.0	14 494.2	361 838.3	1 639 939.0	133 622.0	2 850 545.2	1 003 134.6	77.3
Manufactura	302	265 428.0	3 246 042.0	70 204 955.1	248 934 272.9	18 739 982.9	522 529 933.5	185 421 170.8	66.6
Media manufacturera		896.4	10 770.3	232 647.7	824 166.2	62 665.9	1 729 833.5	614 184.6	68.2

Fuente: M.F. Chávez, Químico-petroquímico: el Fomento al poder empresarial derivado del monopolio estatal, cuadro núm. 5.1.

* Cantidades en miles de pesos.

Es recomendable que la industria petroquímica mexicana busque una mayor integración de las cadenas productivas. Para la empresa estatal no es económicamente rentable el ubicarse solamente en la producción de petroquímicos básicos, sino aprovechar el acceso a las materias primas y avanzar en la integración de las cadenas productivas de tal forma que sus ventas se realicen en productos petroquímicos finales donde el valor agregado es más elevado. Por supuesto que esto no es factible en la situación actual dado que se requiere actualizar la tecnología de algunas plantas, ampliar la capacidad instalada y algunas otras modificaciones técnicas en las instalaciones y procesos.⁸

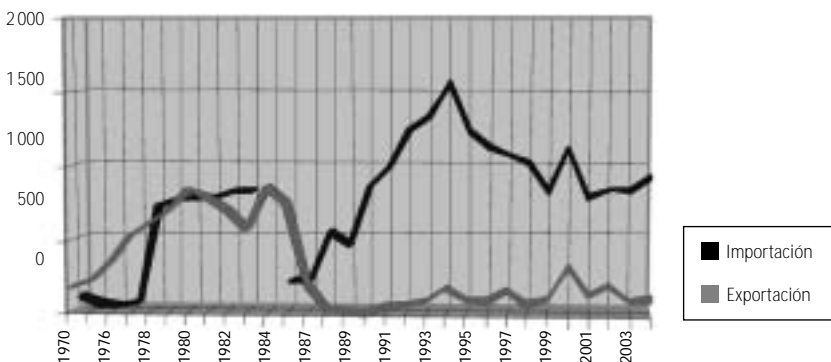
La empresas en el bloque petroquímico

La estructura de mercado del sector es de tipo oligopólico. Existen dentro del conjunto de empresas que lo forman seis grupos industriales importantes: Alfa, División Petroquímica, Celanese, Irsa, Cydsa-Petroquímica, Idesa y Polímeros. Cada uno de estos grupos controla en promedio seis empresas que laboran en el sector petroquímico. En el cuadro 4 se presentan los grupos mencionados, las empresas que los representan en el ramo petroquímico y su posición dentro de las 500 empresas más grandes de acuerdo con la *Revista Expansión*. Las decisiones en materia de producción la falta de expansión de la producción, aun cuando existe capacidad instalada, y el mantenimiento de déficit comercial en ciertos productos sólo es comprensible si entendemos que la conformación industrial es de tipo oligopólico y que existe un intenso comercio intragrupo e intraempresa, dado que los grandes grupos industriales son firmas importantes con fuerte participación de capital extranjero.

Gráfica 2

Comercio exterior de petroquímicos básicos

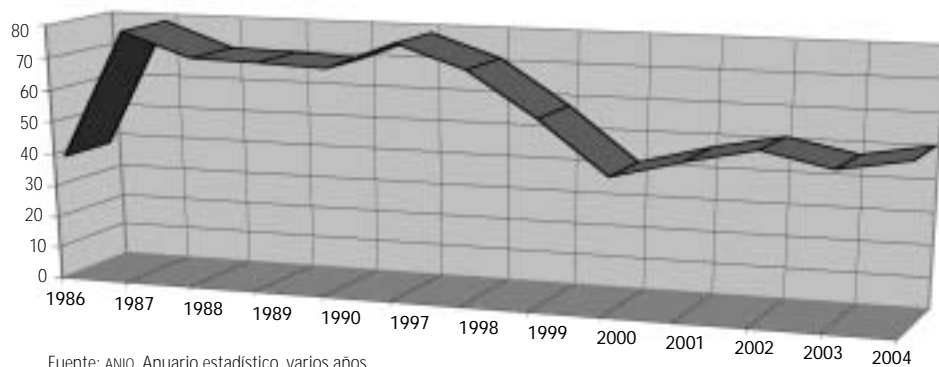
(miles de toneladas)



Fuente: Pemex, Memoria de labores, varios años.

⁸ Secretaría de Energía, 1997.

Gráfica 3
Petroquímica básica
Grado de utilización



Cuadro 4 Complejo empresarial químico-petroquímico

Empresas	Inicio operaciones	Empleo millones 2001	Empleo millones 2005	Ventas millones 1990	Ventas millones 1995	Ventas millones 2001	Ventas millones 2005	Lugar 1990	Lugar 1995	Lugar 2001	Lugar 2005	Capital 00/99% 2001	Capital 00/99% 2005	Origen
Alfa	1974	24 533	NA	NA	21 524	NA	NA	—	6	NA	NA	—	NA	—
Nylon de México	1978	3 010	NA	372	—	NA	NA	74	—	NA	NA	40%	NA	EUA
Fibras Químicas S.A.	1978	1 921	NA	514	—	NA	NA	52	—	NA	NA	40%	NA	Hol
Petrocel S.A.	1975	642	NA	431	—	NA	NA	41	—	NA	NA	33%	NA	EUA
Terrefructos Mexicanos S.A.	1978	507	NA	432	57	NA	NA	—	—	NA	NA	8%	NA	EUA
Poliolios S.A. de C.V.	1965	749	NA	397	1 389	NA	NA	67	115	NA	NA	40%	NA	Alem
Idelpro	1991	149	NA	—	—	NA	NA	149	—	NA	NA	30%	NA	EUA
Salthor, Simmons y Copeq	—	937	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	Mex
Celanese	—	—	NA	—	8 788	NA	NA	—	24	NA	NA	—	NA	—
Celanese Mexicana S.A.	1944	7 295	245	NA	2 365	4 730	NA	—	9	116	NA	40%	nd	EUA
Novacel S.A.	—	556	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	EUA
Derivados Macroquímicos S.A.	1960	178	NA	—	59	NA	NA	—	432	NA	NA	—	NA	—
Resinas de México S.A.	1971	140	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Univex	1968	467	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Subsidiarias de servicio	1968	359	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Irica	1988	4 251	NA	—	4 887	NA	NA	—	46	NA	NA	—	NA	—
Industrias Resistol S.A.	1941	2 244	NA	646	—	NA	NA	38	—	NA	NA	40%	NA	EUA
Fenocimia S.A. Mex.	1975	345	NA	154	324	NA	NA	144	231	NA	NA	100%	NA	NA
Productos de estireno S.A. Mex.	1967	143	NA	—	27	NA	NA	—	389	NA	NA	100%	NA	—
Plástigas de México S.A.	1959	456	NA	—	64	NA	NA	—	252	NA	NA	100%	NA	—
Fester de México S.A. Mex.	1949	163	NA	—	84	NA	NA	—	218	NA	NA	100%	NA	—
Laboratorios Bloquimex S.A.	1970	—	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Idesa	—	1 223	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Sintesis orgánicas S.A. Mex.	1966	130	NA	67	260	NA	NA	245	247	NA	NA	100%	NA	—
Derivados Maleicos S.A. Mex.	1972	75	NA	29	59	NA	NA	375	432	NA	NA	100%	NA	—
Glicoles Mexicanos S.A. Mex.	1979	75	NA	84	371	NA	NA	217	218	NA	NA	100%	NA	—
Ind. Derivadas de Etileno Mex.	1969	103	142	70	288	896.9	2 375.9	236	248	273	264	100%	NA	mx
Polimeros	—	—	NA	—	453	NA	NA	—	199	NA	NA	—	NA	Alem-Franc
Poliisopreno de México S.A.	1982	106	NA	—	17	NA	NA	—	459	NA	NA	40%	NA	A-F
Polimeros de México S.A.	1971	80	NA	170	390	NA	NA	130	212	NA	NA	40%	NA	A-F
Nacional de Resinas S.A.	1986	476	NA	65	111	NA	NA	251	355	NA	NA	40%	NA	A-F
Polimeros Centro Ind. S.A.	1977	349	NA	—	—	NA	NA	135	—	NA	NA	40%	NA	A-F
Cydac	1945	10 501	10 470	—	5 558	7 895.9	—	—	40	85	—	—	(31.0)	—
Cydac Fibras y Manufacturas textiles	—	4 413	—	—	—	2 138	—	—	—	276	—	nd	—	—
Cydac Química y plástico	—	—	NA	—	—	4 623.0	—	—	—	189	—	nd	—	—
Celulosos y Derivados S.A.	1945	—	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Derivados Acrílicos S.A.	1981	—	1 593	—	—	517.0	NA	—	—	349	NA	—	NA	—
Policyd S.A.	1953	—	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Plásticos Rex S.A.	1962	—	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Colomdn Bel S.A.	—	—	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Bonlam S.A.	—	—	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Industrias Cydca Bayer S.A.	1974	—	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—
Masterpack S.A.	1955	—	NA	—	—	NA	NA	—	—	NA	NA	—	NA	—

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Expansión, varios números.

NA: No aparecen en el año citado.

nd: Información no disponible.

La nación cuenta con algunas ventajas competitivas en la industria petroquímica. La existencia de reservas de gas (aunque falta mayor exploración) y la oferta potencial de etano permiten que posea una ventaja en la producción de etileno y sus derivados. Lo mismo se puede mencionar de las sustancias químicas obtenidas a partir de la elaboración del metano.

La tasa media de crecimiento de la producción petroquímica secundaria fue de 122% en la primera mitad de la década de los noventa. Sin embargo, el nivel de importación creció del 17% al 41% del total de la producción lo que permite considerar la posibilidad de sustituir importaciones con producción nacional;⁹ el grado de utilización de la capacidad instalada de este tipo de producción ha fluctuado entre 78 y 62%.¹⁰ Esta situación ha sido provocada por dos fenómenos: en principio, la autorización gubernamental para que las empresas de la iniciativa privada importen los petroquímicos básicos cuando así lo requieran; el segundo es la insuficiente oferta que Pemex provee de algunos productos propiciado en ocasiones por el mal funcionamiento de algunas plantas o la falta de producción en petroquímicos desarrollados con tecnologías distintas de las empleadas por el organismo paraestatal (véase la gráfica 3).

El comportamiento de la producción química básica fue bastante menos acelerado que el de la petroquímica básica dado que presentó una tasa de crecimiento anual de 85% frente a 261% de la petroquímica en la década de los setenta. Desde ese periodo la petroquímica ha tenido un papel cada vez más importante en el desarrollo de nuevos productos. El grado de utilización de las plantas ha estado en 70% en promedio en todo el periodo señalado. Esta situación contrasta con el comportamiento de la balanza comercial dado que ha prevalecido en déficit desde la segunda parte de los setenta.

La lógica de producción que prevalece en la industria petroquímica tal como se ha descrito anteriormente permite ubicar en una dimensión adecuada el papel que le corresponde a Pemex en tanto productora de los insumos básicos para esta gran industria. Por otra parte es necesario reflexionar sobre el rol que el Estado mexicano ha decidido darle a la empresa y el que podría jugar en la industria manufacturera mexicana si se le dota de la inversión e integración suficiente. En la actualidad se ha reducido el papel de Pemex al de una generadora de ingresos fiscales ante la astringencia de éstos, la falta de acuerdos políticos que impiden al Estado mexicano recaudar a través de otras vías, del trabajo pospuesto para la ampliación del número de contribuyentes, así como la mejora en la eficiencia recaudadora más la falta de visión del impacto positivo que la paraestatal puede generar a nivel productivo. En este sentido, la nueva ley fiscal para Pemex no se traduce en respiro a su situación; es necesario apuntar a una reestructuración productiva a su interior que facilite que las cadenas productivas que en ella se originan puedan ser fortalecidas. Es imprescindible una visión de país para asignar el rol adecuado a Pemex.

⁹ *Op. cit.*

¹⁰ El grado de utilización se ha calculado como la razón entre el volumen de producción y la capacidad instalada existente a partir de la información de Pemex.

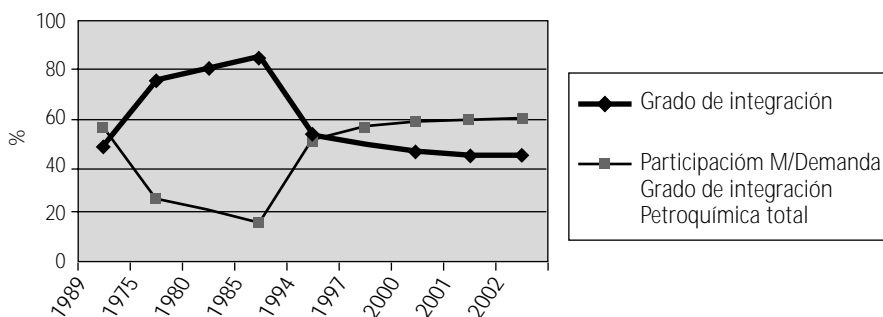
La gran industria manufacturera mexicana requiere de insumos a precios y calidades competitivos para propiciar la transformación de ellos en bienes finales que representen mayor valor agregado tanto para la exportación como para el consumo interno. Para ello es necesaria la inversión en Pemex que permita renovar la producción de petroquímicos básicos y secundarios que la industria está demandando. En el pasado se han cometido dos excesos en torno a la petroquímica en manos del Estado:

- En los primeros 20 años se consideró que Pemex debía surtir a la industria mexicana de los petroquímicos requeridos. Ello provocó que la empresa cargara con un déficit importante al no tener la capacidad productiva para generar ciertos insumos y tener la visión de subsidiar a la industria privada.
- A partir de los años ochenta se liberó a la empresa de esta carga lo cual fue positivo; sin embargo, la solución real hubiese sido seleccionar una o varias cadenas petroquímicas en las que Pemex invirtiera no sólo para surtir los insumos básicos de la petroquímica privada sino porque económicamente es mejor que Pemex exporte insumos intermedios con mayor valor agregado que materias primas sujetas a la alta fluctuación del mercado internacional.

La evolución del grado de integración nacional en la petroquímica mexicana da cuenta de la necesidad de generar mayor inversión que facilite dicha integración. Retomando las lecciones del pasado debe asentarse que otorgar subsidio directo a las empresas petroquímicas no es la forma de impulsar la consolidación y madurez de la industria; no obstante, la paraestatal tiene técnica y económicamente la capacidad para generar los insumos difundidos que requieren las industrias textil, del plástico, automotriz y de la construcción. Ubicar este proceso en el desarrollo industrial mexicano equivale a impulsar una sustitución de importaciones de segunda generación, en la que las condiciones técnicas, y no el cierre de fronteras, sean las que den la ventaja al proceso.

Gráfica 4

Evolución del grado de integración nacional CQP mexicano



Gráfica 5

Participación de las importaciones en la demanda total

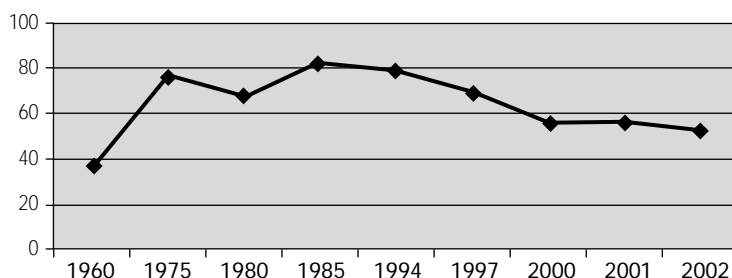
Producto	1960	1975	1980	1985	1994	1997	2000	2001	2002
Adhesivos	0.00	100.00	43.44	2.84	31.89	27.22	44.28	50.13	43.78
Aditivos para alimentos	97.89	29.83	25.12	47.14	58.49	51.58	67.95	64.01	66.84
Agentes tensoactivos	0.00	16.87	21.87	10.30	14.79	12.85	19.42	24.83	33.05
Colorantes	100.51	28.06	41.36	24.40	61.19	84.41	94.28	85.58	105.33
Elastómeros y negro de humo	100.00	17.59	18.14	11.65	41.29	33.36	40.25	45.97	8.94
Explosivos	13.11	24.34	21.89	14.18	0.95	4.62	3.11	3.15	6.87
Fertilizantes nitrogenados	29.05	25.62	20.22	3.86	23.35	26.53	63.69	66.09	67.02
Fibras químicas	27.87	2.63	3.94	0.92	7.67	9.89	17.96	20.23	25.43
Hulequímicos	100.00	16.32	28.07	70.65	76.92	67.27	88.65	97.78	102.53
Iniciadores y catalizadores	0.00	0.00	3.02	9.71	63.18	77.78	68.30	63.22	59.03
Intermedios	19.38	13.45	9.04	4.18	11.33	16.91	28.67	29.99	32.37
Mat. prim. de aditivos p/lub. y combus.	100.00	6.31	1.51	2.26	81.91	53.79	51.71	43.83	51.91
Plaguicidas	7.01	43.18	24.58	4.12	86.70	89.39	87.46	88.19	86.89
Plastificantes	100.00	3.29	1.33	1.85	17.33	17.80	13.52	14.87	19.92
Propelentes y refrigerantes	0.00	21.59	7.94	0.00	18.16	12.93	4.41	2.95	2.56
Químicos aromáticos	100.00	3.41	8.47	9.78	70.09	165.48	153.33	138.01	137.14
Resinas sintéticas	51.35	17.93	7.84	8.91	36.15	46.07	53.39	53.11	55.14
Otras especialidades	100.00	72.09	68.58	48.64	146.58	141.75	85.64	104.23	108.85

Fuente: Elaboración propia a partir de Comisión Petroquímica Mexicana datos de 1960-1985; Secretaría de Energía, datos de 1990-1997; Encuesta Petroquímica 2002.

Tal como puede observarse en el cuadro 5, aunque la participación de las importaciones en la demanda total siguen en promedio la misma tendencia a la alza, existen algunos sectores en los que el crecimiento de las importaciones es muy elevado. Uno de los casos más dramáticos donde la participación de Pemex revertiría sin problemas dicha situación es el de los fertilizantes ya que tanto por capacidad instalada como por dotación técnica los complejos petroquímicos de Pemex tienen la posibilidad de surtir el mercado.

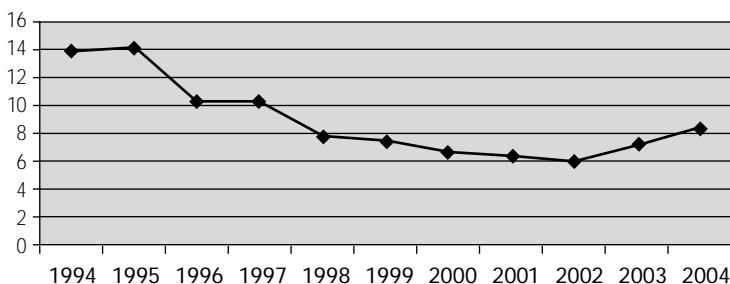
Gráfica 5

Grado de utilización de la capacidad instalada en la petroquímica mexicana



Gráfica 6

Grado de utilización de la capacidad instalada en la petroquímica en Pemex



Es imprescindible una visión de país para asignar el óptimo rol a Pemex. Una visión de país que se centre en propiciar el desarrollo económico que los habitantes del país requieren. Esto es, derribar las barreras al crecimiento económico que ha padecido la economía mexicana en sus últimos 20 años y disminuir la creación de pobreza a través de una distribución del ingreso más equilibrada. Las barreras al crecimiento que la economía mexicana presenta son de índole diversa desde las institucionales hasta las técnicas; desde las políticas hasta las económicas; no obstante centrándonos en la economía real y su evolución podemos observar a grandes líneas una gran desintegración productiva en todo el aparato manufacturero, una gran pérdida de productividad y el efecto nocivo de un sector comercial y de transportes que grava con un peso mayúsculo los costos de la producción. El país requiere una política industrial muy sólida que tenga como propósito revertir la tendencia de bajo crecimiento; hasta hoy la ausencia de esta política no ha producido que el mercado remedie la falta de coordinación entre los sectores que forman la industria manufacturera. La política industrial propia para este propósito marcaría la pauta para delimitar, bajo una lógica económico productiva, el óptimo rol para Pemex.

Bibliografía

- Banxico, 1991, *Memorias. Taller de trabajo de la industria petroquímica ante la Comunidad Económica Europea*, México.
- Berhman, Jack, 1971, *The Role of International Companies in Latin American Integration. Autos and Petrochemicals*, University of North Carolina, School of Business Administration, Lexington Books.
- Boonsong, Kositchotethana, 1995, "Olefins plants lead the way", en PLC.
- Cárdenas T., Alfonso, 1978, *La industria petroquímica básica*, México, FE, UNAM.
- Cárdenas B., Horacio, 1962, *La industria petroquímica en México*, México, FE, UNAM.
- Cervantes González, 1987, *La política nuclear a partir de la crisis petrolera*, México, 1973-1974, SARH.
- Chow, Susana, 1987, *Petroquímica y sociedad*.
- Escobar Toledo, Carlos E., 1989, *Las relaciones entre la política energética y el desarrollo industrial: un modelo de simulación para planificar la industria petroquímica en México*, Programa Universitario de Energía, UNAM.
- Facultad de Economía, 1987, *Química y petroquímica*, Seminario Latinoamericano de Reinversión Industrial, México, UNAM.
- García L. Martín, 1973, *La industria petroquímica mexicana. Requerimientos legales*, México, FD, UNAM.
- Hernández, Raúl, 1995, *La industria química e industrialización y evolución histórica en México*, Facultad de Química, México, UNAM.
- Lifschitz, E., y A., Zottele, 1985, *Eslabonamientos productivos y mercados oligopólicos*, México, Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco.
- Montaño A., Eduardo, 1992, *Integración de la industria petroquímica en México*, México, Facultad de Química, Programa Universitario de Energía, UNAM.
- Nafinsa, 1979, *La demanda de bienes de capital para las industrias petrolera y petroquímica básica en México*.
- Oil and Gas Journal*, 1996, noviembre.
- Paga y Birol, 1994, "An empirical analysis of oil demand in developing countries" en *OPEC Review*, primavera.
- Pérez M., 1973, Salvador, *La industria petroquímica como factor de desarrollo económico*, México, FE, UNAM.
- PRI, 1988, *Modernización del sector energético y la industria petroquímica*, México, Instituto de Estudios Políticos Económicos y Sociales.
- Pemex, *Anuario estadístico*, varios años.
- , *Memoria de labores*, varios años.
- Petroleum and Energy Intelligence Weekly*.
- Petroquímica Cangrejera, 1998, *Informe de actividades*.
- Petroquímica Cosoleacaque, 1998, *Informe de actividades*.
- Ponce Ramírez, Luis, 1985, *Avances y perspectivas de los procesos de extracción supercrítica*, México, UNAM.
- Philip, George, 1989, *Petróleo y política en América Latina. Movimientos nacionalistas y compañías estatales*, México, FCE.

- INEGI-Pemex, 1985, *La industria petrolera en México*, México.
- Instituto Mexicano del Petróleo, 1973, *Desarrollo y perspectivas de la industria petroquímica mexicana*, México.
- , 1977, *Desarrollo y perspectivas del sector secundario de la industria petroquímica mexicana*, México.
- Isard, Walter, 1966, *Estudio regional de complejos industriales: refinación de petróleo, petroquímica, fibras sintéticas*, México, Limusa-Wiley.
- Quinlan, M., 1996, "Back to earth after a spectacular year", en *Petroleum Economist*, agosto.
- Ros, Jaime, *et al.*, 1987, *El auge petrolero: de la euforia al desencanto*, México, FE, UNAM.
- Reunión Popular para la Planeación, 1982, *Energéticos y desarrollo nacional; recursos para el desarrollo de la industria petroquímica*, México, PRI, IEPES.
- Rincón B., José de Jesús, 1991, *La industria petroquímica básica como alternativa de desarrollo en México*, México, FE, UNAM.
- Roldan, Jorge, 1968, *La industria petroquímica básica en México 1968*, México, FE, UNAM.
- Salinas G., Abraham, 1986, *La industria petroquímica básica en México y su inserción en la economía política 1984-1988*, ENEP-Acatlán, UNAM.
- Salcedo S., Ana Marcela, 1971, *La industria petroquímica coadyuvante del desarrollo económico en México*, México, FE, UNAM.
- Secofi-SEMP, 1986, *Programa integral de fomento a la industria petroquímica*, México, Dirección General de Comunicación Social.
- Secretaría de Energía, 1997, *Programa Nacional de la Industria Petroquímica Mexicana*, México.
- Salameh, Mamdouh, 1994, "Mexico's future oil worries" en *OPEC Review*, otoño.
- Snöeck, Michael, 1986, *La industria petroquímica básica en México*, México, El Colegio de México.
- Spafin-Pemex-Fertimex, 1981, *Industria petroquímica; análisis y expectativas*, México.
- Sordo A., Ana María, *La industria petroquímica a nivel mundial; situación actual y perspectivas*, México, El Colegio de México, s.f.
- Soto Angli, Francisco, y V. Castillo, 1983, *La economía política de la interrelación tecnológica entre México y los Estados Unidos: el caso de la industria petroquímica*, San Diego EUA, University of California.
- Toledo O., Alejandro, *Estado y política de la energía y petroquímica*, México, s.f.
- Unger, Kurt, 1994, *Ajuste estructural y estrategias empresariales en México*, México, CIDE.
- Velázquez, Roosevelt, 1975, *Elementos técnicos y económicos de la industria petroquímica*, Caracas, Universidad Central de Venezuela, (col. Esquema).
- World Petrochemicals, 1985.
- World Vehicle Strategic Review y Forecast Databook*.



Sexta sección
Industria energética:
generación y suministro



Generación y suministro de electricidad

*José Luis Apodaca Villarreal**

Este trabajo consta de tres partes. La primera es una evaluación de la situación actual del sector eléctrico mexicano. En ella se analiza el comportamiento en los últimos 10 años de la capacidad de producción y la venta de electricidad, con base en los precios medios nacionales del kWh que hacen referencia a los de Estados Unidos. Se revisan con cierto detalle los gastos reales de CFE en el año 2004, que comparados con los ingresos por ventas, conllevan un remanente de operación que hace de CFE una empresa rentable. Las tarifas resultan afectadas por la contabilidad de CFE la cual afecta a algunos usuarios, que soportan un subsidio cruzado. Presentamos también una opción de reajuste tarifario, que para todos los usuarios guarda mayor correspondencia con los costos reales.

En la segunda parte se examina el avance de la reforma energética, como una situación de hecho y no de derecho. Se mencionan las diferentes propuestas de reforma que no fueron aprobadas por el Congreso. Con el falso argumento de que CFE carece de recursos para invertir, el gobierno federal permitió la generación privada de electricidad para su venta a CFE así como la venta disfrazada de electricidad a empresas importantes.

En la tercera parte se presenta una propuesta de nueva política energética, con una prospectiva a 10 años, y se demuestra que se podrían reducir los costos de explotación de manera importante, la nueva política consiste en disminuir la demanda actual y futura de gas natural mediante la generación intensiva de combustóleo en las plantas existentes de CFE complementada con un plan de refinación de Pemex en la producción de combustóleo y petrolíferos; asimismo, con inversión directa de CFE se programaría la construcción de plantas generadoras de carbón y nucleares. Los proyectos de energía renovable serían ejecutados por CFE, sin subsidios: eólicas en La Venta; las minihidráulicas y las geotérmicas; también se eliminarán las pérdidas no técnicas en LFC y en CFE, que constituyen un ilícito de grandes consumidores equivalente a un ingreso anual no recibido de 12 mil millones de pesos.

* Ingeniero mecánico electricista egresado de la UANL y con maestría en administración para la calidad, de la UDEM. Jubilado como gerente general divisional de la Comisión Federal de Electricidad, después de laborar 32 años en diferentes áreas de esta empresa. En los últimos años ha sido maestro universitario, asesor en el Congreso y cámaras de industria, empresario y consultor en las áreas de calidad y ahorro de energía, y analista en aspectos nacionales de energéticos.

Cuadro 1

Sector eléctrico nacional

Concepto	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ventas TWH	109.5	113.4	121.6	130.3	137.2	145	155.3	157.2	160.2	160.4	163.5	169.8
Crecimiento Promedio		1.035	1.072	1.071	1.053	1.057	1.071	1.012	1.019	1.001	1.019	1.039
Crec. Prom. periodo							1.060					1.018
Capac. Gen. GW	31.6	32.2	33.9	33.9	34.4	34.8	35.9	37.7	40.4	43.7	45.7	47.0
Crec. Prom.		1.019	1.053	1	1.015	1.012	1.032	1.05	1.072	1.082	1.046	1.028
Crec. Prom. periodo							1.021					1.055

Es importante señalar que de 1994 a 2000, el crecimiento anual de la demanda de electricidad tuvo un promedio de 6%, y la capacidad de generación solamente se incrementó con una media de 2.1% anual. Esta deficiencia de 3.9% anual en la construcción de plantas generadoras, derivó en una disminución drástica de la capacidad de reserva, que bajó de 50% que se tenía en 1994, a 24% en 2000. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene establecido por norma de confiabilidad y optimización de costos una capacidad de reserva de 27%. Esto permite evitar riesgos de apagones en alguna área del sistema eléctrico nacional, y no sobreinvertir en el mismo.

Por otra parte si observamos lo ocurrido en los cinco últimos años, la demanda eléctrica ha crecido con un modesto 1.8% promedio anual, y la capacidad de generación se ha incrementado con una media de 5.5%, de manera tal que a fines del año 2005, ya se dispone de una reserva superior al 45 %.¹

Comportamiento de los precios de la electricidad

Para el periodo 1994-2005, los precios medios de todas las tarifas para el sector eléctrico mexicano, tanto en sus valores nominales como reales, han sido los que se presentan en el cuadro 2.

Cuadro 2

Incremento real del precio medio de todas las tarifas

Concepto	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Precio/KWH	0.2157	0.2556	0.3322	0.4109	0.4606	0.5227	0.6021	0.6335	0.7215	0.8484	0.9548	1.0264
Inflación/año	1.07	1.52	1.28	1.16	1.18	1.12	1.09	1.044	1.057	1.04	1.05	1.035
Inflación acumulada	1.00	1.52	1.95	2.26	2.66	2.98	3.25	3.39	3.59	3.73	3.92	4.05
Deflactor a 2005	0.25	0.38	0.48	0.56	0.66	0.74	0.80	0.84	0.89	0.92	0.97	1.00
Precio (2005)KWH	0.87	0.68	0.69	0.74	0.70	0.71	0.75	0.76	0.81	0.92	0.99	1.025
Incr. Real/periodo							0.86%					1.37
Incr. Real/total												1.17

¹ Injustificadamente, en la prospectiva eléctrica que se publicó recientemente se sacaron de operación 1 500 megawatts de plantas en buen estado ya amortizadas, que utilizando combustóleo operarían a costos similares a los ciclos combinados modernos.

Puede observarse que en el sexenio anterior respecto de 1994, las tarifas bajaron en términos reales en 14%, y en este sexenio se han incrementado respecto del 2000, en un 37%.

Para hacer una comparación con los precios de la electricidad en los Estados Unidos, que es nuestro principal socio comercial, en el cuadro 3 se presentan los precios nominales en ambos países.

Independientemente de la distorsión que causa la sub o sobrevaluación del peso respecto del dólar, es interesante señalar que a partir de 2003 el precio de la electricidad en México se ha incrementado progresivamente respecto de los Estados Unidos, y en 2005 ya es superior en 20%.²

Incremento en los precios de los combustibles

Los costos de producción de la electricidad han sido afectados por los aumentos en los precios de los combustibles, en particular por la volatilidad de los correspondientes al gas natural. En el cuadro 4 se indican los incrementos medios anuales de cada tipo de carburante.³

Cuadro 4

Mdb en el año de inicio de operaciones

Costo promedio anual de combustible			
Año/combustible	Precio/Gcal		
	Combustóleo nac.	Gas natural	Carbón
2000	113	142	58
2001	111	172	52
2002	122	118	58
2003	161	223	62
2004	175	251	112
2005	205	320	138
Dic-05	257	439	123

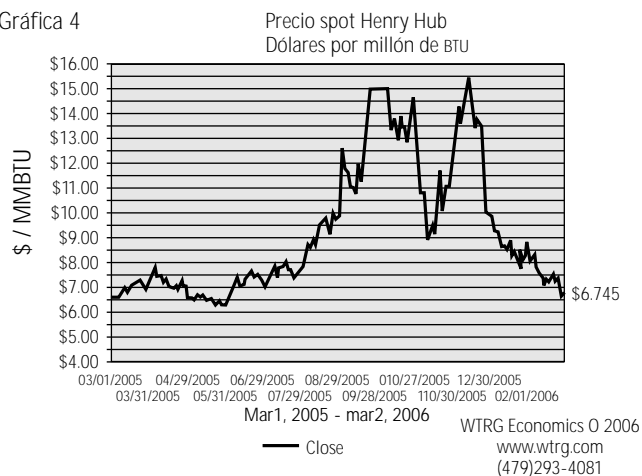
En el cuadro se observa que en cinco años el combustóleo, el gas natural y el carbón importado han aumentado en sus precios medios respectivamente 1.27, 3.09 y 2.12 veces. Sin embargo, es importante considerar que el gas en diciembre de 2005 tuvo un precio relativo que es 1.70 veces el del combustóleo y 3.6 veces el del carbón.

El precio internacional del gas natural presentó en 2005 fluctuaciones muy importantes:

² Cabe mencionar que en la Unión Americana se tienen costos muy bajos de combustibles, porque se genera más de 50% de la electricidad total con carbón, y un 20% con plantas nucleares.

³ Ver factores de ajuste de combustibles, sitio Internet de CFE.

Gráfica 4



Para 2006 y 2007 se pronostican los precios que se observan en el cuadro siguiente.

Cuadro 5

NYMEX Henry Hub Natural Gas

Mes	Sesión									Pr. Day		Options
	Open	High	Low	Last	Time	Sett	Chg	Vol	Ticks	Sett	OpInt	
06 abr	6.68	6.85	6.61	6.82	14.54	6.76	+0.03	30377	19465	6.76	79367	Call Put
06 may	6.87	7.03	6.83	7.015	14.54	6.995	+0.035	13230	6021	6.96	56697	Call Put
06 jun	7.06	7.2	7.03	7.18	14.51	7.19	+0.04	2992	33112	7.5	27025	Call Put
06 jul	7.25	7.4	7.23	7.38	14.29	7.375	+0.04	2392	2371	7.335	20772	Call Put
06 ago	7.38	7.5	7.37	7.46	13.55	7.512	+0.044	6198	1906	7.468	21089	Call Put
06 sep	7.49	7.59	7.46	7.55	13.58	7.605	+0.044	1575	1688	7.561	18357	Call Put
06 oct	7.6	7.75	7.58	7.75	14.29	7.717	+0.044	8702	2326	7.673	37514	Call Put
06 nov	8.72	8.783	8.66	8.75	14.05	8.787	+0.024	2139	1258	8.763	34613	Call Put
06 dic	9.71	9.675	9.64	9.73	14.28	9.777	+0.009	4813	1423	9.768	19923	Call Put
07 ene	10.41	10.463	10.34	10.45	14.27	10.457	+0.004	3178	1436	10.453	42342	Call Put
07 feb	10.43	10.45	10.34	10.45	14.27	10.462	+0.004	2579	688	10.458	17339	Call Put
07 mar	10.23	10.26	10.15	10.26	13.20	10.267	+0.004	1436	618	10.263	22173	Call Put
07 abr	8.79	8.58	8.47	8.58	12.50	8.557	+0.034	1768	425	8.523	165599	Call Put
07 jun	8.40	8.43	8.355	8.43	14.02	8.437	+0.034	144	185	8.403	7086	Call Put
07 dic	9.85	9.85	9.85	9.85	14.20	9.892	+0.034	113	118	9.858	5997	Call Put

Gastos de operación de Comisión Federal de Electricidad⁴

Para entender el por qué del encarecimiento de la electricidad en México, es importante conocer con cierto detalle el desglose de los costos reales de la CFE.

Cuadro 6

Ingresos y egresos 2004 (miles de millones de pesos)

Concepto/nivel	1	2	3	4
Productos de explotación	159.1			
Costo de explotación	123.7			
Remuneraciones		18.5		
Energéticos		87.3		
Combustóleo			23.9	
Gas Pemex para plantas CFE			18.5	
Carbón total CFE			5.8	
Carbón nacional				5.0
Costos fijos terminal de carbón				0.8
Diésel			1.2	
Pozos geotérmica			1.0	
Gas Pemex para productores externos			22.1	
Gas otros proveedores			1.8	
Costos fijos Oper. y Mant. PEE			1.8	
Costos fijos por reserva PEE			0.6	
Otros			3.6	
Compra electricidad			7.0	
a LFC				0.9
a PEE				5.5
Gastos varios				0.6
Mantenimiento, materiales y otros gastos		17.9		
Mantenimiento				7.7
Materiales				5.8
Impuestos				2.7
Otros gastos				1.7
Remanente de operación	35.4			

Puede observarse que después de haber cubierto los gastos en remuneraciones, energéticos y mantenimiento, la CFE tiene un remanente bruto de 35.4 miles de millones de pesos (mmp), que representa

⁴ El sector eléctrico mexicano lo integran las descentralizadas Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro. Como la CFE atiende la operación e inversión de los sistemas de generación y transmisión, más de 90% de los egresos del sector corresponden a esa Comisión.

22% sobre los ingresos. En el costo de los energéticos se incluye el costo total de la energía producida por los inversionistas privados extranjeros, bajo el esquema de productores externos de electricidad (PEE). Comprende los cargos fijos por amortizaciones del capital invertido, la reserva, el mantenimiento y la operación, así como también el combustible, que es abastecido por la CFE.

Es conveniente señalar el impacto del alto precio del gas natural sobre el costo total de los energéticos, que representa la mitad de los mismos, y solamente aporta una tercera parte de la energía total. La CFE lo utiliza para sus propias plantas de ciclo combinado y algunas de vapor, y además lo provee para los PEE. En 2005 el incremento en el precio del gas representó una erogación adicional de 12 mmp respecto del año anterior.

Bajo la contabilidad de la CFE, sus finanzas se expresan de la siguiente manera:

	mmp
Productos de explotación _____	(159.1)
Costo de explotación _____	123.7
Indirectos oficinas nacionales _____	3.6
Depreciación _____	20.6
Pasivo laboral _____	15.1
Impuesto de aprovechamiento _____	60.5
Subsidio _____	(55.9)
Resultado _____	10.5

Es interesante observar que a la CFE se le aplica un impuesto por 60.5 mmp denominado aprovechamiento, equivalente a 50% de sus costos de operación. Después, para balancear las cuentas, se crea un generoso "subsidio" de 55.9 mmp, que pretende ubicar a la CFE como empresa ineficiente que requiere ser rescatada.

El pasivo laboral es un cargo virtual que resulta de cuantificar las obligaciones laborales acumuladas de la CFE por pensiones y jubilaciones, que en 2004 se evalúan en 165 mmp. Cabe señalar que el costo real anual ejercido en este concepto está incluido en el gasto de explotación, e implica una cantidad menor de 5.4 mmp. Significa un cargo anual de 3% del pasivo laboral, que desde el punto de vista financiero es más atractivo que acumular esa reserva de 165 mmp para beneficio de los bancos.

Es también importante destacar que con la depreciación anual y cargos fijos aplicados a Pidi-regas, sería suficiente para cubrir los gastos de inversión que ha ejercido la CFE durante los últimos seis años.⁵

El comportamiento de las tarifas de la CFE y sus ingresos por ventas, se indican en el cuadro 7.

⁵ Afirmado por la Auditoría Superior de la Federación (ASF) en una revisión efectuada a la CFE en marzo de 2004.

Cuadro 7

Tarifas medias del sector eléctrico en 2005			
Tarifa	TWH	mmp	Precio/KWH
1	16.4	14.2	0.87
1A	1.7	1.4	0.82
1B	4.7	3.8	0.81
1C	7.9	6.6	0.84
1D	1.9	1.5	0.79
1E	3.2	2.3	0.72
1F	3.5	2.5	0.71
DAC	3.2	6.8	2.13
Total Dom	42.5	39.1	0.92
2	10.2	22.7	2.23
2	2.1	4.4	1.90
5	0.9	1.8	2.00
5A	3.2	5.0	1.56
6	2.3	2.8	1.22
Total Com. y Serv.	18.7	36.3	1.94
9M	1.5	0.9	0.60
9CU	2.7	1.2	0.44
9N	3.8	1.4	0.37
Total Agr.	8.0	3.5	0.44
OM	10.8	13.5	1.25
HM	51.0	52.2	1.02
HS	7.6	7.2	0.95
HSL	14.8	11.6	0.78
HT	3.2	2.6	0.81
HTL	12.3	8.0	0.65
Total Industrial	99.7	95.1	0.95
Total	168.9	174.0	1.03

Solamente dos tarifas están realmente subsidiadas en México, la de uso doméstico (sin incluir la DAC, servicio de alto consumo) y la de uso agrícola. Existen otras tarifas con sobrepuestos que implican ingresos para soportar subsidios cruzados, y han afectado en los últimos años a las entidades federales (con un impuesto directo a la factura de 150%), a las administraciones municipales, a los usuarios domésticos de la clase media y a las empresas pequeñas: nos referimos a la DAC, la de alumbrado público, las comerciales y la de bombeo.

Considerando que las tarifas industriales están bien estructuradas, un ejercicio de opción para tarifas adecuadas sería éste: un precio medio de la tarifa doméstica debiera ser máximo de

\$1.24/kWH,⁶ y la agrícola de \$1.02/kWH (similar a la HM). Por otra parte las tarifas de alumbrado, bombeo y OM también debieran ser de \$1.02/kWH. La aplicación de estas tarifas propuestas nos llevaría a un precio medio de todas las tarifas, muy similar al actual, como se indica en el siguiente cuadro de ingresos por ventas:

Cuadro 8

Propuesta de ajuste de tarifas			Ingreso	Subsidio
Tarifa	TWH	Precio/KWH	mmp	mmp
1	16.4	1.24	20.3	6.4
1A	1.7	1.24	2.1	0.7
1B	4.7	1.24	5.8	2.0
1C	7.9	1.24	9.8	3.2
1D	1.9	1.24	2.4	0.9
1E	3.2	1.24	4.0	1.7
1F	3.5	1.24	4.3	1.8
DAC	3.2	1.24	4.0	0.0
Total Dom.	42.5	1.24	52.7	16.4
2	10.2	1.20	12.2	0.0
2	2.1	1.10	2.3	0.0
5	0.9	1.02	0.9	0.0
5A	3.2	1.02	3.3	0.0
6	2.3	1.02	2.3	0.0
Total Com. y Serv.	18.7	1.13	21.1	0.0
9M	1.5	1.02	1.5	0.6
9CU	2.7	1.02	2.8	1.6
9N	3.8	1.02	3.9	2.5
Total Agr.	8.0	1.02	8.2	4.7
OM	10.8	1.02	11.0	0.0
HM	51.0	1.02	52.0	0.0
HS	7.6	0.95	7.2	0.0
HSL	14.8	0.78	11.5	0.0
HT	3.2	0.81	2.6	0.0
HTL	12.3	0.65	8.0	0.0
Total Industrial	99.7	0.95	92.4	0
Total	168.9	1.03	174.3	21.1

⁶ Las inversiones en la red de distribución son cubiertas por los propios usuarios, al adquirir el lote urbano en el que construyen su casa. Incluso en áreas populares, las redes son pagadas con recursos gubernamentales de apoyo social (similar a Pronasol).

De esta manera se eliminarían los subsidios cruzados que actualmente gravitan sobre una parte de los usuarios. Sin embargo, sería necesario que el gobierno federal presupuestara 21.1 mmp para subsidios reales de las tarifas doméstica y agrícola, y eliminar sobreprecios en tarifas de alumbrado, comercial y DAC.

Avance en la reforma energética por parte del gobierno federal (sin haberse modificado la Constitución en sus artículos 27 y 28)

Referencia a las propuestas de reformas energéticas en México

Durante la administración de Carlos Salinas (1992) se modificó la Ley del Servicio Público para permitir la producción de electricidad privada, el acceso al sistema de transmisión y la prestación de servicio público por parte de empresas privadas.

Posteriormente, en febrero de 1999, durante el gobierno de Ernesto Zedillo se intentó introducir un mercado abierto de electricidad; para ello se privatizarían las empresas públicas de generación y distribución.⁷ Se publicó ampliamente en los medios de difusión que: "De no hacerse la reforma propuesta habrá apagones en México; para la expansión del sistema, se requiere invertir 5 miles de millones de dólares anuales; el Gobierno no tiene recursos para ello; es necesario reponer el parque de generación que ya es viejo y obsoleto..."⁸

El Congreso de la Unión no aprobó la propuesta de reforma eléctrica de 1999 en México, pero el estado de California de la Unión Americana implantó el modelo de mercado abierto sin restricciones, y en el año 2000 las facturas anuales de la electricidad se multiplicaron por cuatro respecto del año anterior, lo cual fue causado por la especulación de las empresas generadoras ya desreguladas, encabezadas por la trasnacional Enron.⁹ En ese mismo país la mayoría de los estados suspendió las reformas y los usuarios no han obtenido la disminución en precios que esperaban de los nuevos modelos. Los fracasos de las aperturas de mercado en el mundo, y en particular en Centroamérica y América del Sur, serían largos de describir.

Durante la presente administración se intentó liberalizar la producción de excedentes de generación de los productores privados, pero la Suprema Corte de Justicia de la Nación invalidó los cambios propuestos. Se presentaron otras iniciativas de reforma eléctrica en México que no han avanzado, las cuales proponen modificaciones a los artículos 27 y 28 de la Constitución para implantar un mercado mayorista de electricidad enfocado a los grandes consumidores industriales, que consumen más de la mitad de la electricidad total. Se plantea una transferencia de renta en el suministro eléctrico a las trasnacionales, con la condición muy favorable para ellos, de invertir solamente en plantas generadoras.

⁷ Véase "Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica en México", Sener, 1999.

⁸ Hicieron pública también la falsa promesa de que se reduciría el precio de la electricidad.

⁹ Fue tal el efecto de este intento de apertura que, aún en 2005, California suministró la electricidad a un precio medio de 0.115 dólares/Kwh, que es 42% superior a la media de Estados Unidos.

El comportamiento de las ventas y la capacidad de producción, expuestos en el punto anterior, confirman que no se han presentado crisis de apagones; por el contrario, la reserva de generación es excesiva (más de 45%); la expansión del sistema eléctrico realizada es para atender 5.5% de incremento de la demanda anual, *que no ocurrió*; los pagos por inversiones directas y amortizaciones de Pidiregas entre 1999 y 1994 no rebasan un promedio de cuatro mil millones de dólares por año, y se cuenta con un sistema eléctrico moderno y excedido en su capacidad.¹⁰ Habría que aclarar que aunque 18% de la capacidad de generación de la CFE corresponde a plantas con una edad mayor de 30 años, no es motivo de preocupación, porque la mitad son hidroeléctricas, y el resto son plantas termoeléctricas que con el mantenimiento adecuado podrían permanecer en operación por 30 años adicionales. Como referencia, en Estados Unidos 40% de las plantas grandes que integran un parque de generación de 884 000 megawatts tienen una edad mayor de 40 años.

El gobierno federal ha adoptado la política de que casi la totalidad de las nuevas plantas generadoras correspondan a inversionistas privados extranjeros, mediante la licitación de la compra de capacidad y energía a los productores externos de electricidad (PEE). La pseudojustificación ha sido liberar a la CFE de las inversiones en generación, aunque esta paraestatal se obliga a garantizar la compra de electricidad a largo plazo, con un financiamiento caro, y con el respaldo del gobierno. A la fecha existen ya tres generaciones de PEE:¹¹

Primera. Son contratos por 25 años, en los que la CFE se responsabiliza de la entrega del gas natural, y no existe la posibilidad de terminarlos con anticipación. El PEE sólo financia, construye y opera la central de acuerdo con las reglas de despacho de la CFE.

Segunda. Se incluye además la opción de que el PEE pueda adquirir gas de la CFE o con otro proveedor por los primeros cinco años.

Tercera. Adiciona una cláusula de salida revisada, la cual toma en cuenta la posibilidad de que en nuestro país entre en operación un mercado mayorista de electricidad, y se puede incorporar capacidad adicional a la solicitada por la CFE en cualquier arreglo que convenga al PEE, incluyendo la cogeneración para comprometerla con terceros. También incorpora varios puntos de interconexión y elimina la posibilidad de que la CFE proporcione el gas.

El esquema de productor externo de electricidad (PEE) no representa una particularidad que se haya originado en México. Se ha aplicado en todo el mundo, especialmente en China, Indonesia, Filipinas, India, Pakistán y Tailandia; también se ha utilizado en América Latina. Con los PEE se inician los procesos de privatización de la infraestructura eléctrica mundial en favor de las grandes transnacionales. Las agencias de crédito para la exportación promueven su implantación mediante financiamiento de la inversión para los negociantes de sus países de origen, impulsando asimismo la venta de sus productos y servicios. La producción independiente en general representa inversiones

¹⁰ Con el inconveniente de que la política energética no es acertada, porque la mayor parte de la generación es con ciclos combinados, que consumen gas natural que tiene un precio muy alto.

¹¹ Véase "Oportunidades de inversión en el sector eléctrico de México", Sener.

con altas tasas de retorno y sin riesgo para las empresas extranjeras. En la década de los noventa, solamente AES, Enron y Electricidad de Francia invirtieron 36.7 miles de millones de dólares en el mundo, con 80 proyectos de generación de electricidad.¹² En México, las trasnacionales españolas y francesa concentran el 67% de la inversión realizada por los PEE.¹³

Con esta política equivocada de los PEE —que nació cuando el gas natural tenía un precio de dos dólares por unidad energética— de manera artificial se ha incrementado la demanda de este combustible, y se ha propiciado una generación muy cara respecto de la producción con carbón o derivados del petróleo; en 2005 el gas alcanzó precio de 14 dólares por unidad energética. Los compromisos que se han adquirido con los PEE han derivado en una capacidad de reserva de generación que ya alcanza 45%, siendo que para optimizar la inversión por ley debiera ser de 27%.

Para apreciar la magnitud de la generación eléctrica que corresponde a los PEE en México, es interesante conocer que en el año 2001 produjeron cuatro terawatthoras (TWH), lo que significa 2% del total nacional (TN); para el año 2004 generaron 46 TWH (22% del TN); y para junio de 2007 tendrán en operación 11 527 MW para lograr una capacidad potencial de generar 80 TWH por año (37% del TN del año 2007). Es preocupante que en el 2004 la CFE haya generado con sus propias plantas la misma cantidad de electricidad que en 1997, año en que disponía de 4 000 megawatts menos. Al existir un compromiso de compra de electricidad a los PEE, se está obligando a la CFE a sacar de operación sus plantas convencionales, y retirar prematuramente plantas antiguas que se encuentran en buen estado, aun cuando sus costos de producción sean menores que las de los PEE. Este problema se agudiza porque la capacidad de reserva ya está muy excedida, y está repercutiendo en el incremento de los costos de la CFE, con el ajuste correspondiente en las tarifas eléctricas.

Desde hace 10 años, la expansión del sistema de transmisión y distribución se ha estado realizando bajo el esquema denominado Pidiregas, que implica paquetes de gran cantidad de subestaciones o líneas, que son financiados por grandes empresas trasnacionales. El financiamiento de los paquetes cuesta 10% al año, y dado el comportamiento del costo de los créditos internacionales, ha resultado bastante caro. Sin embargo, lo que más ha afectado al sector eléctrico es el encarecimiento de las inversiones, porque los costos de las obras se han elevado en más del 50% respecto del esquema anterior en que se ejecutaban por administración.¹⁴

También se ha propiciado el esquema de autoabasto, que en la mayoría de los proyectos es una venta disfrazada por parte de productores extranjeros.¹⁵ Utilizan además a precios subsidiados de porteo las redes de transmisión y distribución de la CFE.

¹² Véase *Power Play*, <http://www.thenewpress.com/books/powrplay.htm>

¹³ Presentación "Sector Eléctrico Mexicano" de EDF, <http://www.energia.org.mx/bajar/ppt/210604-sectorelectrico.ppt>

¹⁴ Es también importante mencionar que varios cientos de empresas pequeñas y medianas, que se dedicaban a construir subestaciones y líneas, desaparecieron al no poder competir con las grandes trasnacionales que tienen capacidad para financiar cientos de proyectos.

¹⁵ En marzo de 2004 la Auditoría Superior de la Federación determinó que los contratos de autoabastecimiento y cogeneración implican una compra-venta de electricidad que no está permitida por la Constitución.

La exportación de electricidad a Estados Unidos, que debiera atender la CFE para beneficio de México, es una rentable concesión otorgada a los inversionistas extranjeros.

Los proyectos de cogeneración que se han estado autorizando no marcan obligatoriedad en la eficiencia de conversión energética del conjunto de la planta, que debiera ser superior a 80%. De manera inexacta pretenden demostrar que existe cogeneración en los ciclos combinados, porque se recupera calor de salida de las turbogas mediante la turbina de vapor. Con estas tecnologías en la condición más favorable, solamente se logra 50% de eficiencia.

Cuadro 9

Capacidad en proyectos de abastecimiento y cogeneración* (mw)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Proyectos existentes (sin Pemex)	877	1 263	1 390	1 462	1 396	1 436	1 283
Pemex	1 546	1 727	2 075	2 060	2 095	2 271	2 406
Arancia	29	29	29	29	29	29	29
ENERTEK	120	120	120	120	120	120	120
PEGI	177	177	177	177	177	177	0
MICASE			11	11	11	11	11
Energía y Agua Pura de Cozumel				32	32	32	32
Iberdrola Energía Monterrey					285	619	619
Energía Azteca VIII					56	131	131
Tractebel (Enron)						284	284
Bioenergía de Nuevo León						7	7
Termoeléctrica del Golfo							250
Termoeléctrica Peñoles							260
Impulsora Mexicana de Energía							24
AGROGEN							10
Hidroeléctricidad del Pacífico							8
Total	2 749	3 316	3 802	3 891	4 201	5 118	5 475

* Considera autoabastecimiento local y remoto, usos propios y excedentes.

La cogeneración en Pemex

A fines de 2005 los senadores aprobaron una Ley Reglamentaria propuesta por la Cámara de Diputados, que contradice la esencia del propio artículo 27 constitucional del ramo de electricidad, y le permitirá a Pemex operar sin restricciones como empresa dedicada a la cogeneración. Participarán abiertamente empresas privadas extranjeras en estos proyectos, y no existe obligatoriedad para obtener una eficiencia mínima de 80% (que es una característica intrínseca de una verdadera cogeneración), y también se omitió establecer la obligatoriedad para Pemex y la CFE de ejecutar estos proyectos para beneficio de la nación, como lo marca el artículo 27 de la Constitución.

Pemex participará solamente con una inversión mínima en los nuevos proyectos de cogeneración, y las empresas privadas construirán las plantas eléctricas que abastecerán a la paraestatal y venderán los excedentes de energía a la CFE. En el primer trimestre de 2006 Pemex ya anunció un proyecto para construir su primera planta de cogeneración eléctrica y habrá definido el esquema con el que se asociará con las empresas extranjeras para su construcción y financiamiento. La planta de cogeneración tendría una capacidad de entre 230 y 300 megawatts. La factibilidad de que Pemex, asociada con terceros, entregue electricidad a la CFE utilizando el porteo mediante su red de transmisión, hace referencia a la figura de autoabasto, que es una compra-venta disfrazada de dudosa legalidad que ya antes mencionamos.

Dado el escaso contenido regulatorio de la Ley Reglamentaria para la cogeneración de Pemex, debe observarse cuidadosamente la rentabilidad de estos proyectos de cogeneración, respecto de dos aspectos fundamentales:

a) Pemex paga las tarifas eléctricas más caras del mundo, ya que desde hace varios años la Secretaría de Hacienda determinó que a través de la factura eléctrica se le aplique a esta paraestatal y a los demás organismos federales, un impuesto que multiplica por 2.5 la tarifa industrial vigente en México. Esta situación creada artificialmente podría distorsionar los ahorros que realmente pueda obtener esta paraestatal al autoabastecerse.

b) Por otra parte, para evitar subsidios cruzados, habría que analizar el precio al que proporcionaría Pemex el gas natural a sus empresas abastecedoras, al intercambiar vapor y electricidad.

Fuentes renovables

Hasta ahora, la CFE ha desarrollado con éxito las plantas con fuentes renovables: Actualmente genera 15% de la electricidad total anual con energía hidráulica y geotérmica, a costos muy competitivos. Para referencia mencionaremos que las mejores opciones de energía renovable para la CFE tienen los siguientes costos, en centavos de dólar por kWh: 7.5 para grandes plantas hidroeléctricas similares a El Cajón y La Parota;¹⁶ tres para plantas minihidráulicas; cuatro para plantas geotérmicas; las plantas eólicas en la condición excepcional de La Ventosa en Oaxaca, que tiene una disponibilidad anual de viento de 40%, las hace mayormente rentables ahí, porque su costo de producción es de 3.7 centavos de dólar por kilowatt-hora.¹⁷

La Cámara de Diputados presentó recientemente ante los senadores una iniciativa de Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (AFRE), que comprende: el viento, la radiación solar, la energía hidráulica, la energía oceánica, la energía geotérmica, y la energía proveniente de los biocombustibles. El contenido de esta propuesta de ley puede resumirse en los siguientes puntos:

¹⁶ Costo de inversión de 1 000 dólares por kilowatt, tasa de retorno de 12.5%, y un factor de planta anual de 20%.

¹⁷ Ya existen permisos en esta área para varias empresas: CISA, Eneólica, Guascar, Deproe y Endesa. Véase E/201/ AUT/2001 <http://www.cre.gob.mx/registro/permisos/electricidad/e201aut01.pdf>

a) La Secretaría de Energía se obliga a integrar un programa para el AFRE, fijando metas de participación en la generación de electricidad, que deberán aumentar año con año.

b) Se establece la participación de las empresas privadas en la producción de electricidad mediante fuentes renovables, de conformidad con el artículo 3 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), que no considera servicio público la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.¹⁸ Por tanto, los generadores privados tendrán dos opciones para vender la energía generada:

1. Podrán entregar la energía directamente a las empresas suministradoras (CFE y LFC), teniendo ambas paraestatales la obligación de:
 - Recibir toda la energía que produzcan, en cualquier horario y cantidad.
 - Les pagarán un precio bastante atractivo por cada KWH (costos evitados).
 - Construirán las instalaciones de interconexión con cargo a su presupuesto, o al fideicomiso para el AFRE.
2. También pueden vender la electricidad a los municipios, estados y al Distrito Federal, utilizando el sistema eléctrico de los suministradores, en los esquemas de autoabasto ya previstos en el artículo 3o. de la LSPEE. Esta opción permite actualmente una ganancia muy alta a los inversionistas privados, porque la tarifa de alumbrado público se ha fijado de manera artificial en 60% superior a la general en media tensión, que debiera corresponderle.

c) La Secretaría de Energía deberá presupuestar anualmente los recursos requeridos para integrar un fideicomiso para el AFRE, de suerte que se garantice el logro de las metas que establezca el programa. Los recursos del fideicomiso podrán provenir, entre otras, de las siguientes fuentes:

- Cargos que se establezcan en la Ley Federal de Derechos con este fin.
- Una partida específica del Presupuesto de Egresos de la Federación.
- Aportaciones de los estados, del Distrito Federal y de los municipios.
- Aportaciones voluntarias de personas físicas o morales.
- Aportaciones de organizaciones internacionales de cooperación multilateral o bilateral.
- Recursos por la venta de certificados de energía renovable a personas físicas o morales del interior del país o del extranjero.

d) Los recursos del fideicomiso para el AFRE se canalizarán a varios fondos de apoyo para los generadores privados, a fin de incentivar la producción de electricidad: para la conexión con las redes de los suministradores, con mayor estímulo a las que tengan costos más elevados; para los proyectos que suministren energía eléctrica a comunidades aisladas y de bajos recursos que no cuenten con este servicio; otorgará incentivos a la comercialización de biocombustibles, al calentamiento solar de

¹⁸ Que, como antes citamos, implican una compra-venta de electricidad, que no está permitida por la Constitución.

agua y la utilización sustentable de la biomasa para cocción de alimentos, entre otros; y dará prioridad a las tecnologías que redunden en beneficio del desarrollo industrial nacional.

Conviene tener presente que el Banco Mundial se involucró en un proyecto de 70 millones de dólares con la Sener,¹⁹ para la elaboración de los estudios, metodologías y los procesos que fundamentaron esta iniciativa de reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. El resultado es una iniciativa de ley contradictoria con el espíritu del artículo 27 constitucional.

La iniciativa designa como único beneficiario de la generación con fuentes renovables en México a las empresas privadas.²⁰ Por ley promueve la creación de un oligopolio privado, al que le otorgarán una serie de subsidios para incrementar radicalmente sus ganancias. Estos subsidios estarán a cargo del gobierno federal, de los municipios, de la misma CFE y LFC, y de la Secretaría de Energía. Los mayores recursos para integrar el fideicomiso provendrán del presupuesto federal; la CFE y LFC pagarán altos precios por la energía recibida, y cubrirán los costos de las obras de interconexión; los municipios establecerán convenios de “autoabastecimiento” para recibir energía para el alumbrado público a un precio que duplica su costo.²¹

Como colofón, injustificadamente la iniciativa no obliga a la CFE a participar en la generación con fuentes renovables, y tampoco precisa si disfrutará de los subsidios, que por ley se otorgarían a las empresas privadas. Lo más contradictorio es que los costos actuales de la CFE para producir energía renovable (sin recibir subsidios) son un tercio del precio que recibirán los inversionistas privados.

Respecto del gas natural importamos una parte importante del consumo nacional, y éste tenderá a incrementarse en el futuro. Desde 2003 se concesionó por 20 años a empresas extranjeras la explotación de los pozos de gas natural no asociado de la Cuenca de Burgos, mediante los contratos de servicios múltiples (csm). A estas empresas se les transfieren áreas específicas de explotación y parte de los pozos que ya tenía Pemex, para que los operen y mantengan, pagándoles una cuota diaria fija, a condición de que produzcan más de un mínimo establecido.²² Las ocho empresas extranjeras a las que se les otorgó la concesión, tienen el compromiso de invertir 6 300 millones de dólares en nuevos pozos, pero en casi tres años se han invertido menos de 100 millones de dólares (1.5% del compromiso).

Se avanza también en el proceso de transferir a los inversionistas privados extranjeros el negocio de importar el gas natural, licuarlo, transportarlo y gasificarlo; este proceso tiene un costo de casi tres dólares por millón de BTU, pero al venderse a precios internacionales (12 dólares) se transferiría la renta a las grandes trasnacionales, a costa de las industrias y demás consumidores nacionales, que seguirán pagando un precio denominado “competitivo” (por cierto muy caro), directamente del gas, e indirectamente de la electricidad.

¹⁹ Proyecto núm. P077717 de 25 de febrero de 2003.

²⁰ Podría inferirse que el Banco Mundial cumplió con su obligación de favorecer a las trasnacionales que representa.

²¹ Desde hace varios años la Secretaría de Hacienda ha propiciado una tarifa para alumbrado público, que los municipios deben pagar muy por encima de su costo real. Al menos hasta ahora el beneficiario de ese sobreprecio es el propio gobierno federal.

²² A Pemex le cuesta 60 centavos de dólar producir un millar de pies cúbicos de gas no asociado, ya incluyendo el costo de inversión, monto muy similar al costo medio de los principales productores del mundo. Actualmente con los csm se paga a cinco dólares por millar de pies cúbicos al producir 200 000 por día y ellos no invirtieron en exploración y perforación.

Propuesta de nueva política energética, para lograr mínimos costos de inversión y operación del sector eléctrico

Para llevar las tarifas eléctricas a niveles inferiores a los actuales, y con ello propiciar la competitividad de las empresas nacionales, es necesario reducir los costos de la expansión del sistema nacional, eliminar la sobrecapacidad de las instalaciones, y seleccionar tecnologías para generación eléctrica con opciones de combustibles más baratos.

Reducir la demanda actual y futura de gas natural, congruente con la producción nacional de este carburante

Para lograrlo resulta necesario:

- Que Pemex produzca todo el combustóleo que la CFE sea capaz de consumir en sus plantas actuales, como sucedía en el año 2000: Pemex producía para generación pública de electricidad 30% más combustóleo que en la actualidad con el fin de mantener en operación óptima los 13 200 megawatts de capacidad instalada de plantas termoeléctricas de la CFE, que requieren 420 000 barriles de combustóleo por día. Si estas plantas vuelven a generar a su capacidad potencial contribuirán con 35 TWH adicionales a base de combustóleo, y se reducirían las importaciones de gas en 700 millones de pies cúbicos diarios.²³ Con un enfoque integral energético, esto es más rentable que refinar mayor proporción de gasolina: se sustituye por combustóleo el gas de importación que se adquiere a más de nueve dólares por millón de BTU.
- Eliminar las plantas de ciclo combinado comprendidas en la planeación eléctrica, y que aún no han sido concursadas para PEE. Con los 4 200 megawatts de plantas de PEE que actualmente se están construyendo y serán concluidas en 2007, se tendrá capacidad suficiente para atender la demanda por cinco años más, considerando una tasa de crecimiento anual de 4%, que es más del doble de la real registrada durante este sexenio.²⁴ Los ciclos combinados serían sustituidos por plantas de carbón, con inversiones propias de la CFE. Producir electricidad con gas a 12 dólares por millón de BTU cuesta nueve centavos por kilowatt-hora, utilizando carbón importado (cuya existencia es ilimitada en el mundo), cuesta la mitad.²⁵
- Para optimizar las inversiones, se podrían sustituir los proyectos a mediano plazo de plantas hidroeléctricas, como los de La Parota y El Cajón, por plantas de carbón. Las hidroeléctricas que se está programando construir a corto plazo requieren inversiones unitarias del

²³ En 2005 el promedio de importación de gas natural fue de 480 millones de pies cúbicos diarios, que es 63% del importado en 2004.

²⁴ Si se conserva el crecimiento de la demanda de electricidad registrado durante los primeros cinco años de este sexenio, para el año 2007 la reserva de capacidad de generación eléctrica será de 50%.

²⁵ Los costos por kWh comprenden las diferencias en costos unitarios, inversión, combustible y eficiencias de conversión, para ambas tecnologías.

orden de 1 000 millones de dólares. Con la misma inversión las plantas termoeléctricas pueden producir en México cinco veces más electricidad que las hidroeléctricas, y a la mitad del costo; además se reduciría la dependencia futura del gas importado.

- Si los planes de refinación de Pemex comprenden mayor producción de coque de petróleo, estos programas también deberán beneficiar el programa de generación futura de la CFE utilizando este combustible.²⁶
- A mediano plazo se programaría la construcción de plantas nucleoelectricas por su bajo costo de producción. Al igual que los países desarrollados, México ya posee la experiencia requerida para cumplir con las más estrictas normas de seguridad y ecológicas.

En los siguientes cuadros se presentan dos prospectivas: una para referencia que muestra la política que se ha seguido en este sexenio; la otra presenta la aplicación de la opción de nueva política energética que se propone:²⁷

Cuadro 10

Prospectiva con política energética actual

Pronóstico de Generación TWH

Concepto/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Pronóstico demanda TWH	206.0	216.0	224.6	233.6	244.1	255.1	267.9	281.3	296.7	313.1	330.3	348.5
Capacidad de generación GW												
Concepto/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidroeléctrico CFE	10.5	10.5	10.5	10.5	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
Nuclear CFE	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Geotérmico CFE	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Carbón CFE	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Vapor CFE	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0
Ciclo combinado CFE	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Ciclo combinado PIE	7.3	8.3	9.4	10.7	12.7	12.7	15.5	16.9	19.7	21.1	23.9	26.7
Turbogas	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Total GW	46.4	47.4	48.5	49.8	52.6	52.6	55.4	56.8	59.6	61.0	63.8	66.6
Energía generada TWH												
Concepto/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidroeléctrico CFE	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1
Nuclear CFE	9.2	9.2	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Geotérmico CFE	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
Carbón CFE	25.8	25.8	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
Vapor combustóleo CFE	64.0	70.1	71.0	66.6	61.2	59.7	49.4	47.9	44.2	41.9	42.4	42.4
Vapor gas CFE	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7
Ciclo combinado CFE	16.9	21.1	16.9	16.9	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
Ciclo combinado PIE	45.9	45.6	47.0	60.4	75.2	84.7	107.7	122.7	141.8	160.4	171.2	195.4
Turbogas	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Total energía generada TWH	206.0	216.0	224.6	233.6	244.1	255.1	287.9	281.3	296.7	313.1	330.3	348.5
Requerimientos de combustibles principales												
Concepto/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Generación nuclear millones de dólares	368	368	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420
Gas natural millones pies ³ /día	1 471	1 560	1 492	1 746	2 061	2 298	2 733	3 015	3 377	3 728	4 045	4 388
Combustóleo miles de barriles/día	263	288	292	274	252	245	203	197	182	172	174	174
Carbón millones de ton./año	10.8	10.8	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6

²⁶ En la prospectiva de petrolíferos se menciona que "el coque de petróleo está cobrando importancia como combustible industrial, ya que resulta más atractivo como sustituto de gas natural y combustóleo por su bajo precio", p. 56 (3.0) pros-petrolíferos 04-13-1.pdf

²⁷ Se utilizan los precios del gas natural, combustóleo y carbón de importación publicados por la CFE para diciembre del 2005.

Cuadro 11

Prospectiva con un cambio de política energética

Pronóstico de generación TWH

Concepto/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Pronóstico demanda TWH	206.0	216.0	224.6	233.6	244.1	255.1	267.9	281.3	296.7	313.1	330.3	348.5
Capacidad de generación gw												
Concepto/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidroeléctrico CFE	10.5	10.5	10.5	10.5	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
Nuclear CFE	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	2.8	2.8	4.2	5.6
Geotérmico CFE	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Carbón CFE	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	7.5	8.9	10.3	11.7	13.1	14.5
Vapor CFE	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0
Ciclo combinado CFE	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Ciclo combinado PIE	7.3	8.3	9.4	10.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7
Turbogas	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Total GW	46.4	47.4	48.5	49.8	52.6	52.6	55.4	56.8	59.6	61.0	63.8	66.6
Energía generada TWH												
Concepto/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidroeléctrico CFE	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1
Nuclear CFE	9.2	9.2	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	21.0	21.0	31.5	42.0
Geotérmico CFE	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
Carbón CFE	25.8	25.8	35.0	35.0	35.0	35.0	55.8	66.3	76.7	87.1	97.5	108.0
Vapor combustóleo CFE	64.0	70.1	104.2	104.2	104.2	104.2	104.2	104.2	104.2	104.2	104.2	104.2
Vapor gas CFE	9.7	9.7										
Ciclo combinado CFE	16.9	21.1	16.9	16.9	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
Ciclo combinado PIE	45.9	45.6	23.5	32.5	38.9	49.9	41.8	44.8	39.3	45.2	41.5	38.7
Turbogas	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Total energía generada TWH	206.0	216.0	224.6	233.6	244.1	255.1	267.9	281.3	296.7	313.1	330.3	346.5
Requerimientos de combustibles principales												
Concepto/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Generación nuclear millones de dólares*	368	368	420	420	420	420	420	420	840	840	1260	1680
Gas natural millones pies ³ /día	1471	1560	827	997	1211	1419	1266	1322	1219	1331	1261	1208
Combustóleo miles de barriles/día	263	288	292	274	252	245	203	197	182	172	174	174
Carbón millones de ton./año	10.8	10.8	14.6	14.6	14.6	14.6	23.3	27.6	32.0	36.3	40.6	45.0

* Se considera un costo de 4 centavos de dólar por kWh.

En el cuadro 12 se puede apreciar que, con la política propuesta, el ahorro en 10 años por diferencias de costos operativos en combustibles, podría ser de 27000 de millones de dólares (mmd).

Cuadro 12

Costo de 2006 a 2015

Resumen comparativo de las dos opciones		
Concepto	mmp	
	Propuesta	Actual
Generación nuclear	7 140	4 200
Gas natural	44 733	107 109
Combustóleo	53 157	26 865
Carbón	13 944	7 728
Total	118 974	145 902

Incrementar la extracción nacional de gas natural no asociado

Estamos obligados a aprovechar las inversiones ya realizadas con tecnologías de ciclo combinado. Utilizando la vasta experiencia de Pemex, se deberá integrar un programa directo de inversión para la exploración y explotación de gas natural. Los éxitos logrados recientemente en la cuenca de Veracruz

demuestran que es bastante rentable la explotación de este recurso. Los csm no han incrementado la producción como se esperaba, y además han encarecido radicalmente los costos de operación y mantenimiento. Lograr autonomía en gas natural, representa una ventaja importante para la economía del país porque se podrían mantener las reservas probadas e incrementar la exportación del carburante.

Buscar otras opciones para sustituir la importación de gas natural caro de Texas

El proceso de obtención del gas natural licuado representa una solución atractiva para cubrir déficit de gas natural a corto plazo. El costo medio de producción de los países que disponen de este carburante es de 0.59 dólares por millón de BTU.²⁸ Licuarlo cuesta 1.04 dólares por unidad energética; transportarlo, 0.62 dólares por unidad, y regasificarlo, 0.47. El costo total es de 2.72 dólares por unidad. Si en este proceso se involucran Pemex y la CFE invirtiendo directamente, tendríamos oportunidad de eliminar las importaciones del gas caro de Texas, y a la vez reducir los precios nacionales del mismo. También para hacer negocio exportaríamos a Texas el gas excedente, aprovechando sus precios altos. Si México corre el riesgo de instalar en su territorio las adaptaciones portuarias para recibir los buques-tanque y las plantas gasificadoras, es claro que el beneficio debe ser para los mexicanos.²⁹

Establecer un plan de refinación congruente con las necesidades de petrolíferos del país y con la nueva política energética

Para asegurar la producción de combustóleo y eliminar las importaciones actuales y futuras de gasolinas y otros petrolíferos, sería necesario:

- Implantar a muy corto plazo un programa para hacer eficiente el sistema nacional de refinación, incrementar en 10% la producción y disponer de 120 000 barriles diarios de refinados adicionales, que sería equivalente a una nueva refinería. Las grandes refinerías en el mundo logran producir 95% de su capacidad potencial y en México se obtiene cerca del 80%.
- Con inversiones propias de Pemex, planear la construcción de las refinerías que sean necesarias para lograr autonomía de producción en la próxima década, e incluso incursionar en la exportación de petrolíferos de mayor valor agregado.³⁰ *No es razonable que después de transferirle en este año 60 000 millones de dólares (mmd) a la Secretaría de Hacienda, se argumente que Pemex no dispone de tres mmd para construir una refinería.*

²⁸ Argelia, Nigeria, Noruega, Venezuela, Trinidad y Qatar.

²⁹ El gobierno federal deberá explicar a los mexicanos por qué está tratando de favorecer a los inversionistas privados en este tan rentable proyecto, que la Constitución establece debe ser para beneficio nacional.

³⁰ Esta política nos permitiría comportarnos como un país globalizador, y no como globalizado.

Promover proyectos reales de autoabasto y cogeneración

Esta acción implica la producción distribuida y eficiente de las empresas, en el punto geográfico en el que se encuentren ubicadas, sin depender de la utilización a precio subsidiado del sistema de transmisión y distribución de la CFE y LFC. Ante la reducción de los costos que logrará la CFE con la nueva política energética, y consecuentemente de los precios, las empresas que realmente se interesen en autoabastecerse aprovecharán calor en sus procesos internos, y realmente lograrán mayores eficiencias de conversión y menores costos que justifiquen su inversión.

Programar la inversión directa de la CFE en proyectos de generación

Llevar a cabo esta acción debe implicar mínimos costos de inversión y operación, mediante el empleo de los propios remanentes, complementados con créditos internacionales negociados a muy bajas tasas de interés. Se licitarán las obras en concursos internacionales participarán empresas privadas nacionales y extranjeras. Estos esquemas promoverán las cadenas de valor internas para estimular la creación de empleos bien remunerados.

Será necesario resolver a corto plazo las incongruencias de áreas regionales como la central, que tiene 100% de déficit de capacidad de generación respecto de la demanda, y en el ámbito nacional la reserva de capacidad instalada es de 50%.

Para la expansión del sistema de transmisión y distribución también se licitarán los proyectos de líneas y subestaciones bajo el esquema de ejecución de proyectos por administración directa, utilizando los propios remanentes de la CFE, y complementados mediante la obtención de créditos internacionales negociados a muy bajas tasas de interés. Se promoverían las cadenas de valor internas para estimular la creación de empresas medianas y de empleos bien remunerados.

De acuerdo con los artículos 27 y 28 de la Constitución, Pemex y la CFE atenderían su obligación de ejecutar conjuntamente proyectos de cogeneración que reducirían el costo de producción de electricidad en 50%, y que finalmente beneficiarían a los usuarios finales de los energéticos que suministran ambas paraestatales.

Los proyectos de fuentes renovables que resulten rentables actualmente, como son las geotérmicas, las minihidráulicas y las eólicas de La Venta, serán programadas a muy corto plazo, bajo licitaciones de obra pública administradas directamente por la CFE. Estos programas serán obligatorios para la paraestatal y no se le otorgarán subsidios. La disminución en costos de producción de la CFE incidirá en reducción de tarifas, para beneficio de los usuarios.

Los proyectos de menos rentabilidad y que de acuerdo con una política ecológica del gobierno federal podrían ser incorporados al programa de obras de la CFE, gozarían de subsidios federales, o de bonos de carbono auspiciados por el Protocolo de Kyoto.

La exportación de electricidad al estado de California de Estados Unidos, es un negocio muy rentable que debe ser aprovechado por la CFE, puesto que este estado vende muy cara la electricidad. Actualmente se han otorgado dos permisos para exportación a empresas trasnacionales (Energía Azteca X y Energía de Mexicali), para producir 10 TWH por año. Para ellas significa una ganancia aproximada de 300 millones de dólares por año. Para México solamente queda la contaminación que provocan esas plantas.

Se eliminarán las pérdidas no técnicas en el sector eléctrico

Actualmente la CFE le entrega a LFC electricidad en bloque por 40 TWH y factura solamente 30 TWH. Las pérdidas técnicas razonablemente deben ser de tres TWH, lo que significa que al menos seis TWH no son facturados porque constituyen ilícitos que llevan a cabo consumidores importantes en servicios industriales, comerciales y domésticos.

Contrariamente a lo que siempre se ha creído, los usuarios domésticos conectados sin medidor en las colonias populares y áreas rurales, resultan insignificantes en el problema que nos ocupa. En la CFE también existen regiones problemáticas en el robo de electricidad, como lo son en grado extremo Acapulco y Veracruz. Se estima que en toda la CFE se tienen pérdidas técnicas por otros seis Terawatt-horas. Para recuperar estos 12 000 millones de pesos anuales no facturados en el sector, se ejecutarán programas para evitar la impunidad de las dos partes que protagonizan los ilícitos: quienes alteran los medidores y quienes resultan beneficiados con la disminución de la factura.

Conclusión

La promoción de la privatización de la industria energética nacional por parte del gobierno federal no beneficia a México. Se ha afectado a las empresas productoras de bienes y servicios, y a los ciudadanos, con los altos precios de los energéticos, en virtud de que además se utiliza la electricidad y los hidrocarburos para cubrir deficiencias recaudatorias.

Esta propuesta de nueva política energética nacionalista impulsaría el desarrollo económico nacional mediante cadenas productivas con alta participación de las empresas mexicanas, y proporcionaría energéticos a precios adecuados. La Secretaría de Hacienda deberá incrementar su recaudación fiscal hasta alcanzar por lo menos 20% del PIB, con lo que permitiría que Pemex y el sector eléctrico dispongan de suficientes recursos para atender su expansión. Urge contrarrestar las presiones del Consenso de Washington porque no estamos obligados a compartir con las empresas extranjeras nuestra renta eléctrica y petrolera.

Para los 50 millones de mexicanos que viven algún grado de pobreza, solamente una política nacionalista podrá incrementar la generación de riqueza para distribuirla con mayor justicia.



Qué le toca a quién, cuándo y cómo. Una propuesta de reestructuración de la industria eléctrica en México

*Alberto Prieto Morales**

México es un país de pobres... decíamos ayer.¹ Las evidencias indican que la utilización que se ha hecho de la renta petrolera, la insuficiencia de inversiones para ampliar las reservas de hidrocarburos y la reprogramación de inversiones en el sector eléctrico por la baja demanda y los altos precios del gas natural, muestran que pronto México no sólo seguirá siendo un país de pobres, sino un país pobre.

La renta energética se destina a financiar el gasto gubernamental mientras la recaudación fiscal demuestra su poca efectividad. Tomar la renta es más sencillo –no más económico– que aumentar la recaudación fiscal requerida. Ésos son los hechos.

La percepción –tal vez sólo de unos cuantos– es que el primer regulador y administrador del país –el gobierno– no logra mejorar las condiciones de vida de la población. Más bien contribuye a deteriorarlas.

La propuesta para reestructurar la industria eléctrica en México está basada en la necesidad ineludible de satisfacer la demanda previsible de electricidad, indispensable para el desarrollo socioeconómico del país.

El obstáculo principal es que la industria estatal no dispone de los recursos suficientes para financiar su expansión.

Si se permitiera la inversión privada legalmente ¿cuál sería el límite aceptable de su participación para evitar un poder dominante que se ejerza en el mercado en detrimento de los usuarios? Esta cuestión implica dos tipos de decisiones: una de orden político y otra de orden técnico.

La discusión y el debate alrededor de la reestructuración de la industria eléctrica o de la reforma regulatoria giran alrededor del origen de la inversión. Si se atiende al mandato constitucional, el financiamiento y la propiedad tienen que hacerse sólo a través del gobierno. ¿Cómo lograr satisfacer la demanda prevista dentro del marco constitucional? Ese es un problema a resolver. El planteamiento que aquí se presenta es una opción que intenta contribuir a la solución del problema, considerando

* Consultor, liprieto@data.net.mx; ingeniero mecánico electricista, profesor de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

¹ Alberto Prieto Morales, *La industria eléctrica del futuro en México: Soluciones a un problema no planteado*, Editorial Miguel Ángel Porrúa, Senado de la República, 2001.

las condicionantes existentes. Las decisiones de orden técnico incluyen el diseño del instrumento que minimice la posibilidad de ejercer poder de mercado en todo el proceso. Por lo tanto, la decisión inicial se refiere a la definición política sobre cómo se asignan los beneficios del proceso de producción-consumo de energía eléctrica.

El modelo o estructura industrial vigente en México corresponde a lo que se conoce como "comprador único". Este modelo contiene una parte de participación privada en la generación de electricidad.

Si el autoabastecimiento y la cogeneración no contravienen la Constitución, habrá que favorecer las condiciones para que se incremente esa modalidad de participación privada en la satisfacción de la demanda previsible de energía eléctrica, como se ha hecho en Pemex. Las ventajas de esa modalidad de "generación distribuida" tienen beneficios cuantificables en la reducción de pérdidas en la red de transmisión o distribución, mejorando así la eficiencia del sistema interconectado.

Planteamiento del problema

Lo que finalmente se desea es alcanzar la satisfacción de la demanda previsible de energía eléctrica que requiere el desarrollo socioeconómico del país, tomando en cuenta que:

- La energía eléctrica es producida básicamente a partir de un energético primario. Esto determina la tecnología para su producción.
- Dadas sus condicionantes técnico-económicas, la estructura de la industria eléctrica es básicamente oligopólica.
- Se intenta hacerla disponible a los usuarios-consumidores al menor costo posible.
- Algunas condicionantes del costo son, por lo tanto, la disponibilidad y costo del combustible primario y el monto de las inversiones para cada opción tecnológica.
- Su estructura y condición facilitan el poder o dominio de unos actores sobre otros; oferentes sobre consumidores.
- La electricidad es tanto un insumo industrial, como un bien de consumo final.

En tales virtudes habrá que asegurar:

- Que exista disponibilidad de los energéticos primarios para poder producirla.
- La eliminación del poder de mercado que encarece el proceso de generación-transmisión-transformación-distribución-comercialización-consumo.

Algunas de las metas a lograr dentro del proceso de reestructuración eficiente de la industria son del siguiente calibre:

- Dada la característica oligopólica, diseñar la regulación para contribuir a que el proceso y el costo sea el más bajo (medidas efectivas más que eficientes).
- Disponer y tener fuentes de ingreso para cubrir los costos totales de la planta existente.

- Disponer del financiamiento suficiente y necesario para cubrir los costos de operación y las inversiones adicionales requeridas para satisfacer la demanda prevista.

Todo lo que impida facilitar el proceso producción-consumo con eficiencia técnica y distributiva será un obstáculo en el camino.

Opciones para una solución

Entre las diversas opciones posibles para enfrentar el problema eléctrico, una consiste en que permanezca el texto constitucional y hacerle frente al problema tomando en cuenta esa condicionante: encontrar una solución, siempre y cuando se respete la Constitución.

Revisando el proceso de producción de electricidad, se puede considerar como componente de un proceso integrado de origen y aplicación de recursos con tramos de decisión de orden técnico y político.

En este punto, la situación implica una decisión política, dado que se trata de definir de dónde se obtienen los recursos y dónde se aplican para hacer sustentable a la industria eléctrica. Quiénes aportan y quiénes reciben, quiénes dejan de recibir y cuánto reciben otros. En síntesis, la decisión política significa definir: *qué le toca a quién, cuándo y cómo*.

Dada la realidad económica en la industria eléctrica, se tienen que tomar decisiones políticas. El primer paso encaminado a la solución es una decisión política; después, se requiere la aplicación de conocimientos técnicos.

En este proceso de decisión para asignar recursos se pretende que no haya ventaja indebida de unos actores sobre otros. Una manera de esquematizar la forma en que se intentaría evitar el ejercicio de poder de unos sobre otros es tomar como referencia o base de comparación un perfil ideal de lo que se espera que sea un proceso de transacciones justo y benéfico para los participantes. Un esquema ideal de un mecanismo de transacción que impida el dominio de unos actores sobre otros implica considerar los siguientes puntos:

- En el sector eléctrico existe un conjunto de mercados en los que intervienen todos los actores; de hecho, cada nodo en una red interconectada es un mercado.
- Un mercado es una institución que define cómo se realizarán las transacciones de compra y venta de bienes y servicios, y la fijación de los precios en un lugar y tiempo determinados. A ese mercado concurren y se sujetan a sus reglas los compradores y vendedores que lo componen.
- La demanda está formada por los requerimientos de satisfactores de los compradores.
- La oferta consiste en un conjunto de productos que los vendedores ponen a disposición de los compradores.

Esquema 1

Condicionantes para el funcionamiento de un mecanismo de transacciones efectivo

Componente	Instrumento	Fallas	Consecuencias	Corrector
Entorno	Constitución Leyes Reglamentos Tratados y acuerdos de comercio Política Instituciones (públicas y privadas)	Indefinición Insuficiencia Inefectividad	Inestabilidad Incertidumbre Riesgo Indecisión Conflicto (derechos de propiedad) Altos costos económicos y sociales	Intervención política y social Políticas económicas y sociales Legislación Aplicación de sanciones
Mercado	Normas Reglas Procedimientos	Indefinición Insuficiencia Asimetrías	Poder de mercado Precios ineficientes Altos costos de transacción Depredación y abuso Controversias y conflictos	Regulación Incentivos Subsidios Apoyos Restricciones
Demanda	Planeación Programación Reglas, procedimientos y especificaciones Administración Organización Inversión Sistemas de información	Información insuficiente o incompleta Insuficiencia de demanda Poder de mercado (monopsonios) Reglas insuficientes	Incertidumbre Precios ineficientes Suministro deficiente o inoportuno Altos costos de transacción Aversión al riesgo	Coordinación entre instituciones públicas y privadas, y con proveedores Cadenas de suministro y contratos
Oferta	Cultura empresarial Capital y crédito Conocimiento Tecnología Cadenas de suministro Sistemas de información Capacitación de personal Administración de riesgos	Información incompleta o insuficiente Mercados ineficientes Poder de mercado (monopolio) Reglas insuficientes	Incertidumbre Precios ineficientes Renta monopólica Suministro deficiente o inoportuno Altos costos de transacción Altos costos de producción Baja rentabilidad Aversión al riesgo Capital insuficiente Activos improductivos	Coordinación entre instituciones públicas y privadas y con proveedores Cadenas de suministro y contratos

Fuente: Elaboración propia, basado en: Estudio Diagnóstico de la Industria de Bienes de Capital Proveedora de Petróleos Mexicanos. Contribución del autor para la UNAM y Pemex, diciembre de 2003.

El precio se fija cuando el valor del producto satisface las expectativas de beneficio de los compradores y de los vendedores.

Las condiciones indispensables para que opere efectivamente un mercado sin abuso de unos sobre otros, se pueden observar en el siguiente esquema:

Si las condiciones no se cumplen en cada uno de los cuatro componentes, el proceso de transacción es ineficiente, y se propicia el dominio de un actor sobre otro. Para proteger el proceso de

transacción y lograr la eficiencia económica (mínimo costo de producción y mínimo precio de venta) se establecen instrumentos de verificación y corrección.

Las fallas de mercado significan que se ejercería un dominio en perjuicio de la parte vulnerable del proceso de transacción: el usuario. La intervención del regulador será en el nivel que se encuentren las principales condicionantes para prevenir su “captura” y fragmentación. La intervención regulatoria elimina el poder de mercado; intenta eliminar las condiciones que propician la ventaja sobre el consumidor. En el esquema, la reforma regulatoria se refiere a la definición y diseño del instrumento y a los correctores.

La competencia es una presión coercitiva que permite, donde se puede aplicar a bajo costo, la regulación por efecto de la interacción de los actores. Cuando no se da, porque se presentan fallas, la autoridad tiene que intervenir.

Algunos resultados de las reformas regulatorias efectuadas en los últimos 15 años observados en América Latina presentan realidades que se alejan de la concepción ideal de los mercados. Algunas de ellas se refieren al dominio o el poder de unos actores sobre los usuarios. Un diagnóstico² resumido es el siguiente:

Con la intención de atraer recursos financieros privados para ampliar las inversiones en capacidad adicional:

- Se ejerció presión para acelerar el proceso de reforma que implicó establecer marcos regulatorios insuficientes.
- Las incertidumbres regulatorias se presentaron en intervención discrecional de la autoridad y en precios volátiles.
- Insuficiencia regulatoria para el mercado de servicios complementarios.
- Deficiencia en la determinación de precios de transmisión y distribución, que afectó la canalización de recursos a la inversión en nueva capacidad.
- Captura o insuficiencia de recursos del regulador.
- Insuficiente coordinación entre la industria petrolera y la eléctrica dentro de un solo concepto de eficiencia energética.
- Pérdida de liderazgo del Estado en la definición y conducción de la política energética.
- Reedición de la concentración de la propiedad en manos privadas aumentando el poder de mercado.
- Los precios al usuario final –regulados y de menores consumos– no mejoraron con los aumentos logrados en eficiencia de la generación.
- Los precios de los combustibles primarios implicaron mayores tarifas y precios.

² Para abundar sobre un estudio de los resultados de las reformas en América del Sur, véase Pedro Maldonado G. y Rodrigo Palma B, “Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur”. Serie Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Santiago de Chile, julio de 2004.

Por otra parte, algunos trabajos empíricos publicados por el Banco Mundial³ se enfocaron en distintas direcciones y probaron diferentes hipótesis que permiten dibujar el panorama del sector eléctrico actual. Los principales resultados son:

De los *estudios econométricos* realizados se puede afirmar que la incertidumbre sobre los resultados de las reformas es alta. No existe consistencia en los estudios sobre los efectos de las reformas.

En los *estudios de eficiencia y productividad* practicados, se encontró que:

- En Latinoamérica, del muestreo entre empresas de distribución se obtiene solamente una sugerencia de que existe una correlación entre reforma y rendimiento.
- En EUA la desregulación ha traído como consecuencia una baja en la eficiencia productiva en el corto plazo. Las empresas integradas verticalmente y las empresas que se surten del mercado eléctrico son más eficientes que las que tienen una estructura híbrida.
- En España, los generadores de electricidad para el servicio público son en promedio más eficientes bajo la regulación del tipo costo del servicio. Los generadores privados capturan a las empresas públicas con la regulación del precio tope.
- En Japón, los resultados no resisten la hipótesis de aumento de la eficiencia técnica entre los generadores a base de combustibles fósiles a partir de la reforma regulatoria de 1995.
- En Australia se estima que la ganancia macroeconómica a largo plazo derivada de la reforma regulatoria es de 0.22% del PIB.
- En Brasil, las ganancias en eficiencia de las empresas de distribución se internalizaron y no se trasladaron a los usuarios (regulación inefectiva).

Las principales lecciones aprendidas de diversos estudios de casos fueron del siguiente tenor:

Estudios de casos:

- Ganancias en eficiencia: en Chile, la privatización trajo consigo una mayor inversión, menores costos unitarios, menores pérdidas de energía y mayor productividad del trabajo. En Perú se redujeron las pérdidas, mejoró la calidad, la productividad del trabajo y el acceso. La revisión de tarifas significó precios más altos, menores consumos y menores beneficios al consumidor y favoreció a los usuarios de altos ingresos.
- Efecto distributivo: en Chile la privatización produjo mejoras significativas del bienestar. Sin embargo, hubo una pérdida fiscal del gobierno y una reducción del bienestar para los consumidores morosos.
- Grupos de bajos ingresos: no existe evidencia de si los grupos de bajos ingresos han estado mejor o peor.
- Mejoramiento del acceso al servicio: puede ser efectivo en combinación con la privatización.

³ Electricity sector reform in developing countries: A survey of empirical evidence on determinants and performance. Tooraj Jamasb (University of Cambridge), 1 de marzo de 2005; Raffaella Mota (University of Cambridge), David Newbery (University of Cambridge), Michael Pollitt (University of Cambridge). World Bank Policy Research Working Paper 3549, marzo de 2005.

- Debilidad regulatoria: en Chile, la deficiencia regulatoria de las empresas de redes, trajo como consecuencia que las empresas distribuidoras tuvieran mayores utilidades que las generadoras. En Brasil, la mayoría de las utilidades se quedó en las empresas. Esto puede explicar la desaprobación pública a la privatización en Latinoamérica. En Inglaterra, los clientes empiezan a tener beneficios después de la acción reguladora.
- Credibilidad y compromiso: en Chile y en Argentina la mayoría de los consumidores —con excepción de los grupos más pobres— obtuvieron menores tarifas —o con menores aumentos— o ganancias de bienestar después de la privatización. Sostener el compromiso regulatorio es más difícil en los países donde las tarifas deben aumentarse.
- Diseño del mercado mayorista: los mercados diseñados con base en los costos pueden ser relativamente efectivos para reducir la volatilidad y el poder de mercado.
- Regulación por incentivos: los precios máximos pueden ser una medida regulatoria efectiva; pero una regulación débil puede conducir a un comportamiento estratégico (abusivo) por las firmas reguladas, manipulando el modelo.
- Mercados financieros: la privatización puede aumentar el tamaño de los mercados de acciones como en el caso de Argentina.
- Importancia económica de los actores eléctricos: en Latinoamérica, aun con las inversiones privadas, la inversión total declinó y la brecha en la base de actores eléctricos se amplió en relación con los países asiáticos o los de la OECD. Cerca del 15% del costo de producción en Latinoamérica puede ser atribuido a la declinación de los actores de generación eléctrica. La baja en la inversión (en actores del sector eléctrico) tiene un efecto negativo importante en el crecimiento a largo plazo y en los futuros ingresos públicos.

La panorámica no es concluyente respecto a los beneficios logrados por las reformas estructurales en relación con las expectativas que se basaron en la teoría económica.

Está por demostrarse si un mayor crecimiento económico y de la demanda de energía eléctrica conduce a una mayor participación privada, a menores pérdidas técnicas y robos de energía. Asimismo, están por verificarse, con medidas empíricas adicionales, los efectos de la integración —vertical y horizontal— en la eficiencia y los precios y el poder de mercado.

En general, se observa, que la inversión privada en el sector ha disminuido o no es suficientemente atractiva, principalmente por los precios volátiles de los combustibles, por lo que los mecanismos de financiamiento exigen fórmulas creativas de gobiernos como el mexicano.

Los resultados de las reformas regulatorias en las industrias en red de los países de la Unión Europea se evalúan con trabajos empíricos que permiten conocer sus efectos en la economía. En general, se atribuye a las reformas regulatorias una relación significativa en la reducción de precios. En electricidad, afirma el Banco Central Europeo,⁴ la baja se ve más en los precios de los consumidores

⁴ Para conocer los efectos de las reformas en los precios en la UE puede consultarse Reiner Martin, Moreno Roma e Isabel Vansteenkiste,

industriales y grandes usuarios residenciales; no así en los pequeños, donde la variación de precios está básicamente asociada al combustible y no es consecuencia de la reforma regulatoria. El precio de los insumos básicos –el combustible o el agua– para la producción de electricidad es el factor determinante del precio final de la energía eléctrica. La incidencia de la competencia no llega a ser comparable con la del costo del energético primario.

Si bien las reformas coadyuvan a que el proceso de producción-consumo de electricidad sea más eficiente y transparente, el impacto del precio de los combustibles condiciona que bajen los precios al consumidor. Ante la angustiosa expectativa de industriales y usuarios agrícolas de que se les rebajen los precios de la electricidad, o que se les diga cómo le hará el gobierno para reducir los precios a corto plazo, la única respuesta es que se elimine la renta energética. Esa reducción del precio neto o de la renta por escasez significa un subsidio. O sea, transferir la energía primaria, transformada en electricidad, a un precio menor que el “costo” del mercado. La eficiencia ayuda a bajar los costos de transformación y de transacción, pero no llega a reducir los precios internacionales de los combustibles. Eso está fuera del alcance de una reforma regulatoria. Es un asunto de transferencia de recursos hacia un subsidio.

Por tal razón es primordial que el poder de mercado sea minimizado, ya que hace más ineficiente aún el proceso de producción-consumo. Indefectiblemente conduce a precios más altos para los usuarios. El precio de los combustibles sube en todo el mundo. Pero si en un lugar y tiempo específicos el combustible es más barato, llevarlo a donde se vende más caro no se traduce en una reducción de precio al consumidor. Lo que sucede es que produce una renta económica para el vendedor que lo puede producir a menor precio. La eficiencia operativa no baja el precio del insumo si éste es escaso en el mercado del consumidor.

De este modo, los precios de la energía eléctrica dependen directamente de los precios de los combustibles primarios y del costo de capital de la tecnología de producción. La regulación, la forma de propiedad y la organización tienen efectos de menor influencia en los precios que los costos de capital y los de combustible.

Así pues, la tendencia a la reconcentración de la industria eléctrica y las condiciones jurídico-regulatorias de los países con economías no consolidadas, y con altos niveles de pobreza, pone en duda la efectividad de la existencia de bolsas de energía como un mecanismo para obtener beneficios dirigidos al consumidor-usuario, y refuerzan la conveniencia de que el operador y subastador del sistema eléctrico sea un comprador único.

En la situación previsible de agotamiento de reservas y menor disponibilidad de fuentes primarias de energía (petróleo y gas), y la insuficiencia de recursos financieros que obliga a usar la renta energética en el gasto gubernamental, los costos de la regulación del sector eléctrico, ante las visibles fallas del mercado, son evidentemente menores desde el punto de vista social y político que los costos de una eventual apropiación de rentas por grupos privados.

La seguridad de abastecimiento al menor costo factible en las condiciones del país y la manera de lograrlo es el camino estratégico a seguir. Un camino probable es el de la estructura de la industria eléctrica bajo el modelo de comprador único.

El beneficio de la regulación, para empezar, es que exista un mercado. Así pues, la regulación es una necesidad socioeconómica. Se entiende como regulación el bagaje legal y reglamentario que impide el poder de mercado y procura el bienestar de consumidores y productores.

Sin embargo, "El terrible poder de la burocracia administrativa presenta un obstáculo para lograr que los beneficios de las políticas públicas lleguen al ciudadano".⁵ El correcto equilibrio es lo que se pretende alcanzar. La intención de esta propuesta es pues que se diseñen los instrumentos para exigir la eficiencia, independientemente de la propiedad.

Revelar las consecuencias de la adopción de un modelo de organización industrial permite por otra parte quitarse de encima el dominio de la explotación de la información de los "expertos"; hace más difícil la obediencia y más fácil el rechazo a las reglas impuestas. El "ya no te creo" es una posición, de inicio, liberadora y desafiante que conduce a la búsqueda de una solución propia y apropiada.

No existe un modelo general, único y válido. En la exploración de opciones para la estructura industrial del sector eléctrico, sobresale la posición evaluativa, comparando las opciones con respecto al modelo predeterminado como solución. Se pretende que en vez de evaluar, inicialmente se identifiquen los obstáculos que tiene cada propuesta para lograr la eficiencia.

En los últimos cinco años, se ha insistido en lo que se observó en 2001; decíamos entonces:

Independientemente del cambio de propiedad, las empresas paraestatales deben ser reestructuradas para que cumplan mejor con su objetivo social; el de proveer los bienes energéticos, en el caso de la electricidad, de manera suficiente y permanente al menor costo y con la mayor eficiencia para beneficio del usuario. Esa reestructuración debe ir encaminada a crear las condiciones necesarias para que la industria de la energía pueda abastecer suficientemente los requerimientos que demanda el desarrollo económico del país [...] necesita atraer el capital necesario que garantice la instalación de la capacidad requerida...⁶

Ahora se cuenta con datos que permiten medir y evaluar los resultados logrados con las reformas regulatorias en diversos países. Se conoce qué se puede lograr y cómo se puede disminuir la brecha entre lo intentado y lo realmente alcanzado. Efectivamente, existen diferentes formas de hacerse de los recursos y la eficiencia que se pretende, como lo indican los trabajos ahora conocidos respecto a las reformas estructurales en el mundo: "sigue siendo necesario —decíamos entonces y hoy se puede constatar— el estudio empírico, caso por caso, el elemento básico, junto con el marco legal e institucional, que modele (en este caso) la reestructuración".⁷

⁵ John Hughes y Wes Sharrock, *La filosofía de la investigación social*, FCE 1999, Breviarios 418.

⁶ Alberto Prieto Morales, *op. cit.*

⁷ *Ibidem*.

El propósito de las reformas regulatorias es establecer las condiciones para que se traspasen los beneficios de la renta energética hacia la población. Es de esa manera como se intenta eliminar el poder de mercado que desvía esa renta hacia otros destinos; el instrumento eficaz para evitar su desvío es la regulación. Dependiendo de la cultura sociopolítica y el marco jurídico apropiado, la regulación es: la del gobierno o la del mercado. ¿Cuál es la más pertinente para nuestra sociedad?

El modelo propuesto puede ser el más apropiado para evitar con mayor probabilidad el comportamiento dominante —o poder de fijación de precios o poder de mercado— de los jugadores dadas las condiciones sociopolíticas y culturales prevalecientes.

El planteamiento en términos de problema es: ¿Cómo deberá diseñarse un modelo de organización de la industria eléctrica, maximizando las ventajas como las observadas, y disminuyendo las desventajas? Así la pregunta es: ¿Qué se tiene que hacer aquí para que se traspasen justamente los beneficios del valor que tienen los bienes energéticos al usuario? En vez de: Háganse los cambios requeridos para que funcione el modelo iii o el modelo iv como el que ya funcionó en Inglaterra, Australia, Chile o cualquier otro país. Es decir, se presenta una solución a un problema distinto del planteado en la sociedad mexicana.

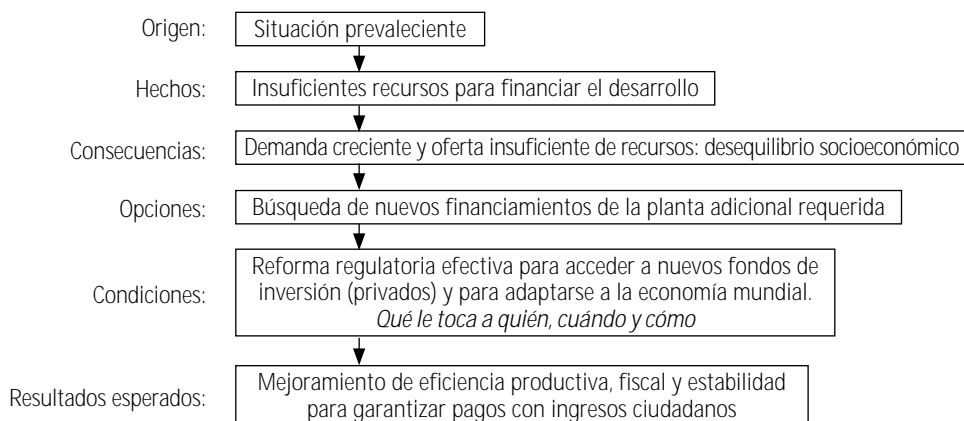
En vista de lo anteriormente dicho, una opción que puede contribuir más eficientemente a lograr el propósito es el modelo de comprador único, aun cuando es necesario hacer una evaluación de beneficio-costos de la opción presentada. La conjetura es que, dados los estudios empíricos —experiencias—, la reforma regulatoria más apropiada a las condiciones mexicanas es la que considera la figura de comprador único —o modelo ii— por sus menores costos de transacción en el proceso del abastecimiento eléctrico y la mayor probabilidad de aceptación por parte de los actores, debido a la necesidad de pequeños cambios constitucionales y legales para establecerlo. Ya en otros foros se han expuesto los alcances de esos cambios jurídicos y de reglamentación. Y sí, efectivamente se trata de un proceso político para lograr beneficios sociales a través de una actividad económica. Se trata de definir: *qué le toca a quién, cuándo y cómo*.

Las etapas necesarias a seguir en el proyecto de reforma regulatoria de la industria eléctrica y de inserción a la economía mundial son las de análisis, definición, diseño y desarrollo e implantación del proyecto.

Esquemáticamente, el proceso de análisis para definir la forma de inserción del país en una economía mundial de mercados dentro de la cual está la industria eléctrica es el siguiente:

Esquema 2

Proceso de análisis para el cambio estructural y la adaptación a la economía mundial de los distintos sectores económicos. Industria eléctrica

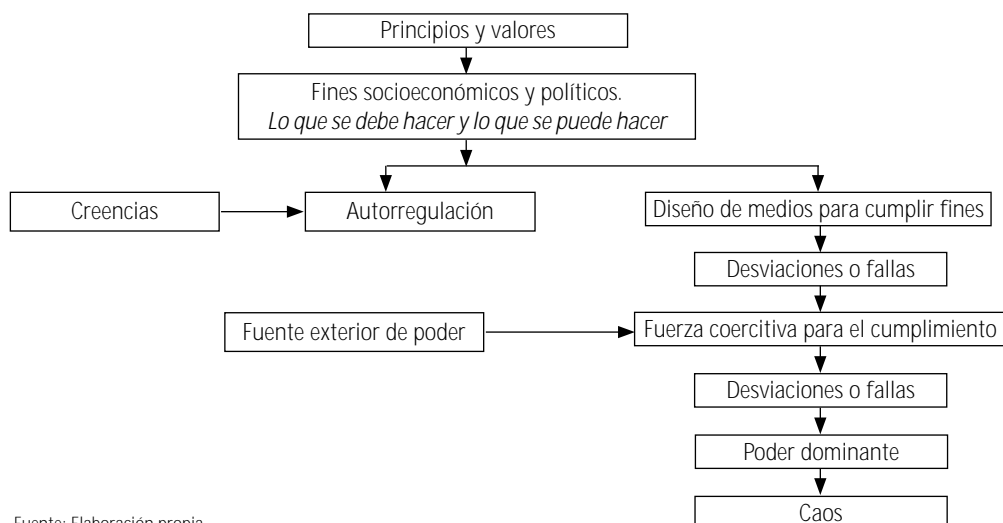


Fuente: Elaboración propia.

Así, una de las tareas pendientes es buscar opciones para lograr una reforma regulatoria de alcance específico a fin de aprovechar los beneficios de la renta energética. Los que estamos aquí intentamos explorar algunas de ellas. Es condición fundamental que la reforma regulatoria sea capaz de controlar el poder dominante o de mercado de los proveedores de los servicios en red: en este caso, la energía eléctrica. *Los medios se diseñan para cumplir los fines.*

Esquema 3

Proceso de regulación. Orígenes y consecuencias



Fuente: Elaboración propia.

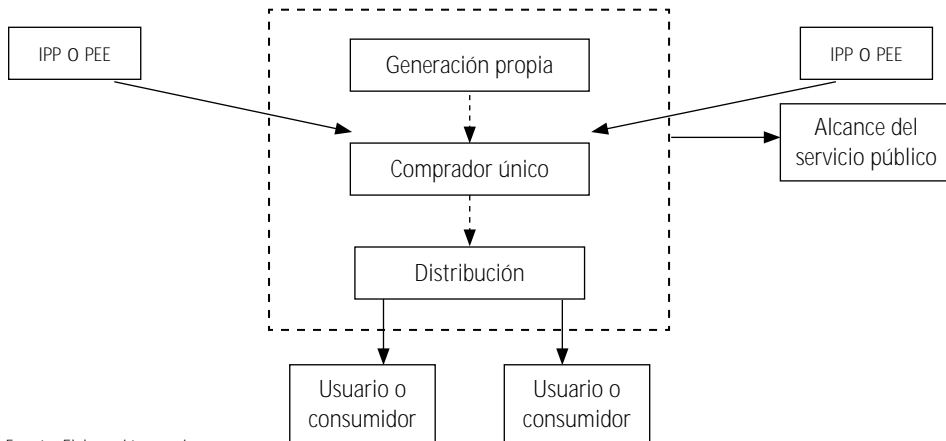
Al proponer un modelo de organización de la industria eléctrica con frecuencia se menciona que “en estos problemas económicos se requiere de una solución técnica sin interferencia política”. Éste es un razonamiento falaz. Se trata de una situación de carácter ético: qué debemos hacer, no sólo cómo se resuelve económicamente. No se trata de un aspecto técnico, sino ético. Yo no prefiero no consumir energía eléctrica por debajo de un límite necesario; si no la consumo es porque no puedo pagarla. *La necesidad no es preferencia*.

Propuesta

En la nueva configuración de la industria eléctrica mexicana, se propone, por lo dicho anteriormente, como conveniente el modelo de organización conocido como de comprador único

Esquema 4

Módulo esquemático del comprador único



Fuente: Elaboración propia.

El monopolio existente en México es el único autorizado para comprar potencia y energía de generadores independientes. Es una forma, hasta ahora efectiva, de atraer inversión privada al sector eléctrico. Se considera también el primer paso hacia la “liberación” del sector eléctrico. La característica definitiva es que los productores independientes sólo pueden vender a ese único comprador, que es el monopolista de la industria, y el único autorizado para vender electricidad a los diferentes consumidores finales.

En México los PEE venden al comprador único por medio de un contrato a largo plazo. La contratación se hace por subasta pública —o licitación— donde el ganador es el que ofrece el costo nivelado más bajo, utilizando los licitantes la misma tecnología, básicamente ciclos combinados con gas natural como combustible. El precio final varía con los costos-precios del combustible. Éste gene-

ralmente es suministrado por la CFE asumiendo el riesgo del precio. El PEE, en realidad, es un vendedor de capacidad, a un determinado costo de capital, y productor de energía a un costo variable donde el precio del combustible es el factor determinante del precio final. Ese precio es un componente de las tarifas que paga el consumidor.

Este es un modelo de organización industrial que contiene una porción competitiva en la generación, que acepta inversión privada. El riesgo total, sin embargo, recae en el monopolista que lo transmite al consumidor. Finalmente recaen en las finanzas públicas los pasivos contingentes de estos contratos y el riesgo cambiario que ello implica, ya que de facto se consideran como deuda pública.

La organización de la industria eléctrica mexicana podría basarse en un concepto regional, siempre y cuando se incentive y motive la eficiencia operativa —los menores costos y la inversión oportuna—, a semejanza de un mercado entre regiones. La conveniencia se encontraría en una aplicación empírico-ingenieril, ya que el concepto de despacho económico significa, de hecho, determinar el precio por subasta equilibrando la oferta con la demanda en un tiempo y lugar determinados. Es decir, existe en México un mercado en el que intervienen unidades generadoras y centros de carga conectados por una red. Las reglas del despacho son las del mercado virtual que ya funciona en el país y opera con sus costos marginales para efectos de la subasta. Con objeto de aumentar la eficiencia operativa se establecen reglas que impiden o minimizan las ineficiencias. No tiene importancia la propiedad, las mismas reglas se aplicarían al comprador único para que él mismo no ejerza poder de mercado. Se miden los costos de cada entidad y unidad física (de generación, de distribución y operación) para calcular los costos y tarifas en cada zona o región.

Se facilita, además, revisar y controlar el funcionamiento de la red tomando en cuenta los efectos —positivos y negativos— de la generación distribuida, la cogeneración y la generación con energía renovable en los costos de las redes de transmisión y distribución. De cualquier forma, se necesita conocer los costos de cada componente del sistema. Por ejemplo, los beneficios de la generación distribuida en la reducción de pérdidas de energía y los costos para alcanzar la demanda máxima desde la red de alto voltaje. O sea, la reducción de los costos variables y los fijos.

Los costos diferenciales de cada localidad sirven para decidir la inversión en capacidad adicional en el sistema de transmisión y distribución.

Lo que se intenta es aprovechar las ventajas de una reestructuración industrial y disminuir las desventajas. El “modelo mexicano” tendrá que tomar en cuenta lo que ha sucedido en otros países. Algunos resultados de las reformas se indican en diversos estudios empíricos y son del siguiente tenor:⁸

- El impacto de la inversión en el precio de mercado depende de la tecnología usada, es decir, del combustible primario utilizado para generar electricidad.
- La incertidumbre de los precios tiene una relación no lineal con la inversión.

⁸ Manuel L. Costa, An evolutionary analysis of investment in electricity markets, *mlcosta@fep.up.pt*, Faculdade de Economia do Porto, Portugal, y Fernando S. Oliveira, *fernando.oliveira@wbs.ac.uk*, Warwick Business School, 2005.

- La regulación es una condición necesaria para la confiabilidad.
- Los mercados están regulados dada la importancia vital de la electricidad en la economía y en la riqueza de las naciones, debido a la estructura oligopólica de los mercados eléctricos y la baja elasticidad de la demanda.
- Para ganar poder de mercado las empresas eléctricas recurren a las fusiones, adquisiciones y las inversiones. También les sirven para adaptarse al nuevo entorno.
- En general, la industria eléctrica actual se caracteriza por:
 - Precios inestables y volátiles.
 - Presencia de nuevos accionistas con diversos objetivos.
 - Incertidumbre regulatoria.
 - Información no transparente y limitada.
 - Enfoque hacia el incremento del valor para los accionistas.
- La opción regulatoria tiene un impacto importante en el valor para los accionistas, con las consecuencias que esto implica en el comportamiento del regulador por la presión ejercida hacia el beneficio de las empresas.
- Los riesgos más visibles son: la demanda, sus precios y la competencia.
- Los mercados eléctricos liberalizados tienden a ser escasos en capacidad, ya que los actores minimizan la inversión para incrementar precios y, debido a las bajas elasticidades, se producen rentas por “escasez”.
- El crecimiento de la infraestructura se ajustará a los requerimientos de electricidad con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos con los que cuenta cada país. Con esto se asegurará el suministro energético y el eléctrico en particular.

En general, la tendencia a la concentración de la industria eléctrica –incluso en mercados y economías maduras y desarrolladas como en Europa, en especial los de Francia y España– parece cuestionar la conveniencia de una descentralización como un método para beneficiar a los usuarios finales, ya que se replantea, implícitamente, si el abastecimiento eléctrico es un servicio público o es un negocio.

Los grupos privados y los ciudadanos se preguntan cómo se lograrían los resultados. El paso inicial consiste en una reestructuración administrativa:

El primer paso es la reestructuración tarifaria y la determinación de subsidios para ser pagados por el gobierno federal. Esto implica la medición de resultados y eficiencia de las unidades productivas: generadoras, demandantes y de transmisión de acuerdo con las reglas del despacho económico considerando los intercambios de balance en tiempo real con sus correspondientes precios marginales. Es decir, un mercado interno explícitamente definido.

Con esa medición “objetiva” se determina el origen de los recursos adicionales para la expansión del sistema de acuerdo con la proporción de la demanda y la fijación de “límites de seguridad” a la participación privada con la figura de PEE.

El instrumento regulatorio principal será el que garantice —el operador del sistema— que existen los suficientes incentivos para cumplir las reglas. El mecanismo debe lograr (obligada o libremente) que cada agente no encuentre ventaja al romper la regla del mecanismo y, principalmente, no representar mal sus verdaderas características.

Las previsiones son que a largo plazo —20 años— del costo total de generación a valor presente en México, que es de 55 400 millones de dólares a 10% anual de tasa de descuento, se requieren 9 500 mmd para cubrir los costos de capacidad, pero se requerirían 44 900 mmd para cubrir los costos de combustible y los costos variables de operación y mantenimiento. Así pues, a futuro el reto no es la inversión, sino los combustibles.

Como segundo paso para mejorar la eficiencia y la productividad de la industria eléctrica se tomarán en cuenta las siguientes condicionantes:

- Donde sea factible, que el consumidor tenga opciones para decidir cómo utiliza y cuánto le cuesta la energía eléctrica.
- Permitir que los consumidores puedan ajustar el uso de la energía eléctrica en función de los costos marginales horarios de la producción de energía.
- Minimizar los subsidios cruzados para que los precios cubran hasta el mayor nivel posible los costos del servicio recibido.
- Desarrollo del sistema eléctrico congruente con las expectativas de los usuarios del servicio.

La industria reestructurada podrá funcionar eficientemente si se cumplen las siguientes condiciones indispensables:⁹

- Una oferta de energía con costos variables incrementales de acuerdo con el aumento de la demanda, y la oferta necesaria para satisfacerla. O sea, asegurar primero la capacidad.
- Una demanda de energía que pueda variar y adaptarse a los cambios en el precio.
- Un mecanismo para llevar a cabo las transacciones de compraventa.
- Un comportamiento monopolista de la demanda y la oferta.

Para poner en marcha las primeras etapas del proyecto de reestructuración de la industria eléctrica, conviene recordar que el marco de referencia es el punto de partida. En el siguiente esquema se presentan los principales componentes a considerar.

⁹ Shuwepe, *Spot Pricing of Electricity*, Boston/Londres, Kluwer Academia Publishers, 1998, citado por A. Prieto p. 276... *op. cit.*

Esquema 5

Elementos de análisis y definición de un programa de reestructuración

Marco de referencia

Situación	Condicionantes
Situación vigente:	Mercado en expansión moderada. Inversión estatal y privada suficientes.
Mecanismo de transacción:	Transparente y verificable. Precios = costo marginal de la capacidad y la energía.
Demanda	Requerimientos futuros del crecimiento económico y de acuerdo con la disponibilidad del ingreso.
Transición:	El Estado transfiere recursos fiscales para pagar capacidad y energía a precios de oportunidad.
Situación previsible:	Uso persistente de recursos fiscales para pago de subsidios y absorción de riesgos laborales y pasivos contingentes.
Propuesta de reestructuración	Programa explícito de transición y reorganización para atraer inversión pública y privada.

Fuente: Elaboración propia.

La definición de los mecanismos de transacción y operación del sistema eléctrico constituyen los instrumentos para el aumento de la eficiencia. Esquemáticamente, pueden representarse así:

Esquema 6

Proceso de reestructuración de la industria eléctrica

Prioridades y condicionantes. Elementos para la definición de su alcance

Adecuación de la situación prevaleciente:	Estructura de la industria, tarifas, organización, marco jurídico e institucional.
Costos de transacción:	Los implicados en el mecanismo para realizar las transacciones de compraventa.
Costos del producto:	Generación, transmisión, distribución, comercialización y administración de la empresa eléctrica.
Operación del sistema:	Segura, estable y confiable.
Planeación del sistema:	Costos de capital para satisfacer el crecimiento pronosticado de la demanda en el largo plazo.
Estabilidad de la empresa:	Ingresos estables mediante tarifas equitativas sin subsidios cruzados.
Servicios al usuario:	Opciones diversas y su educación para lograr aceptación de reglas y respuestas a los precios variantes.
Comisión reguladora:	Definición y alcance de su intervención.
Industria:	Impacto en la industria de bienes de capital proveedora de bienes e insumos a las empresas eléctricas y a los consumidores.

Fuente: Elaboración propia.

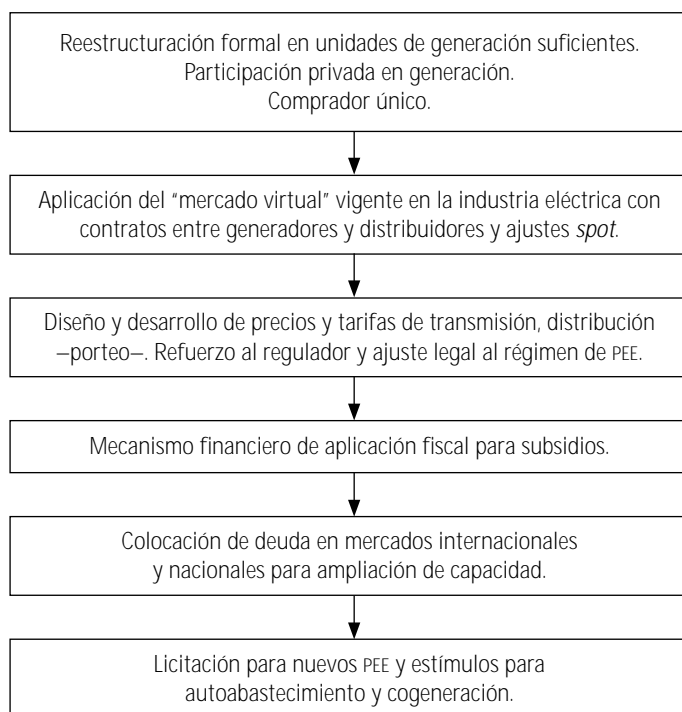
En la separación vertical de la industria eléctrica, los costos de transacción implícitos –por decisiones de inversión y mejor utilización de la capacidad existente– difícilmente serán mayores que los de una liberalización completa. Con el modelo propuesto se conservan las economías de la coordinación entre generación y transmisión y las ventajas de la participación privada previamente acotada.

La seguridad en el suministro de combustible a precios convenidos previamente es el punto clave para los nuevos proyectos de generación. Los precios resultantes serán traspasados al usuario. Si no los puede pagar... se requiere un subsidio, recurso fiscal del que no se dispone.

El servicio público puede seguir siendo prestado por el monopolio estatal, y pagar a los generadores el producto a su costo, traspasando el precio a las tarifas ajustadas y la diferencia siendo pagada por el fisco.

Esquema 7

Proceso para implantar el modelo de estructuración de la industria eléctrica



Fuente: elaboración propia.

Esta propuesta requiere una discusión y profundizar en los detalles a fin de evaluar las ventajas y las desventajas desde el punto de vista de los involucrados. Sirva ésta para propiciar la exploración de soluciones factibles al “problema eléctrico” en México.



Problemas asociados a la desigualdad de los sistemas eléctricos

*Jacinto Viqueira Landa**

Se han cumplido más de 10 años desde que se iniciaron los primeros programas de la llamada desregulación de la industria eléctrica en varios países y es posible realizar ya un balance de sus resultados.

Estas reformas, impulsadas por teóricos de las políticas económicas neoliberales, con una fe ciega en las virtudes de la competencia y del funcionamiento irrestricto del mercado, consistieron básicamente en romper la integración vertical de los sistemas eléctricos, que concentraba en una sola empresa, pública o privada, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en un territorio determinado, independizando con la desregulación esas funciones para introducir la competencia en la generación y la comercialización, manteniendo el concepto de monopolio natural para la transmisión y la distribución, pero abriendo el uso de esos sistemas a generadores y comercializadores mediante un pago por la utilización de las instalaciones.

En la *Revista Spectrum*, órgano del Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica de Estados Unidos, se ha publicado, en el número de diciembre de 2005, un artículo¹ que analiza el mal funcionamiento reciente de los sistemas eléctricos en varios países. Conviene reproducir algunos párrafos.

Puede afirmarse que los sistemas más complejos y más estrechamente acoplados construidos para uso en la vida diaria son los constituidos por las redes eléctricas interconectadas, por su naturaleza vulnerables a accidentes. Cuando esos accidentes son numerosos deben verse como un síntoma de diseño y gestión inadecuados.

[...] Parte de la culpa por la enfermedades de la red eléctrica pueden atribuirse a la desregulación de la industria eléctrica. La restructuración de las empresas ha conducido a la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, poniendo la coordinación de los sistemas en manos de entidades llamadas Operadoras del Sistema Independientes y Organizaciones Regionales de Transmisión.

La desregulación se equivocó, sin embargo, al liberar sólo el precio de la energía, mientras se continuaba fijando el precio que una empresa podía cargar por el uso de su infraestructura de transmisión. Al inci-

* Facultad de Ingeniería de la UNAM.

¹ V. Madami y D. Novosel, "Getting a Grip on the Grid", *Revista Spectrum*, diciembre de 2005.

tar a las empresas a negociar grandes cantidades de potencia eléctrica sobre grandes distancias y a construir nuevos generadores, se incrementó la demanda sobre los sistemas de transmisión pero se hizo muy poco en cuanto a ampliar la red para manejar los mayores flujos de energía.

La capacidad de conducción no se adecuó con las necesidades, ya que las empresas eléctricas carecieron de medios para recuperar las inversiones en la expansión de la red. El riesgo de fallas de la red por accidentes normales se incrementó en consecuencia.

El artículo cita una serie de disturbios recientes en las redes eléctricas de varios países, como el ocurrido en 2003 en el noreste de Norteamérica que afectó a 50 millones de personas en Estados Unidos y Canadá y en el mismo año en Chile con 15 millones de afectados, en Italia afectando a 56 millones y en Suecia afectando a cuatro millones; y al año siguiente en Grecia con tres millones de afectados.

No parece que las medidas adoptadas en Estados Unidos para reducir la frecuencia y el impacto de fallas masivas de la red eléctrica sean suficientes para alcanzar ese objetivo. La legislación aprobada en 2005 en Estados Unidos le otorga al North American Electric Reliability Council (NERC) la autoridad para imponer reglas de confiabilidad y regulaciones, con la capacidad para penalizar a las compañías que no las cumplan.

Los problemas de la llamada desregulación (que se ha ido convirtiendo en re-regulación, para tratar de hacer frente al mal funcionamiento de los mercados eléctricos) se deben a que los economistas y los abogados que la promovieron ignoraron principios básicos del funcionamiento de los sistemas eléctricos.

En los sistemas eléctricos de corriente alterna (que son los que han prevalecido) se genera un producto, la energía eléctrica, que no puede almacenarse en cantidades significativas en forma económica y en los que, por lo tanto, la oferta de energía eléctrica tiene que ajustarse instantáneamente y permanentemente a la demanda de los consumidores, la cual varía considerablemente a lo largo del día en función de las actividades de la sociedad y a lo largo del año, debido a los cambios de las estaciones; esta demanda no es elástica a corto plazo y eso permite manipular el mercado eléctrico restringiendo artificialmente la oferta con distintos pretextos, como la supuesta indisponibilidad de unidades generadoras, como ocurrió en la crisis eléctrica del estado de California, en Estados Unidos. Estas maniobras se facilitan porque en un sistema desregulado, en el que se ha abierto a la competencia la generación, los distintos participantes no tienen ningún interés ni estímulo para mantener una reserva de generación adecuada y la experiencia de estos más de 10 años muestra que la capacidad de generación de reserva ha disminuido a niveles peligrosos en los sistemas desregulados.

Por otra parte, en los sistemas eléctricos de corriente alterna hay que suministrar la potencia reactiva que demandan los aparatos de los consumidores y los mismos elementos del sistema, debido a la presencia de inductancias y capacitancias y al cambio de polaridad de la corriente alterna. El suministro permanente de esta potencia reactiva es la condición para mantener el voltaje en los distintos puntos del sistema a su valor correcto, que permita un buen funcionamiento de los aparatos

eléctricos. La falta de suministro suficiente de potencia reactiva produce la disminución del voltaje y puede conducir al colapso del suministro eléctrico, como ocurrió finalmente en el gran disturbio en el noreste de Norteamérica en agosto de 2003.

Por lo tanto, los sistemas eléctricos deben concebirse, realizarse y operarse como sistemas integrados verticalmente, en los que están estrechamente relacionadas las funciones de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

En cambio puede aceptarse una mayor flexibilidad en la integración horizontal, para evitar que un solo organismo abarque un territorio demasiado extenso, que dificulte la supervisión del funcionamiento correcto del sistema. Es posible tener, como ocurre en Europa, varios sistemas interconectados pero de manera que cada uno haga frente a las variaciones de carga en su territorio, manteniendo los intercambios de energía eléctrica con los otros sistemas a su valor programado.

En México, donde afortunadamente no hubo mayoría en el Congreso de la Unión para aprobar las reformas a la industria eléctrica promovidas por los organismos financieros internacionales, reformas que habrían entregado a empresas extranjeras la parte más rentable de la industria, podemos utilizar esta experiencia de más de 10 años de la llamada desregulación para evitar la desintegración de los sistemas eléctricos y las consecuencias catastróficas que se han producido en otros países.



Séptima sección
Fuentes alternas de energía



Las fuentes renovables de energía en México: obstáculos y perspectivas

Roberto Best y Brown, Rubén Dorantes Rodríguez** y Claudio Estrada Gasca**

Uno de los pilares fundamentales para la sustentación actual de nuestras sociedades radica, indudablemente, en la disponibilidad energética de cada individuo, de cada comunidad y de cada país. También es cierto que, en la actualidad, uno de los energéticos que marca una diferencia importante entre sociedades pobres y sociedades ricas es la disponibilidad de la energía eléctrica, mientras más disponible es este recurso mayor es la calidad de vida de la población.

Las sociedades actuales necesitan grandes cantidades de energía todos los días y son tan diversas las actividades que se desarrollan con ésta, que son pocos los que se detienen a reflexionar acerca de su origen y de la enorme cantidad de procesos de transformación y conversión que hay detrás de cada uso de la energía. Por lo tanto, en general, nuestras sociedades no están preocupadas por saber de dónde viene la energía sino más bien por disponer de ésta en forma permanente y en todo lugar.

En nuestro país, desde mediados del siglo xx los gobiernos que hemos tenido emprendieron la gran labor de fomentar un creciente desarrollo económico en diversas áreas y desde luego construyendo las grandes instalaciones energéticas que se requerían para la fabricación de combustibles derivados del petróleo y para crear las plantas eléctricas necesarias que demandaba el elevado crecimiento económico y demográfico.

En las primeras etapas nuestro país tuvo la inminente necesidad de contar con enormes recursos económicos que requería este desarrollo, recursos económicos que no se tenían, para lo cual se comenzó con la extraordinaria aventura, hoy casi "deporte nacional" de pedir los recursos monetarios requeridos, principalmente de nuestros vecinos del norte.

Desafortunadamente, en los inicios de la década de los cincuenta la importación de recursos no sólo se destinó al ámbito económico, sino también a los ámbitos industrial, agrícola y energético.

Nuestro país emprendió la gran tarea de desarrollarse, desde luego con muchas limitaciones, pero con la enorme obligación de ir solucionando grandes rezagos existentes, como producir alimentos suficientes, construir sistemas de agua potable y de riego, proporcionar servicios en las ciudades

* Centro de Investigación en Energía, UNAM.

** Departamento de Energía, UAM-Azcapotzalco. Correos electrónicos: rbb@cie.unam.mx; rjdr@correo.azc.uam.mx; cestrada@cie.unam.mx

más importantes, crear empleos y desarrollar la pequeña industria energética existente, pilar importante de esta gran empresa.

Los dos enormes retos de esta industria energética estaban bien identificados: construir grandes plantas generadoras de energía eléctrica y grandes refinerías de petróleo, así como los sistemas necesarios para su transformación y su distribución entre la población.

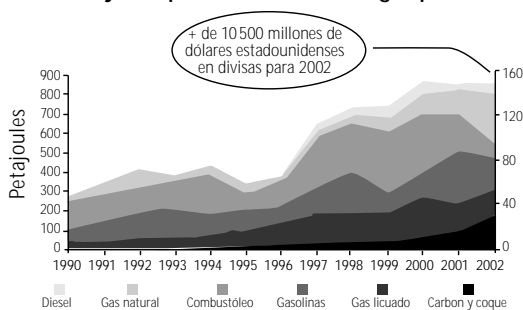
A mediados del siglo pasado nuestro país tuvo un desarrollo sin precedentes por el gran entusiasmo, talento y compromiso asumido para crecer a ritmos impresionantes entre la década de los cincuenta a la de los setenta. Desde el punto de vista del desarrollo tecnológico, aplicado en áreas estratégicas, como la industria, el campo, la energía, caminos, etc., mostró un dinamismo impresionante. Se asimilaron rápidamente las tecnologías provenientes del exterior y de hecho comenzaron a fabricarse en México a un ritmo muy importante. En estas décadas el crecimiento de nuestra infraestructura energética en plantas eléctricas, refinerías, redes, etc., estuvo a la altura de la demanda de la sociedad, al mismo tiempo que también se formaban con éxito los profesionistas requeridos para satisfacer la gran necesidad de capital humano en las grandes obras que se desarrollaron. Asimismo, se contó con los recursos financieros, pero teniendo buen control de las finanzas públicas, al no disparar la inflación, no "hacer funcionar la maquina del dinero", y no hacer crecer la deuda exterior, ni la interior.

Sin embargo, a partir de la década de los setenta y debido al descubrimiento de muy importantes yacimientos de petróleo en el sureste, nuestro país ha venido desarrollando una estrategia de excesiva confianza y dependencia del petróleo, además de considerarlo "casi inagotable".

Muy poco se ha hecho por diversificar las fuentes de energía primaria, cuya dependencia es mayor al 90%, como se muestra en la figura 1, según datos de la Sener. Sin embargo, a pesar de esta riqueza petrolera, México no ha desarrollado la infraestructura secundaria requerida y por lo tanto tenemos la necesidad de importar energéticos secundarios, lo que implica una cantidad muy importante de divisas que se van al exterior y que además vulnera nuestra seguridad energética, como se muestra en la figura 2.

Figura 1

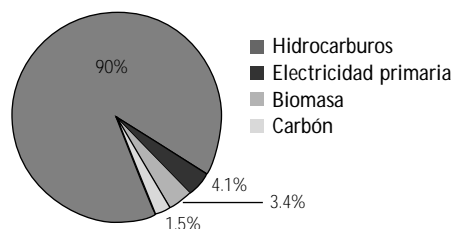
Porcentaje de producción de energía primaria



Fuente: Sener, 2004²

Figura 2.

Importación de energéticos secundarios



Fuente: Sener, 2005¹

¹ Key World Energy Statistics 2005, International Energy Agency.

² Renewables in global energy supply 2005, International Energy Agency.

Esta situación lejos de solucionarse en los inicios de este siglo se ha venido complicando y ahora estamos ante grandes indefiniciones para saber hacia adónde debe ir el desarrollo de nuestro sistema energético; sin embargo, un hecho irrefutable es que esta indecisión está definiendo el rumbo que estamos tomando.

También es un hecho incuestionable que los recursos petroleros se están agotando, aunque nadie sabe con precisión cuánto tiempo más podremos mantener nuestro actual ritmo de producción petrolera.

Lamentablemente no estamos aprovechando la actual coyuntura de precios elevados del petróleo para ir construyendo la infraestructura necesaria y transitar hacia un nuevo modelo de desarrollo económico y energético, menos dependiente de los recursos fósiles no renovables y sustentado en recursos energéticos renovables, de los cuales México tiene en abundancia.

No son pocas las razones que invitan a transitar hacia este nuevo modelo de desarrollo; desde luego está el hecho de que en poco tiempo la declinación de nuestra producción petrolera será un hecho incuestionable, pero además se imponen nuevos modelos de desarrollo industrial, agrícola y energético que implican una gran necesidad de abandonar la centralización en la generación de recursos y privilegiar la generación dispersa o distribuida en todos sentidos.

Las razones son poderosas; no sólo los gigantescos sistemas centralizados son ineficientes sino que demandan ilimitados recursos naturales que escasean de manera alarmante, por ejemplo el agua. Seguir sosteniendo un desarrollo económico y energético basado en el consumo desmedido de agua es irracional e insostenible. En cambio, pensar en un desarrollo económico y energético basado en la idea de producir agua y energía, o dicho de otra manera, “cosechar” energía y agua, parece ser mucho más racional y sustentable.

Por otra parte, nuestro sistema energético provoca grandes problemas de contaminación ambiental y en particular de producción de gases de efecto invernadero, como el CO₂, los cuales inciden en el denominado cambio climático en los ámbitos nacional y mundial. Por lo tanto, un nuevo rumbo de nuestro sistema energético debe transitar hacia un modelo que permita reducir drásticamente la producción de estos gases directa e indirectamente.

Este nuevo sistema de desarrollo también debe privilegiar la generación de riqueza y de empleo en todo el país, particularmente en ciudades pequeñas y en el medio rural, aspectos que son de suma importancia para amortiguar el gigantismo de nuestras principales ciudades. Por lo tanto debemos propiciar la mejor distribución de la población y buscar que las personas no emigren hacia los grandes centros urbanos.

Finalmente, este nuevo sistema de desarrollo económico y en particular el energético debe generar tecnología propia que impida la dependencia tecnológica del exterior, dado que está demostrado que una de las estrategias de los países más exitosos económicamente, ha sido la del desarrollo de su propia tecnología y desde luego de la formación de sus propios recursos humanos.

Es posible obtener este conjunto de exigencias si pensamos en la transición hacia un modelo de desarrollo basado más en energías renovables que en no renovables; de hecho la lección que debemos aprender de los países que no tienen recursos petroleros estriba en diversificar las fuentes renovables y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles.

La energía solar y sus diversas manifestaciones como energía renovable³

La energía solar se manifiesta de diversas formas y su aplicación ha sido fundamental para el desarrollo de la humanidad. A estas formas se les conoce como energías renovables, ya que son formas de energía que se van renovando o rehaciendo con el tiempo o que son tan abundantes en la tierra, que perdurarán por cientos o miles de años, las usemos o no.

Energía solar directa

La energía solar que recibe nuestro planeta es resultado de un proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el interior del Sol. De toda la energía que produce ese proceso nuestro planeta recibe menos de una milmillonésima parte. Esa energía, que en ocho minutos recorre los más de 145 millones de kilómetros que separan al Sol de la Tierra resulta, sin embargo, una cantidad enorme en proporción al tamaño de nuestro planeta.

La energía solar se manifiesta en un espectro que se compone de radiación ultravioleta, visible e infrarroja. Al llegar a la Tierra, pierde primero su parte ultravioleta, que es absorbida por una capa de ozono que está ubicada en el límite superior de la atmósfera. En la atmósfera, la parte infrarroja se pierde ya sea por dispersión al reflejarse en las partículas que en ella se presentan o al llegar a las nubes, que son capaces de reflejar hasta 80% de la radiación solar que a ellas llega. El resto llega a la superficie, directa o indirectamente como reflejo de las nubes y partículas en la atmósfera. La radiación solar que llega a la superficie terrestre se puede transformar directamente en electricidad o calor. El calor, a su vez, puede ser utilizado como energía térmica para el calentamiento de fluidos o para producir vapor y generar electricidad.

Sistemas fotovoltaicos

Las celdas fotovoltaicas son placas fabricadas de silicio principalmente. Cuando al silicio se le añaden cantidades relativamente pequeñas de ciertos materiales con características muy particulares, obtiene propiedades eléctricas únicas en presencia de luz solar: los electrones son excitados por los fotones asociados a la luz y se mueven a través del silicio produciendo una corriente eléctrica; este efecto es conocido como fotovoltaico. La eficiencia de conversión de estos sistemas es de alrededor de 15%, por lo que un metro cuadrado puede proveer 150 watts eléctricos, potencia suficiente para

³ *Balance Nacional de Energía 2003, Secretaría de Energía.*

operar un televisor mediano. Las celdas fotovoltaicas, para poder proveer de energía eléctrica en las noches, requieren de baterías donde se acumula la energía eléctrica generada durante el día, lo cual encarece su aplicación. Sin embargo, en la actualidad se están desarrollando sistemas fotovoltaicos conectados directamente a la red eléctrica, evitando así el uso de baterías, por lo que la energía que generan se usa de inmediato por el propio usuario que la genera, con la posibilidad de vender los excedentes de electricidad a las compañías generadoras.

Sistemas solares térmicos

Los sistemas solares térmicos pueden clasificarse en planos o de concentración o enfoque. Los sistemas solares planos, o colectores solares planos, son dispositivos que se calientan al ser expuestos a la radiación solar y que transmiten el calor a un fluido. Con el colector solar plano se pueden calentar fluidos a temperaturas de hasta 200 °C (para el caso de sistemas de tubos evacuados) pero, en general, se aprovecha para calentar hasta los 75 °C.

Los sistemas solares de concentración o enfoque son aquellos que funcionan concentrando la radiación solar directa en un área focal, pudiéndose ubicar ésta alrededor de un punto o a lo largo de una línea. Este conjunto de dispositivos requiere de procedimientos o mecanismos de seguimiento, ya que la línea de incidencia varía durante el día y durante el año. Estos sistemas pueden lograr temperaturas de varios centenares de grados centígrados y en casos especiales hasta miles de grados.

Energía del viento o eólica

Los vientos ocurren por diferencias de presión generadas por un calentamiento no uniforme de la atmósfera terrestre, desplazándose grandes masas de aire de las zonas de alta presión a las de baja. Aproximadamente el 2% del calor del Sol que llega a la Tierra se convierte en viento, pero sólo una fracción muy pequeña puede ser aprovechada, ya que buena parte de estos vientos ocurre a grandes alturas o sobre los océanos, mar adentro. Además, se requieren condiciones de intensidad y regularidad en el régimen de vientos para poder aprovecharlos. Se considera que sólo son aprovechables vientos con velocidades promedio entre cinco y 12.5 metros por segundo. El viento contiene energía cinética (de las masas de aire en movimiento) que puede convertirse en energía mecánica o eléctrica por medio de aeroturbinas, las cuales se componen por un arreglo de aspas, generador y torre, principalmente. Las aeroturbinas se clasifican, por la posición de su eje, en horizontales y verticales. De manera muy general, con un aerogenerador cuyas aspas tengan un diámetro de 40 metros y sujeto a vientos con velocidad promedio de ocho metros por segundo, se pueden tener 600 kW eléctricos de capacidad, lo cual es suficiente para proveer de electricidad a un conjunto habitacional de 200 departamentos.

Energía hidráulica

La energía que llega del Sol da lugar, entre otros fenómenos, a la evaporación del agua contenida sobre su superficie, principalmente en los océanos. Esta humedad se acumula en nubes que viajan

largas distancias y se deposita en forma de lluvia sobre montañas, muchas alejadas del mar. El agua, acumulada en corrientes y por gravedad, busca de nuevo el mar, formando ríos. Este caudal, que se puede manifestar en grandes caídas o en muchas corrientes, es la fuente de la energía hidroeléctrica. En muchos casos, esta energía se deposita en forma potencial en embalses y se transforma en energía aprovechable al desplazarse hacia niveles inferiores. El agua en movimiento empuja dispositivos giratorios que la convierten en energía mecánica, o para mover generadores de electricidad. Por ejemplo, para lograr una capacidad de 3 000 kW, que es suficiente para abastecer, por ejemplo, 1 000 departamentos, se requiere tener una caída de agua de 100 metros con un gasto de tres metros cúbicos por segundo. Esto se logra ampliamente en cualquier zona montañosa del planeta con un régimen regular de lluvias.

Biomasa

Las plantas acumulan energía a través de la fotosíntesis en la que, alimentadas por la energía solar, separan las moléculas de bióxido de carbono, acumulando el carbono en forma de hidrocarburos y soltando el oxígeno. La eficiencia de conversión de energía solar en energía almacenada en forma de materia orgánica (a través de la fotosíntesis) es muy baja, estimándose su límite máximo en cerca de 3%, aunque algunas especies forestales en explotación comercial alcanzan eficiencias de conversión de hasta 1%.

Leña

La forma más común de biocombustibles sólidos es la leña, que aún en la actualidad cubre casi 50% de las necesidades energéticas en los países en vías de desarrollo. El carbón vegetal es otra forma de biocombustible sólido, así como las briquetas y los lechos artificiales que se fabrican aglomerando y comprimiendo astillas y pajas. También los residuos de las cosechas de granos, trátase de tallos y pajas de trigo, arroz, maíz, etc., se pueden aprovechar para hacer funcionar pequeñas centrales eléctricas.

Todavía es tan importante el uso de la leña como energético, que existen plantaciones de árboles de rápido crecimiento, como el eucalipto o las acacias, que se denominan plantaciones energéticas, cuyo propósito es producir leña para combustible. Como referencia al potencial de la biomasa, un metro cúbico de leña es suficiente para permitir que cinco personas tengan suficiente energía para calentar agua para 108 baños de 15 minutos cada uno.

Fermentación

Los procesos de fermentación de alcohol y su destilación son conocidos y empleados por las sociedades humanas desde la antigüedad para la producción de vinos y aguardientes. A través de este proceso es posible obtener etanol, un alcohol que se emplea actualmente como combustible en la sustitución de la gasolina o mezclado con ella, y como insumo en la obtención de productos químicos

(vitaminas, antibióticos, solventes y otros). La caña de azúcar, el sorgo dulce, las frutas y la remolacha son los cultivos más fácilmente convertibles en etanol; los azúcares base de la fermentación se obtienen con pretratamientos suaves tales como prensado, corte o lavado de los cultivos. Los procesos de fermentación tienen una eficiencia de conversión muy alta, ligeramente superior al 85%. El uso intensivo del etanol se sustenta en su capacidad para sustituir a la gasolina y en su utilidad como componente oxigenante de la gasolina y antidetonante pues se emplea principalmente de dos maneras: 1) En vehículos de gasolina (90% gasolina y 10% etanol en volumen) gasoil, esto se practica sin ninguna modificación al motor, y 2) Etanol como sustituto de la gasolina. Una mezcla de 85% de etanol y 15% de gasolina (E85) es un combustible viable para vehículos ligeros, que pueden operar con cualquier proporción de etanol mezclado con gasolina, teniendo como límite 85%. Algunos autobuses y camiones, con la adecuada modificación a sus motores diésel, pueden operar con etanol casi puro. Un ejemplo de la aplicación del etanol lo encontramos en Brasil, donde gran parte de los automóviles queman este biocombustible mezclado con gasolina en una proporción de 60 y 40% respectivamente.

Biometanación

En el proceso de biometanación, desperdicios orgánicos o biomasa con alto contenido de humedad alimentan a un recipiente llamado digestor biológico. Por la acción de microorganismos adecuados, la materia orgánica se transforma en biogás (una mezcla de bióxido de carbono y metano esencialmente), que puede aprovecharse como combustible, produciéndose además lodos residuales empleables como mejoradores de suelos o fertilizantes.

Biogás de los rellenos sanitarios

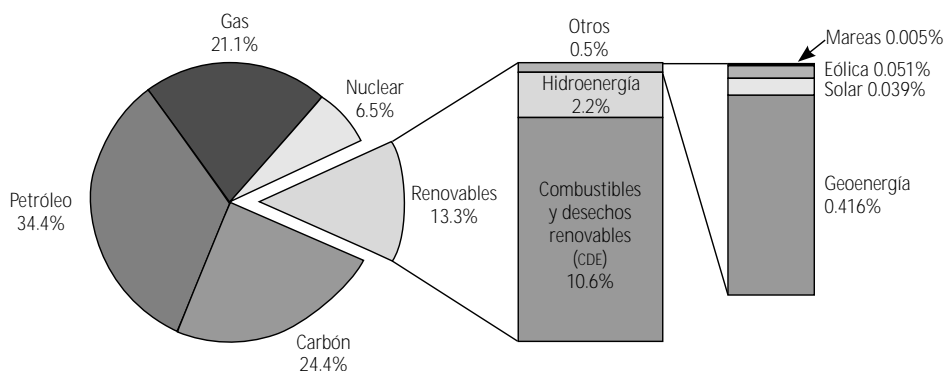
El biogás también se produce en rellenos sanitarios, que contienen gran proporción de desechos orgánicos húmedos, y en donde existen las condiciones adecuadas para que proliferen las bacterias anaerobias que al digerir esos desechos producen el metano y el bióxido de carbono en el interior del relleno. Por ejemplo, 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 para operar durante 10 años.

Situación actual de las energías renovables

En 2003 las energías renovables (ER) contribuyeron con 13.3% a satisfacer las necesidades energéticas primarias en el mundo (figura 3) y su incremento se eleva año con año, como se puede apreciar en la figura 4, donde la energía eólica tiene una participación sumamente importante en la generación de energía eléctrica.

Figura 3

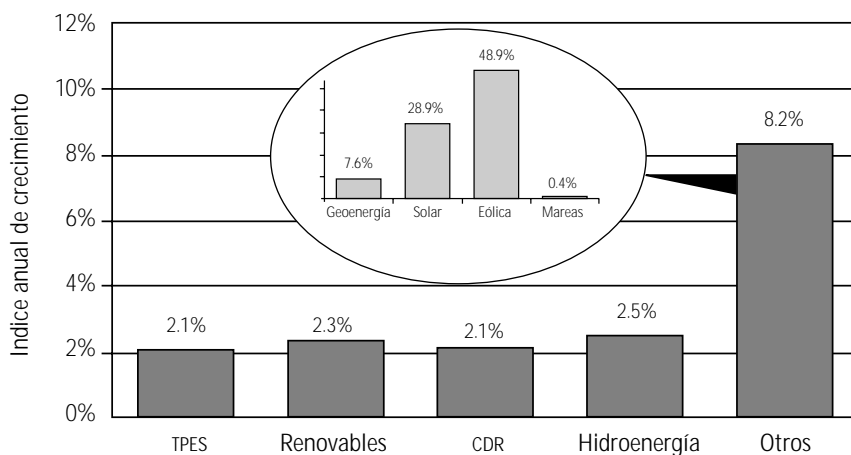
Utilización de las energías renovables en 2003 de manera alterna a las fuentes primarias de energía en el mundo



Fuente: Key world Energy Statics, IEA, 2005.

Figura 4

Porcentaje anual de crecimiento de las energías renovables en el mundo (1971-2003)



Fuente: Renewables in Global Energy Supply, IEA, 2005.

Este porcentaje se ha incrementado debido a dos razones principales:

- Preocupación por el cambio climático.
- Preocupación por el decremento en las reservas de las combustibles fósiles (o por su incremento de precio se acabó el petróleo barato).

Desde hace más de 30 años se han venido mostrando y demostrando las bondades, beneficios y oportunidades tecnológicas que se tendrían al emprender un viraje del caduco modelo energético hacia un nuevo y mejor modelo sustentado en una mayor diversificación energética y en la única posibilidad existente, todavía, de desarrollar las tecnologías renovables o de integrar tecnología nacional en sus procesos de fabricación.

Las energías renovables (ER) ofrecen más que energía: reducen los riesgos de la volatilidad de precios de los hidrocarburos, contribuyen a la seguridad energética, mitigan el cambio climático, reducen los impactos locales en el medio ambiente y la salud, promueven el desarrollo regional y crean empleos. Sin embargo, los mercados por sí solos rara vez toman en cuenta el valor de estos beneficios no energéticos (externalidades), e incluso las ventajas económicas más tangibles, como la reducción de riesgos, no se consideran en las evaluaciones financieras de los proyectos. Para que los países puedan aprovechar a gran escala sus propios recursos naturales, es necesario valorar estos beneficios no energéticos.

Esto es lo que decía el folleto de promoción del Foro Internacional de Políticas Públicas para Energías Renovables en Conexión con la Red Eléctrica “Más que energía”, ciudad de México, realizado del 1 al 3 de febrero de 2006.

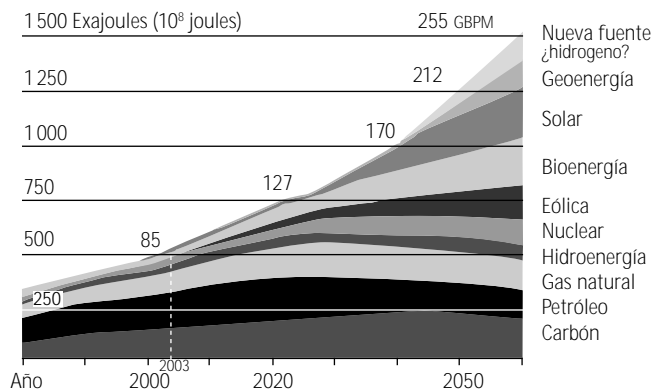
En algunos países el desarrollo de las ER es impresionante: España, Alemania y Dinamarca presentan planes de desarrollo a largo plazo que plantean porcentajes de participación del 20% en el consumo final para el año 2020. En Alemania la nueva coalición en el gobierno mantiene la posición de abandonar la energía nuclear además de fomentar las ER, principalmente la energía eólica.

El mundo se mueve hacia un mayor uso de ER y las perspectivas mundiales de uso de fuentes primarias de energía indican que en el año 2050 el mundo dependerá más de fuentes renovables que de no renovables, como se ilustra en la figura 5.

Figura 5

Escenario posible hasta el año 2060 de uso mundial de energía primaria

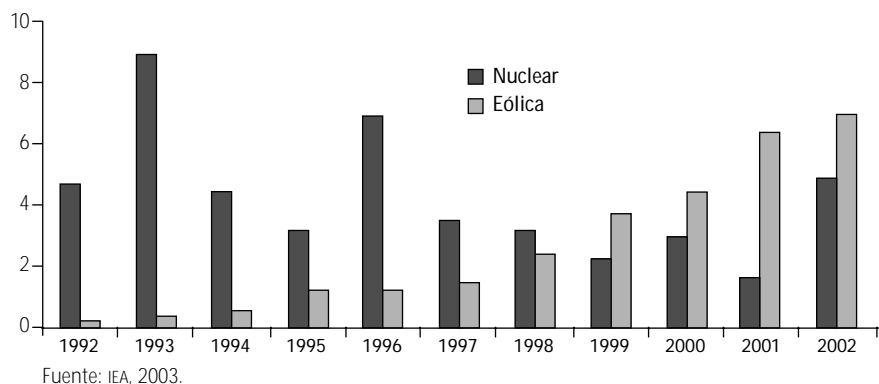
Las siglas GBPM significan gigabarriles de petróleo equivalente, que es una unidad de energía



Fuente: Shell International Limited, 2003, y elaboración propia.

Figura 6

Crecimiento comparativo de la generación nuclear vs la energía eólica en Alemania en gigawatts



Sin lugar a dudas, una de las industrias que mayor crecimiento ha registrado en la última década es la eoloelectrónica. Por ejemplo, en 2004, se instalaron 8 154 MW de potencia eólica en el mundo, llegando al total de 50 000 MW, generando 100 TWh y empleando a 100 000 personas. (Datos de GWEC en el foro en febrero de 2006).

En Alemania, de hecho, desde 1999 la energía eólica ha superado a la nuclear para la generación de energía eléctrica, como se aprecia en la figura 6.

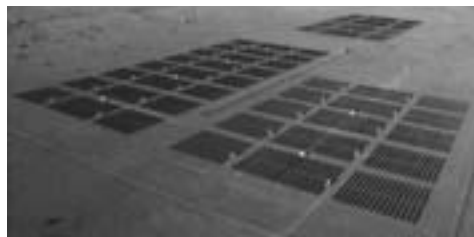
En México se tenían instalados en 2004, con energía eólica para la generación eléctrica, 1.5 MW en La Ventosa, 2 MW en la zona sur-sureste y un MW en la zona noreste, generando 6 GWh al año.⁴ Está en proceso de construcción, por parte de la CFE, el proyecto La Venta II con 83 MW que entrará en operación en octubre de 2006. A través de la modalidad de productor independiente la Sener planea tener 505 MW para el año 2014. Existen siete permisos otorgados por la CRE para proyectos privados de autoabastecimiento con energía eólica, que aportarán en los próximos años 950 MW (*Energías renovables para el desarrollo sustentable de México 2006*, Sener /GTZ).

En el estado de California, de EUA, después de años de no tener avances importantes en ER, ahora con base en contratos a largo plazo de 10 años o más, han tenido gran éxito, además de poner a competir a las renovables por el subsidio sobre el precio el costo, evitado a largo plazo el gas natural. En un año se han aprobado contratos por 3 000 MW, y desde octubre de 2005 se han aprobado otros 2 500 MW (figura 7). En este sentido es importante mencionar que no se han requerido subsidios públicos, el costo actual del gas natural hace que las energías renovables se vean baratas (California Clean Energy Fund).

Desde el punto de vista de costos de inversión y generación de la energía eléctrica, en el cuadro 1 se muestra cómo las tecnologías renovables tienen costos de inversión y producción muy abordables,

⁴ Balance Nacional de Energía 2004, Secretaría de Energía.

Figura 7

Planta solar fotovoltaica de 5.1 MW en Springerville EUA

Fuente: Tucson Electric Power

cercanos a los costos con tecnologías no renovables; y en el caso de las plantas eoloelectricas, minihidroelectricas y termoelectricas con biomasa los costos de la energía eléctrica llegan a ser menores que con plantas convencionales (aun en el caso de la fotovoltaica). Esto sin tomar en cuenta los precios actuales y futuros de los combustibles fósiles y desde luego sin considerar los costos asociados a las externalidades, es decir, a la reparación de los daños provocados al medio ambiente por el proceso de transformación de combustibles fósiles en energía eléctrica. Por ejemplo, un estudio reciente auspiciado por la CEPAL y la Semarnat⁵ estimó en más de seis pesos mexicanos el costo adicional que tendría cada kilowatt-hora, considerando las externalidades de las plantas termoelectricas mexicanas.

Este valor, evidentemente muy alto, anularía el argumento favorito de la CFE según el cual la generación eléctrica actual cumple con la ley del servicio público al ser la energía eléctrica más económica en su producción, desde luego sin tomar en cuenta las externalidades mencionadas.

Cuadro 1

Costos de inversión y de generación eléctrica de varias tecnologías renovables

Tecnología	Inversión llave en mano (dólares estadounidenses/kW)	Costo por kWh (dólares estadounidenses/kWh)
Eólica	1 100 a 1 700	0.05 a 0.13
Fotovoltaica	5 000 a 10 000	0.25 a 1.25
Minihidroelectricidad	1 200 a 3 000	0.04 a 0.10
Biomasa	900 a 3 000	0.05 a 0.15
Solar térmico	3 000 a 4 000	0.12 a 0.18

Fuente: World Energy Assessment, United Nations, Development Programme, 2000 y Odón de Buen.

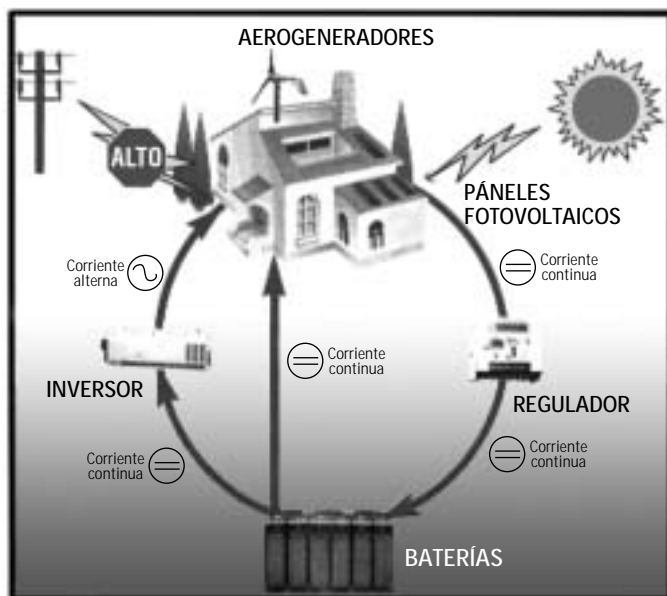
Considerando estos costos de inversión y de generación eléctrica, la posibilidad de que las edificaciones puedan generar su propia energía eléctrica, o al menos una buena parte de ésta, e inclusive poder vender a la CFE y a LFC la energía eléctrica producida empleando tecnologías renovables, es un

⁵ Evaluación de las externalidades ambientales de la generación termoelectrica en México, cepal-Semarnat, 22 de noviembre de 2004 www.semarnat.gob.mx.

hecho real y de gran viabilidad, lo que podría constituir uno de los elementos fundamentales de la llamada generación distribuida, donde el usuario pasa de consumidor a productor de energía eléctrica, logrando así evitar el crecimiento desmedido de las centrales eléctricas y desde luego evitando la necesidad de consumir combustibles no renovables (figura 8). Bajo un esquema de este tipo, el consumidor y el usuario, ahora productor, esta estrategia no sólo le permitiría pasar de un papel pasivo a uno activo, sino que además le permitiría diversificar las tecnologías de generación eléctrica e implantar programas de ahorro y uso eficiente de energía para optimizar su sistema de generación eléctrica. Esta actitud puede propiciar un usuario más consciente del valor de los energéticos, que entienda mejor la dificultad de generar la electricidad y la necesidad de disminuir los impactos ambientales con la generación de este energético.

Figura 8

Esquema de la generación distribuida en el caso de casas habitación generadoras de su propia energía eléctrica empleando paneles fotovoltaicos y aerogeneradores eléctricos



Aunque nuestro “viejo” sistema energético nacional se resiste a adoptar nuevos esquemas de generación, transformación y distribución de los energéticos, el uso de las energías renovables es toda una realidad desde hace más de 30 años, y año con año se multiplican los proyectos de aplicación de estas tecnologías, a pesar del escaso apoyo gubernamental que se les da y con la incertidumbre que brindan las leyes mexicanas, creadas en un contexto de generación con fuentes no renovables de energía.

Situación actual del uso de las energías renovables en México

El cuadro 2 muestra la evolución del uso de algunas de las tecnologías renovables en México, como son el calentamiento solar de agua, la generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos y el bombeo de agua con aerogeneradores (también llamados papalotes), lo que permite afirmar que México posee una larga experiencia acumulada en el desarrollo de estos proyectos, y que además va desarrollando normas técnicas para el mejor uso y aplicación de varias tecnologías renovables.

Cuadro 2

Evolución del uso de algunas tecnologías renovables en México

Tipo de tecnología renovable	2002	2003	2004
Calentamiento solar de agua con calentadores solares de PVC y metálicos (metros cuadrados acumulados)	498 615	573 919	642 644
Generación eléctrica por sistemas fotovoltaicos (megawatts acumulados)	14.447	15.070	16.062
Generación eléctrica por sistemas eólicos (megawatts acumulados)	3.5	3.5	3.5
Aerogeneradores para el bombeo de agua (kilowatts equivalentes acumulados)	1 080	2 161	2 172

Fuente: Balance Nacional de Energía 2003 y 2004, Secretaría de Energía y Asociación Nacional de Energía Solar.

Quizás la tecnología solar más antigua y más utilizada en México sea la del calentamiento de agua mediante calentadores solares planos, fabricados con tubos y aletas de cobre y también fabricados con plástico, cuya principal aplicación es el calentamiento de agua para albercas y para casas habitación (figura 9). Esta aplicación no es inusual, dado que México posee uno de los potenciales en irradiación solar más altos del mundo.

Figura 9

Instalación de calentadores solares planos en una unidad habitacional en Ciudad Juárez, Chihuahua



Foto: cortesía de Sunway, S. A.

Fuente: Balance Nacional de Energía 2003 y 2004, Secretaría de Energía y Asociación Nacional de Energía Solar.

Por ejemplo, la parte central de México recibe un promedio anual de 13 000 kJ/m²día, de irradiación, mientras que en los estados del norte de México se alcanzan valores promedio de 20 000 kJ/m²día. Esto quiere decir que en un techo de alrededor de 20 m² (superficie común en una casa habitación) se recibe en promedio una cantidad de energía diaria, de más de 330 000 kJ/día, equivalentes a la energía disipada por 38 focos de 100 watts cada uno, encendidos durante 24 horas.

Este dato tan impresionante debería ser suficiente para orientar nuestra política energética a un mayor aprovechamiento de la energía solar, sin embargo no ha sido así y da la impresión de que se menosprecia este hecho irrefutable.

Igual de lamentable es lo que ha sucedido con el aprovechamiento de la energía eólica y la energía minihidráulica, recursos que tenemos en abundancia, principalmente debido a las condiciones topográficas de nuestro territorio y a sus características hidrológicas y meteorológicas, es decir, abundancia de costas, bosques y de montañas.

El futuro de la seguridad energética de México son las energías renovables, pero los puentes para transitar a este nuevo modelo de desarrollo lo deben constituir, sin duda alguna, las energías no renovables, principalmente nuestros recursos petroleros. Entonces no es una competencia entre unas y otras, renovables contra no renovables, sino simplemente una transición energética de un modelo de desarrollo basado en combustibles fósiles a otro sustentado en la energía solar, en la eólica, en la bioenergía y en la hidráulica, principalmente. Se equivocan rotundamente quienes no lo quieren ver de esta manera y, peor aún, quienes todavía le apuestan al resurgimiento de la industria nuclear, hermoso desarrollo tecnológico producto de la inteligencia científica de los seres humanos, pero demasiado riesgosa todavía, al menos para este siglo, además de que no ha logrado el estatus de tecnología cerrada, es decir, limpia y con un mínimo de riesgos a la seguridad nacional.

Estrategias

Para que la energía eólica se desarrolle en un país son necesarias tres condiciones:

1. Existencia del recurso eólico.
2. Regulación administrativa y tarifaria adecuada.
3. Disponibilidad de la red eléctrica cercana al recurso eólico.
4. En países fuera del área de la OCDE se agrega el riesgo-país.

Debe impulsarse el desarrollo de las demás energías renovables, principalmente la biomasa, microhidráulica y la solar tanto fototérmica como fotovoltaica, y apoyar a los institutos y centros, que desde hace más de 30 años realizan investigación en estas áreas. La infraestructura de investigación con que cuenta México permitiría desarrollar estas tecnologías a capacidades muy por encima de lo que se contempla en los planes de desarrollo de la Sener.

En lo que respecta a la energía geotérmica e hidráulica de gran tamaño, los planes de la CFE deben ser impulsados cuidando siempre de no causar daños ambientales. Hay un potencial muy grande de recursos geotérmicos de mediana y baja temperaturas para usos no eléctricos que podrían incorporarse para calentamiento industrial y doméstico.

Para impulsar la investigación y el desarrollo tecnológico se ha propuesto la creación de una Coordinación Nacional de Investigación y Desarrollo en Tecnologías Renovables. Una de sus tareas cardinales sería la de apoyar la consolidación o creación de centros de investigación y desarrollo en tecnologías renovables y tecnologías afines, así como el fortalecimiento o la creación de posgrados en estas disciplinas.

¿Deberían los países en desarrollo adoptar este tipo de políticas ahora? ¿Por qué no esperar hasta que las tecnologías estén maduras y los costos bajen? El hecho real es que se requiere más que la tecnología para estar listo: se requiere de la capacidad humana e institucional para adoptar estas tecnologías, se requiere la experiencia operacional y la confianza de la comunidad financiera para tales inversiones, y esto no sucede de la noche a la mañana.

Ya no tenemos tiempo para esperar; las tecnologías renovables se deben incorporar en los próximos 10 o 15 años. Si se quiere un desarrollo adecuado y un clima mundial mejor, se debe empezar ahora.

¿Qué debe hacer el gobierno mexicano para promover su utilización? Aprovechar la experiencia exitosa de otros países en la creación de incentivos para el fomento de las energías renovables.

Barreras para el desarrollo de las energías renovables (ER):

- Altos costos de inversión, altos costos de producción.
- Falta de incentivos y mecanismos de financiamiento.
- Falta de políticas de apoyo.
- Falta de capacidad industrial local.

El sistema precio fijo a la venta de energía de las tecnologías de ER, garantiza a los autoprodutores el derecho de vender su producción a la red eléctrica y recibir una remuneración fijada por la ley. La remuneración depende de la tecnología empleada. Normalmente cuanto más se acerca el precio de producción al de mercado, esta remuneración es inferior, con la finalidad de permitir el desarrollo equilibrado de todas las fuentes de energía renovables. La remuneración se garantiza por un periodo de tiempo determinado en la ley. Es un sistema eficaz y fácil de aplicar. Los países que mayor éxito han tenido en la promoción de las fuentes de energías renovables (Alemania, España, Dinamarca) han utilizado este sistema.⁶

En México la Cámara de Diputados aprobó la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (LAFRE), que prevé la creación de un fideicomiso que permitirá que las fuentes renovables alcancen, en el 2012, un 8% en la participación de la generación eléctrica sin contar las

⁶ Tomado del documento de promocional Congreso Internacional ISES Millennium Solar Forum 2000, elaborado por ANES/CONAE.

grandes hidroeléctricas. Esta ley puede ser un detonante para incrementar ese porcentaje aprovechando el gran potencial técnico que es muchísimo mayor que ese porcentaje.

El proyecto de ley sobre bioenergéticos que promueve el uso de etanol y otros biocarburantes o biocombustibles líquidos ha sido duramente criticado por enfocarse sólo en los biocarburantes, y no mencionar a los demás recursos de biomasa. Otra crítica es que se crea la posibilidad de trasladar la ineficacia de la industria azucarera, ahora, al mercado energético.

*Otras iniciativas en proceso de aprobación o discusión son:*⁷

Iniciativa para modificar la Ley del Impuesto sobre la Renta: propone un nuevo estímulo fiscal que promueva la inversión y uso de ER para vivienda, que consiste en un crédito fiscal de 30% a la inversión en equipos para la generación de energía proveniente de ER.

Proyecto de Ley Especial sobre Producción y Servicios: propone establecer un impuesto especial de 0.5% a las enajenaciones o importaciones de energía eléctrica, y que los recursos recaudados se destinen al fomento de las ER en la generación de electricidad.

Iniciativa para modificar la Ley Federal de Derechos: pretende que los combustibles fósiles paguen un derecho en función del bióxido de carbono (CO₂) liberado en su combustión, gravando su consumo bajo el principio de que “el que contamina paga”. Para combustibles líquidos, propone derechos de 0.52 a 0.97¢ de peso por litro, y un mayor gravamen para los combustibles sólidos. Para el gas natural propone 19.7¢ de peso por millar de pies cúbicos. Los ingresos recaudados se destinarían a la promoción de las ER.

Normas Oficiales Mexicanas (NOM):

1. NOM para la protección al medio ambiente durante la construcción, explotación y abandono en el uso de energía eólica (fase de aprobación).
2. NOM para determinar el rendimiento térmico y funcionalidad de calentadores solares (en vigor).
3. NOM para calentadores solares, que tiene por objeto definir los criterios para el aprovechamiento de la energía solar en establecimientos nuevos y remodelaciones en el D. F., que requieran agua caliente para actividades productivas; establece que al menos 30% del consumo energético anual deberá provenir del sistema de calentamiento basado en el aprovechamiento de la energía solar (en vigor).

En estos momentos difícilmente otras tecnologías, que no sean las renovables, pueden ser objeto de una asimilación tecnológica exitosa de corto y mediano plazos, porque ninguna de ellas requiere de complicaciones tecnológicas extremas (caso de la nuclear) o de una integración tecnológica robus-

⁷ Energías renovables para el desarrollo sustentable de México 2006, Sener/GTZ.

ta (caso de las turbinas de vapor y gas). En cuanto a la energía eólica, la solar, la hidráulica, grande y pequeña; y desde luego la biomasa, las tecnologías exitosas y en crecimiento acelerado (en Europa y Brasil, por ejemplo) requieren fundamentalmente de una industria madura de maquinaria eléctrica (que ya tenemos), de una industria para equipos de proceso térmico (la tenemos) y sobre todo de muchos sistemas de instrumentación y de control mecánico, eléctrico y electrónico (que también tenemos). Existen ciertamente tecnologías renovables que debemos importar, como los módulos fotovoltaicos, pero alguna de las empresas fabricantes podría instalarse fácilmente en México. En cambio, muy difícilmente se instalaría una empresa fabricante de turbinas (ya lo hubieran hecho) o de reactores nucleares, porque no les conviene hacerlo por cuestiones de mercado y de seguridad.

Si bien es importante la disponibilidad e integración nacional de las tecnologías, lo más relevante en los sistemas energéticos es el recurso, es decir, el tener y poder disponer de los energéticos para mover las tecnologías. ¿Para qué sirve un auto con motor de gasolina, gas, hidrógeno o eléctrico, de avanzada tecnología, si no tiene el energético para moverse o si la disponibilidad de éste depende de complejas coyunturas independientes del usuario? En efecto, la seguridad energética de un país no radica tanto en la disponibilidad tecnológica, sino más bien en la disponibilidad y seguridad de contar con el recurso.

Metas

Dado el potencial del recurso eólico en México y la experiencia internacional, se debería incrementar la capacidad de la energía eólica a valores superiores a los previstos en los próximos años; esto requiere una decisión por parte de la CFE y la Sener para que incrementen la capacidad eólica. Se podrían alcanzar fácilmente metas más ambiciosas, valores del doble de los 505 MW programados para el año 2014.

El reto energético que enfrenta México en cuanto al crecimiento de su sistema eléctrico nacional puede resolverse en el año 2030 combinando plantas eléctricas con energéticos renovables y no renovables. Si se desea alcanzar una capacidad total instalada de 1 kW/persona considerando 130 millones de mexicanos y el estado actual de las tecnologías renovables, con factores de planta convencionales, se podrían lograr metas de generación anual cercanas a los 640 terawatts-hora (TWh).

Alcanzar estos escenarios no es imposible. Por ejemplo, la CONAE⁸ ha estimado que la generación anual viable de energía eléctrica con plantas minihidráulicas, tan sólo en los estados de Puebla y Veracruz, es superior a los 12 TWh anuales, que sumados a los 25 TWh anuales obtenidos en 2003 con geotermoeléctricas y con las grandes hidroeléctricas, sumarían 37 TWh anuales, frente a los 70 TWh estimados para 2030.

En cuanto a la generación eoloelectrónica, estudios recientes realizados por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), con el patrocinio de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo

⁸ *Estudio de la situación de la minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla*, CONAE, 1995, disponible en www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1686_situacion_actual_de

Internacional (USAID) y el gobierno de Oaxaca, han estimado en más de 10 000 MW, tan sólo el potencial eólico de La Ventosa en Oaxaca, con factores de planta de 0.45. Esto permite establecer que un escenario como el mostrado en el cuadro 1 no es imposible de alcanzar, al menos técnicamente.

Los requerimientos térmicos menores a 80 °C de la planta industrial, de servicios y del sector residencial, se deberán satisfacer utilizando energías renovables. Dentro de este porcentaje se deberán alcanzar cinco millones de metros cuadrados de colectores solares planos para calentamiento de agua en el sector residencial y de servicios.

Es viable establecer un Programa Nacional de Fomento a las ER para el medio rural, que contemple tanto energía para actividades sociales como productivas y con financiamiento gubernamental e internacional. Asimismo la creación, por zonas, de empresas de ER basadas en inversión privada. En este programa habría que considerar el otorgamiento de estímulos para la creación de empresas y servicios de ER.

Dentro del sector rural se propone el establecimiento de programas gubernamentales de electrificación rural, que fortalezcan y modifiquen la promoción y el financiamiento de estas energías.

También se recomienda la creación de un programa gubernamental que promueva el uso de calentadores solares para agua y sistemas fotovoltaicos en edificios públicos cuya meta sería que en el año 2010 la mayoría de los edificios públicos incorpore energía solar en su funcionamiento.

Conclusiones

- Nuestro viejo sistema energético nacional se precipita irremediablemente hacia una paralización preocupante, ya sea por una drástica disminución de nuestras reservas petroleras o por presiones inaceptables por parte de los gobiernos que controlan las exportaciones de energéticos hacia México.
- Las energías renovables en México son una real y segura alternativa energética para nuestro país, tanto en sus aplicaciones térmicas como en las eléctricas y cada año se incrementa su uso, a pesar del casi nulo apoyo gubernamental o de apoyos fiscales.
- La mayor parte de estas tecnologías con energías renovables están maduras técnicamente y son competitivas en el corto plazo en costos de generación, sin considerar externalidades. Evidentemente en el mediano y largo plazos su viabilidad técnica y económica superan ampliamente a cualquier otra tecnología que utilice combustibles fósiles.
- En México se bloquean y postergan sistemáticamente, grandes proyectos de desarrollo con energías renovables, sólo por un conservadurismo exagerado por parte de las empresas energéticas públicas y por la necesidad en desarrollar gigantescos proyectos, reproduciendo las malas prácticas experimentadas con sistemas de generación centralizados.
- No hay voluntad por parte de los dirigentes de nuestro sistema energético nacional de cambiar nuestra visión energética conservadora, de corto plazo y petrolera, ni mucho me-

nos de integrar la industria nacional al relanzamiento de un nuevo proyecto de desarrollo de infraestructura energética que privilegie el uso masivo de las energías renovables.

- Se debe trabajar a todos niveles, en el gobierno, industria energética, en la academia y con la sociedad para lograr que las energías renovables tengan un papel protagónico en la política energética del país.
- Tal como concluyó un panel de expertos convocados por la Asociación Nacional de Energía Solar,⁹ "La política nacional deberá impulsar y hacer realidad el uso de las ER en el país. Lo anterior se propone porque existe el convencimiento (y actualmente las evidencias) de que el uso las ER puede contribuir significativamente al crecimiento económico, la equidad social y el cuidado ambiental del país, permitiendo también, el tránsito de una economía energética no sustentable a una sustentable".

⁹ Estrategias para desarrollar el aprovechamiento de las energías renovables en México ANES (2000), elaborado por ANES, 2000.



Las fuentes renovables de energía en el futuro energético en México

*Juan José Ambríz García * y Hernando Romero Paredes Rubio **

Sin lugar a dudas, ante el previsible final de los recursos energéticos fósiles, y la posibilidad de disminuir los graves efectos ambientales que producen, la sociedad fija sus esperanzas en las fuentes renovables de energía. Se mencionan, sin matizar, sus principales ventajas como la limpieza en el uso y su carácter de inagotables; no obstante, la realidad es que este discurso tiene ya muchos años y las fuentes renovables de energía aún no alcanzan la preponderancia largamente anunciada.

En relación con lo que la gente entiende por energías alternativas existe controversia, pues para unos son sinónimo de energías renovables, y para otros incluyen energías parcialmente renovables como la geotérmica; o definitivamente, no renovables pero sí alternativas como la nuclear por fisión. En algunos documentos no se considera como energía renovable a las grandes instalaciones hidráulicas y en otros la biomasa se puede sólo referir al uso energético de la leña.

Otra grave dificultad en torno a las energías alternativas y renovables se da al manejar un discurso en el que se incorporan todas ellas en un solo paquete; como si todas tuvieran las mismas características, ventajas o dificultades, o como si todas las tecnologías disponibles para su conversión tuviesen el mismo grado de desarrollo, incluyendo su grado de penetración comercial. Por ejemplo, hablar de promover el uso de la energía solar adquiere distintas dimensiones si se habla de colectores solares planos para calentamiento de agua con fines domésticos y recreativos, o energía térmica para procesos industriales, o bien energía eléctrica para sistemas aislados o conectados a la red.

Por lo anterior, cualquier plan energético que pretenda incorporar las energías renovables debe aclarar desde el principio qué entiende por energías renovables y a qué tecnologías específicas se refieren las propuestas.

Prospectiva de las energías renovables en el mundo y México

El papel de las energías renovables ha sido el centro de las discusiones sobre el futuro energético mundial, pero las diferencias señaladas y la falta de datos suficientes y confiables complican el

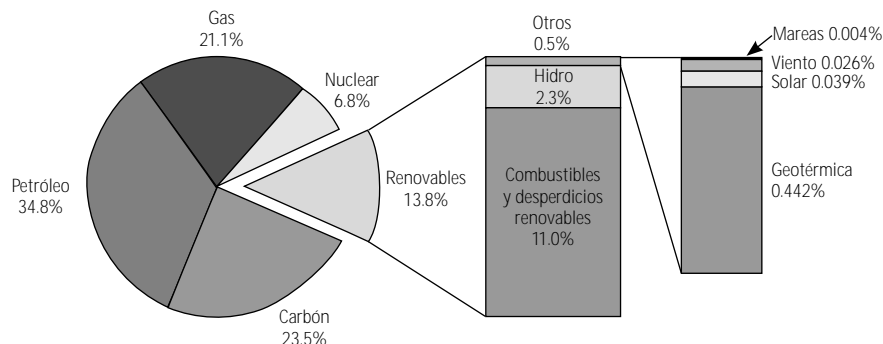
* Investigador del Área de Ingenieros en Recursos Energéticos, Universidad Autónoma Metropolitana, AP 55-534, México, 09340 D. F. Correo electrónico: agj@xanum.uam.mx

análisis de su aplicación. En noviembre de 2002, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó un documento en el que incluyó información sobre la utilización de las energías renovables,¹ con la finalidad de facilitar el debate del papel que han jugado, juegan y jugarán las energías renovables en el suministro global de energía en el mundo. Para la AIE las energías renovables incluyen los combustibles y desechos renovables, las energías hidráulica, geotérmica, solar, eólica, mareas y olas.

En el año 2000, las energías renovables representaron 13.8% de los 9 958 Mtoe (1 toe = 41.868 GJ) del suministro total de energía primaria en el mundo (figura 1). Los combustibles y desechos renovables representan alrededor del 80% del total de la energía renovable empleada y la gran mayoría se refiere a la biomasa comercial y no comercial (97%). El otro energético renovable importante es la energía hidráulica (16.5%). En México, el porcentaje alcanza 10.4% del total, según esta misma fuente.

Figura 1

Suministro de energía mundial en el año 2000



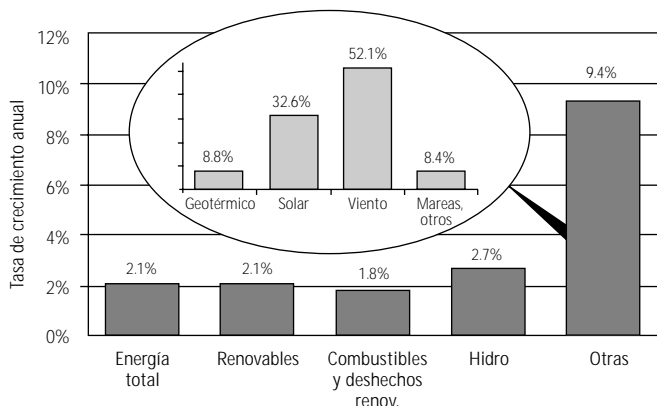
Fuente: Renewables in Global Energy Supply, IEA, 2000.

El suministro total de energías renovables experimentó un crecimiento anual promedio del 2% durante los últimos 30 años, igual al observado por el suministro total de energía primaria (TPES) (figura 2). Sin embargo, en cuanto a la categoría denominada como "las nuevas energías renovables" y que incluye a la geotérmica, al sol y al viento, entre otras, su crecimiento histórico fue mucho mayor: 9% al año.

¹ "Renewables in Global Energy Supply", International Energy Agency, noviembre de 2000.

Figura 2

Crecimiento anual del suministro de energía renovable mundial de 1971 a 2000

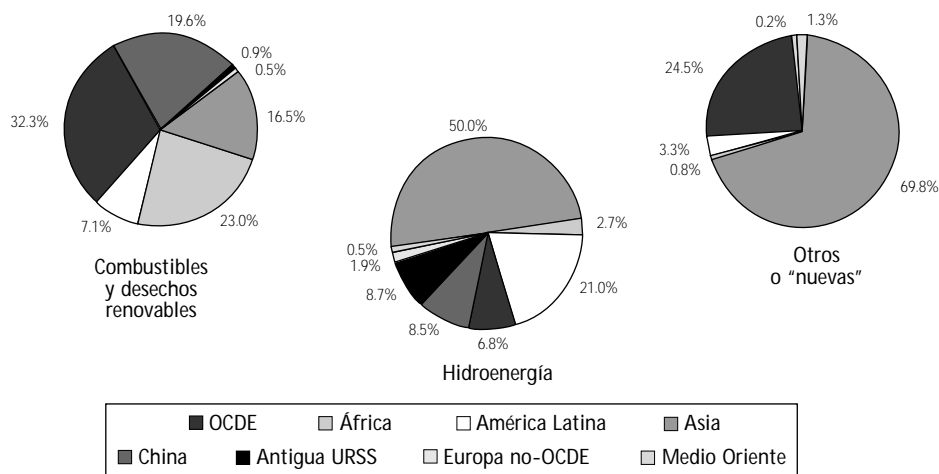


Fuente: "Renewables in Global Energy Supply", IEA, 2000.

Los principales usuarios de energías renovables son los países no desarrollados de Asia, Latinoamérica y África, debido a la gran participación de la biomasa en sus ofertas de energía (figura 3). También se observa que los usos más importantes son para cocinar y calentamiento en el sector residencial (figura 4), pero los sectores industrializados emplean más la energía hidráulica y las "nuevas renovables": 50% y 70%, respectivamente, en el año 2000.

Figura 3

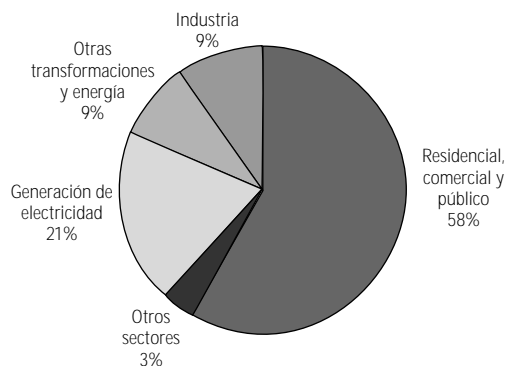
Cobertura regional de las energías renovables



Fuente: Renewables in Global Energy Supply, IEA, 2000.

Figura 4

Consumo sectorial global de renovables

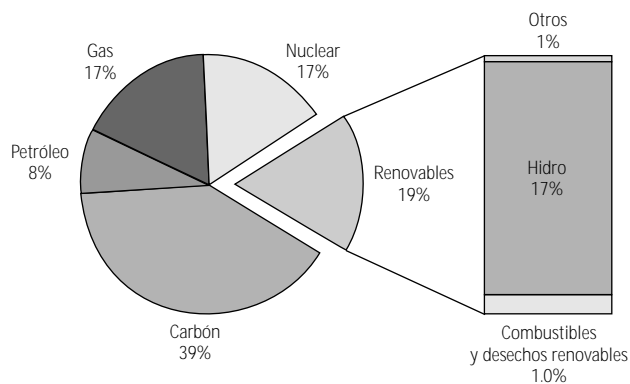


Fuente: Renewables in Global Energy Supply, IEA, 2000.

En la producción mundial de electricidad, las energías renovables aportan el 17% del total, si bien casi todo se debe a las grandes plantas hidroeléctricas (97%), (figura 5). A pesar del rápido desarrollo reciente de la energía geotérmica, solar y eólica, apenas alcanzaron el 3% del total en el año 2000.

Figura 5

Participación de las renovables en la producción de electricidad



Fuente: Renewables in Global Energy Supply, IEA, 2000.

La distribución de la capacidad instalada para la generación de electricidad en México se muestra en el cuadro 1,² en donde 89% corresponde a la energía hidráulica, 7.9% a la energía geotérmica y el restante 3% se reparte entre biomasa, solar fotovoltaica, eólica y biogás.

² Renewables Information 2002, International Energy Agency, 2002.

Cuadro 1

Capacidad neta de generación eléctrica con energías renovables

								Variación anual promedio (%)
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	90-00
Capacidad total	8 580	10 084	10 780	10 786	10 667	10 687	10 805	2.3
Hidro	7 880	9 329	10 034	10 034	9 703	9 633	9 634	2.0
–Almacenamiento por bombeo	–	–	–	–	–	–	–	–
Geotérmica	700	753	744	750	750	750	855	2.0
Solar fotovoltaico	–	–	–	–	12	13	13	–
Solar térmico	–	–	–	–	–	–	–	–
Mareas, olas, oceánica	–	–	–	–	–	–	–	–
Viento	–	2	2	2	3	3	3	–
Desechos industriales	–	–	–	–	–	–	–	–
Desechos sólidos municipales	–	–	–	–	–	–	–	–
Biomasa sólida	–	–	–	–	191	280	292	–
Gas de la biomasa	–	–	–	–	8	8	8	–
Combustibles renovables no especificados	–	–	–	–	–	–	–	–
Superficie de colectores solares (1000 m ²)	–	–	–	–	293	328	373	–

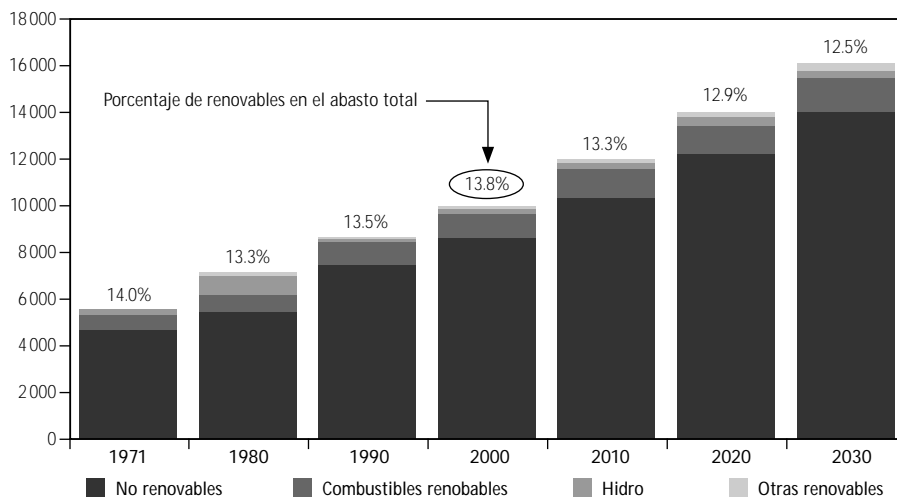
Fuente: Renewables Information 2002, IEA, 2002.

De acuerdo con un escenario de referencia, en el cual la AIE supone que las políticas gubernamentales actuales continúan sin grandes modificaciones y que no se dan algunos cambios tecnológicos bruscos, establece que las energías renovables crecerán 1.3% en promedio anual hasta 2030, mientras que el crecimiento energético global será a un ritmo de 1.7% anualmente (figura 6). Esto implica que el empleo de las renovables en el año 2000 de 13.8% del total, caerá a 12.5% en el año 2030. Esto se debe a un uso más eficiente de la biomasa en los países en desarrollo, pero también muestra las dificultades a las que estas fuentes se enfrentarán para desplazar a las tradicionales.

Un segundo escenario de planeación contempla la instrumentación de un conjunto amplio de nuevas políticas energéticas y ambientales. En éste se considera que las renovables distintas de la hidráulica crecerán 4% al año entre 2000 y 2030. Entonces la utilización de todas las renovables crecerá a 17.6% en 2010 y 25.4% en 2030.

Figura 6

Participación de las energías renovables en la producción de electricidad



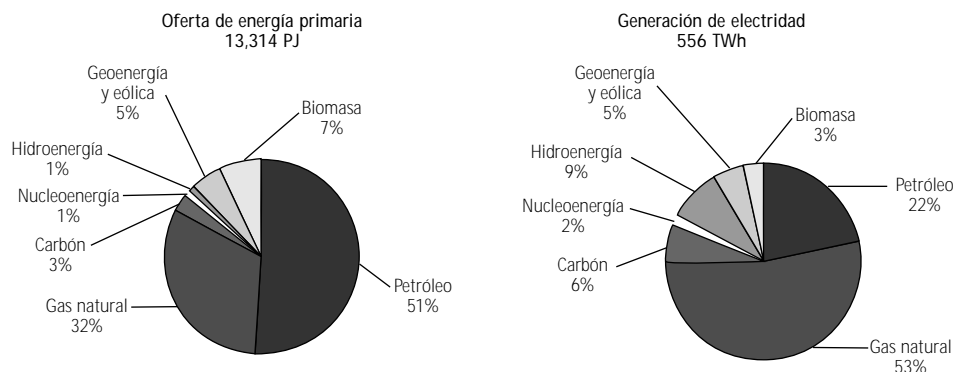
Fuente: Renewables in Global Energy Supply, IEA, 2000.

Para México, la prospectiva para el uso de energías renovables prevé como escenario base que la oferta de energía primaria se duplicará entre 2002 y 2030.³ El gas natural tendrá una tasa de crecimiento anual de 3.5% y la demanda de petróleo para el año 2030 se estima en 3.4 millones de barriles diarios; la hidroenergía crecerá 2.3% por año, la biomasa y desechos 3.7% y otras renovables 4.1%. Las energías renovables que no se utilizan en la generación eléctrica alcanzarán sólo el 5% del total de la mezcla, reduciendo su utilización la biomasa y desechos del 8 al 4% entre 2002 y 2030, debido a que el uso principal de la biomasa actualmente se registra en el sector residencial. El avance será que de usar leña con mayor recurrencia se pasará a un mayor empleo de biomasa proveniente de residuos agronómicos y urbanos. En cuanto a la biomasa y los desechos, se prevé un incremento para llegar a ser tan importante como la geotermia en 2030 (36 y 38% del total generado por energías renovables excluyendo la hidroenergía) y el doble de la contribución del viento (19%). La contribución de energía hidráulica a la generación eléctrica se duplicará entre 2002 y 2030 (figura 7).

³ "Una visión al 2030 de la utilización de las energías renovables en México", Serner y Banco Mundial, P. Mulas (coord.), México, UAM, 2005.

Figura 7

Escenario prospectivo de las energías renovables en México al 2030



Fuente : Energías renovables para el desarrollo sustentable en México, Sener, GTZ, enero de 2006.

Propuestas y realidades en México

De acuerdo con el Plan Sectorial de Energía 2001-2006⁴ en México, hasta finales de la década de los ochenta, la preocupación y las políticas energéticas se concentraron, principalmente, en la expansión de la oferta de energía basada en recursos fósiles; no obstante, nuestro país cuenta con amplios recursos energéticos renovables, así como una base científica y tecnológica y una capacidad industrial de manufactura importantes.

Lo anterior constituye la posibilidad de un mejor desarrollo de las energías renovables y representa una gran oportunidad para lograr una mayor diversificación energética, reducir la dependencia del petróleo, ampliar la base industrial en un área que puede tener valor estratégico en el futuro y atenuar los impactos ambientales producto de la producción, distribución y uso final de las formas de energía convencionales.

En los Principios Rectores de la Política Energética del Plan se establece la "Orientación al desarrollo sustentable", debido al impacto de las actividades energéticas en el medio ambiente; es este sentido las políticas de ahorro de energía y aprovechamiento de energía renovable tienen importancia, en especial el cuarto de los 10 objetivos que señala: "Incrementar la utilización de fuentes renovables de energía y promover el uso eficiente y ahorro de energía" y que se refiere a la necesidad de establecer, entre otros aspectos:

- Programas nacionales y regionales de ahorro de energía y aprovechamiento de energía renovable en el mediano y largo plazos.

⁴ Programa Sectorial de Energía 2001-2006, Vicente Fox Quesada, México, 2001.

- Una base normativa con mecanismos para promover la cogeneración y las energías renovables.
- Un sistema nacional de evaluación, registro y difusión de los recursos energéticos renovables.
- Mecanismos de apoyo financiero para proyectos de ahorro de energía y el empleo de energía renovable.
- Recursos para investigación básica en ahorro de energía y energías renovables.
- Duplicar, en el periodo 2001–2006, la utilización de energía renovable en comparación con la utilizada en el año 2000.
- Instalar 1 000 MW adicionales al programa de expansión de la CFE, basados en energías renovables como la solar, eólica, minihidráulica, geotérmica y biomasa.

Hay varias partes del programa en donde se precisan algunas de las acciones contempladas para fomentar el uso de la energía renovable, entre las que destacan:

- Ampliar el suministro de energía eléctrica en zonas marginadas, cuyas alternativas son la extensión de la red, la electricidad producida a partir de generadores diésel y de fuentes renovables como el sol, el viento, la biomasa o la minihidráulica, con tecnologías como son los sistemas híbridos con celdas fotovoltaicas y los motogeneradores convencionales, generadores eólicos, o bien con motogeneradores minihidráulicos.
- Elaborar mapas de identificación de recursos renovables, así como desarrollar e implementar un sistema de soporte técnico, para que los municipios puedan identificar, evaluar y desarrollar proyectos de electrificación rural, considerando la opción de las energías renovables. Esta acción está asignada a la Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.
- Apoyar el desarrollo de empresas nacionales relacionadas con el aprovechamiento de energía renovable y con ello promover un mercado nacional de equipos y servicios de alta calidad.
- Integrar, con la participación de la sociedad, propuestas de política pública para eliminar las barreras existentes que impiden el aprovechamiento cabal de las oportunidades de aprovechamiento de la energía renovable.
- Realizar programas permanentes de promoción de la energía renovable de manera coordinada entre los sectores público, privado y social.
- Promover la generación de energía eléctrica a partir de energía renovable.
- Apoyar a los generadores y a los consumidores de energía y establecer condiciones favorables para su generación, transmisión, distribución y consumo.
- Perfeccionar los contratos de largo plazo y de condiciones de porteo, para privilegiar la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con fuentes renovables. Esta acción le corresponde a la Comisión Reguladora de Energía.
- Crear un fondo nacional para la promoción de la energía renovable.

En el campo de la investigación y desarrollo tecnológico en energía renovable, se reconoce que nuestro país cuenta con instituciones dedicadas a la investigación científica y desarrollo tecnológico en temas de energía renovable y que es necesario:

- Continuar y reforzar las actividades que se realizan a través de esas instituciones.
- Impulsar una mayor vinculación con los desarrolladores y fabricantes de equipos y sistemas.
- Establecer y asignar fondos específicos a programas de investigación y desarrollo de tecnología, relacionados con el aprovechamiento de energía renovable.
- Formular un programa permanente de seguimiento tecnológico de los materiales, equipos y sistemas para el aprovechamiento de energía renovable.
- Instrumentar un programa nacional para el registro, integración y procesamiento de información relacionada con los potenciales de aprovechamiento de energía renovable como la solar, el viento, la biomasa y la minihidráulica.
- Fortalecer la transferencia de tecnología y experiencias de otros países.
- Impulsar el desarrollo de energías renovables en México, conjuntamente con el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, a fin de elaborar un programa nacional de apoyo a la investigación y desarrollo tecnológico en esta materia.
- Desarrollar estrategias específicas para la formación de recursos humanos especializados en energía renovable.

En un documento reciente editado por la Secretaría de Energía y el organismo de cooperación alemán GTZ titulado “Energías renovables para el desarrollo sustentable de México”⁵ se hace un análisis interesante de los avances de las energías renovables en nuestro país.

Destaca en principio que entre los actores encargados del avance de las energías renovables en México no aparecen las instituciones de educación superior e investigación, ya que únicamente se mencionan los siguientes organismos: la Secretaría de Energía (Sener), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía (Conae), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC), la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), la Secretaría de Desarrollo Social (Sedesol), el Fideicomiso de Riesgo Compartido (Firc) y entidades como la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), la Red Mexicana de Bioenergía y la Asociación Mexicana de Economía Energética (AMEE).

Entre las barreras que obstaculizan el desarrollo de las energías renovables en el país se encuentran las institucionales, las legales y regulatorias, las económicas y financieras y las técnicas. Entre las institucionales destaca que la planeación energética nacional se basa en metodologías que evalúan sólo el costo económico de corto plazo de la generación de energía y no en la estabilidad de precios de la energía en el largo plazo que implica beneficios. Entre las legales y regulatorias se insiste en

⁵ “Energías renovables para el desarrollo sustentable en México”, Secretaría de Energía, GTZ, enero de 2006.

las limitaciones constitucionales y legales a la participación privada en el sector de la energía. Llama la atención que entre las barreras técnicas se mencionan aspectos de la evaluación de los recursos energéticos renovables, pero nada se dice respecto al desarrollo de nuevas tecnologías y al papel que pueden jugar las instituciones de investigación y desarrollo nacionales.

En la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (LAFRE), aprobada en la Cámara de Diputados en diciembre de 2005, se establece la creación de un Programa para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía. Se define como meta para el año 2012, un porcentaje mínimo de 8% de utilización de las energías renovables respecto a la generación total de electricidad, sin incluir a las grandes hidroeléctricas. Se estima necesario destinar casi 600 millones de pesos al año con objeto de fomentar la inversión pública y privada a fin de que se instalen y se pongan en operación proyectos que generen electricidad para el servicio público, utilizando tecnologías competitivas. Se requiere destinar, asimismo, recursos adicionales del orden de 400 millones de pesos al año para la promoción de las tecnologías menos maduras consideradas como estratégicas para México, así como para fomentar la investigación y el desarrollo tecnológico nacional y el desarrollo social y económico de las regiones y los sectores de la población más atrasados.

Elementos para un diagnóstico sobre FAE en México

El análisis de las distintas experiencias que han intentado el desarrollo de las energías renovables en México indica que los problemas para su desarrollo masivo no han sido sólo de carácter tecnológico, sino de orden institucional, programático, operacional, financiero y jurídico.⁶ Es evidente que muchos de los factores que en nuestro país afectan el proceso de innovación en el campo de la tecnología solar son comunes a otros campos, aunque hay algunas características específicas de estas formas de energía.

A pesar de todos los esfuerzos realizados, la tecnología de las energías renovables es aún poco conocida por los usuarios potenciales, tanto en lo referente a su funcionamiento como a los beneficios que su uso puede reportar. Esto es particularmente relevante entre los tomadores de decisiones en el sector energético o en el productivo. También ha sido muy complicado evaluar los beneficios ambientales y sociales, ya que no es difícil que éstos puedan exceder al valor únicamente de la energía.

Otro aspecto importante es que el mercado energético interno es poco favorable para las aplicaciones de energía renovable en virtud de los subsidios que se aplican a los energéticos convencionales. La mayor parte de las aplicaciones no son económicamente competitivas y será muy complicado que lo sean sin modificar la estructura de costos de los energéticos convencionales.

No puede soslayarse que el proceso de desarrollo de las tecnologías con fuentes renovables en México se ha dado de manera desintegrada del proceso productivo nacional. En consecuencia, en mu-

⁶ "Antecedentes, situación actual y perspectivas de la energía solar en México", *Memoria del Encuentro Nacional de Diseño y Medio Ambiente*, Universidad de Colima, Comisión Federal de Electricidad, 1991, pp. 27-41.

chos casos las instituciones de investigación sólo tienen prototipos experimentales o, peor aún, simplemente importan las tecnologías del extranjero.

Los recursos económicos destinados a la investigación y desarrollo de las tecnologías basadas en energías renovables han sido tradicionalmente escasos y discontinuos. En consecuencia, la mayoría de los proyectos emprendidos han sido pequeños y en muchos casos éstos han tenido que abandonarse sin concluir por falta de presupuestos. Así, las investigaciones sólo en contadas ocasiones avanzan hacia la etapa de desarrollo tecnológico. Además, cabe destacar que ciertos proyectos están motivados únicamente por objetivos académicos.

El desarrollo tecnológico es el siguiente paso después de la investigación y en el caso de las energías renovables suele adolecer de una falta de vinculación con el actor productivo nacional. Además, el proceso se ha centrado fundamentalmente en equipos y poco en métodos para el diseño y análisis de los sistemas, por lo que la asimilación de la tecnología por parte de quienes podrían llevarla a aplicaciones prácticas ha sido muy lenta.

Desde la perspectiva del sector industrial, una de las limitantes más serias de las tecnologías que emplean energías renovables es la escasez o ausencia de prototipos industriales, es decir, prototipos probados que incluyan componentes de línea y que estén concebidos para su producción en serie. Un caso representativo es el de los colectores solares de agua en el que las industrias mexicanas se fueron desarrollando simultáneamente al desarrollo del producto durante un periodo relativamente largo. No obstante, este esquema es muy frágil en una economía abierta y altamente competitiva y ahora que por fin empiezan a darse las condiciones para que esta tecnología se aplique exitosamente, los colectores solares de otros países parecen estar ganando la batalla por el mercado.

Otro caso relevante es el de las celdas fotovoltaicas, pues cuando la tecnología del Centro de Investigación y Estudios Avanzados estuvo lista a nivel planta piloto, no le interesó a ninguno de los organismos públicos o privados involucrados en el desarrollo industrial del país. Posteriormente, al establecerse políticas energéticas que favorecen la inserción de tal tecnología, el mercado mexicano tuvo que recurrir al extranjero.

Una de las ventajas no suficientemente destacada de las aplicaciones de las energías renovables es que el potencial de integración nacional es muy elevado pues el nivel de desarrollo industrial nacional así lo permite; cuestión altamente discutible en otras opciones energéticas.

Los problemas comentados ponen de manifiesto la ausencia o falta de claridad de una estrategia nacional en relación con el desarrollo de las fuentes renovables de energía, aunque se hable del gran potencial para su aplicación.

Propuestas para el gobierno 2006-2012. Asociación Nacional de Energía Solar

La ANES es una asociación civil creada desde 1976 y cuyo objetivo es promover el uso de la energía solar en todas sus manifestaciones. Recientemente, en diciembre de 2005 emitió una serie de puntos

sobre política energética en materia de energías renovables, los cuales el autor suscribe plenamente como elementos indispensables a considerar en los programas nacionales de energía.⁷

1. La gran dependencia que tiene México de la explotación de sus reservas de combustibles fósiles representa un importante riesgo para nuestro país, en un plazo relativamente corto, dada la volatilidad de los precios de estos combustibles y las reservas probadas de petróleo.
2. De la misma manera, el consumo de los combustibles fósiles para producir la energía requerida en nuestro país tiene impactos ambientales que deben aminorarse significativamente.
3. México tiene muchas oportunidades para el uso más eficiente de la energía que no se está aprovechando por falta de una clara voluntad de los responsables de la política pública para hacerlo.
4. El aprovechamiento de la energía solar y de otras fuentes renovables de energía ha sido prácticamente ignorado por la política energética nacional a pesar de los enormes beneficios (ambientales, económicos y sociales) que implica para nuestro país.
5. Las opciones que se promueven actualmente están asociadas a esquemas centralizados o monopólicos, y están basadas en esquemas que, por el avance tecnológico y las necesidades ambientales y económicas, tienden a ser cada vez menos vigentes.
6. Los planteamientos que sobre el tema energético promueven los partidos y los principales actores políticos de nuestro país ignoran el vasto universo de posibilidades que representan el ahorro y uso eficiente de la energía, la cogeneración y el autoabastecimiento, el aprovechamiento de las energías renovables y el uso del hidrógeno.
7. La cogeneración de energía eléctrica con excedentes a la red, con base en fuentes renovables de energía, es una clara alternativa en zonas urbanas, donde se daría respaldo a una red cada vez más sobrecargada, pero que no se aprovecha cabalmente por las claras limitaciones que le imponen la Ley y el Reglamento del Servicio Público de la Energía Eléctrica.
8. El hidrógeno tiene grandes posibilidades de convertirse en sustituto de los combustibles fósiles para una gran variedad de aplicaciones, principalmente el transporte y la generación de electricidad.
9. México puede participar en un creciente mercado de equipos y sistemas enfocado en el ahorro de energía y de aprovechamiento de energías renovables y cogeneración, aprovechando, además, su propio potencial de mercado interno. Esto impulsaría asimismo la creación de empleos y de valor agregado beneficiando así la economía nacional.
10. México tiene una infraestructura significativa para fomentar el desarrollo de ciencia y tecnología relacionada con las nuevas alternativas en el campo de la energía, por lo que esta infraestructura debe ser aprovechada y apoyada.

⁷ "Principios base propuestos por la ANES para una política nacional en el sector energético de México", Asociación Nacional de Energía Solar, México, diciembre de 2005.

11. Sin negar su valor social, es un error económico de largo plazo sostener y aumentar los subsidios al uso de los energéticos convencionales, ya que sólo aumentan su desperdicio y uso ineficiente. En su caso, estos subsidios deben aprovecharse para que se promueva un uso más eficiente de la energía y el desarrollo de alternativas a los sistemas convencionales.
12. México ha firmado acuerdos internacionales, como el protocolo de Kyoto para la reducción de la emisión de gases invernadero en el mundo, que sin embargo no podrá cumplir sin un cambio significativo de la política energética interna que fomente el uso de las energías renovables.
13. La Asociación Nacional de Energía Solar ha decidido atraer la atención de la opinión pública y de los principales actores políticos y económicos de México hacia las alternativas que promovemos y hacia la necesidad de un claro y profundo replanteamiento de las políticas públicas relacionadas con el tema de la energía.
14. La Asociación Nacional de Energía Solar hace una convocatoria a la sociedad mexicana para que nos permita poner sobre la mesa de discusión el valor de las alternativas que representamos, que esté atenta a lo que tenemos que decir y que, si está convencida, secunde nuestras iniciativas.

Conclusiones

Las reservas conocidas de petróleo, gas natural y otros energéticos no renovables en México ya no son tan grandes como se creía; además, su uso se enfrenta a un deterioro del ambiente que crece cada vez más, por ello es necesario acelerar la transición energética hacia esquemas energéticos más sustentables. En ese contexto todas las energías renovables tienen un papel importante que desempeñar, pues nuestro país es depositario de grandes potenciales de tales recursos, si bien es necesario aprovecharlos convenientemente.

Cuando se discute en general sobre las energías renovables se comete el error de simplificar la discusión al poner todas las tecnologías en un solo paquete, como si todas ellas tuviesen el mismo grado de desarrollo tecnológico y comercial. Una discusión seria debe tomar en cuenta las particularidades de cada fuente y cada línea tecnológica.

Aunque se han hecho esfuerzos por incorporar a estas fuentes en los planes energéticos nacionales, los planteamientos aún adolecen de errores, de ahí que es necesaria una mejor definición de la estrategia nacional en la materia que contemple a todos los actores involucrados.

Si bien los problemas del desarrollo de las energías renovables no son principalmente de carácter científico y tecnológico, sino más bien de orden institucional, programático, operacional, jurídico y financiero, es fundamental plantear un objetivo nacional de qué temas deben ser prioritarios para el sistema de investigación y desarrollo. Paralelamente es importante definir políticas en relación con el desarrollo industrial y la comercialización de las tecnologías con fuentes renovables.



Octava sección Transición energética



Transición energética

Mariano Bauer*

Transición energética es un concepto con muchas facetas: fuentes energéticas primarias, energías secundarias, usos finales, condicionantes ambientales, políticas públicas y privadas, costos, financiamiento, cooperación nacional e internacional. Estas facetas no siempre son compatibles, por lo que destacar alguna puede llevar a omisiones importantes o por lo menos a una visión distorsionada. Siendo entonces un ejercicio difícil, se propone aquí utilizar el marco de referencia que acordó —después de innumerables discusiones ¡y no por unanimidad!, y que puede cambiar en el curso del trabajo— el grupo de estudio del Consejo Mundial de la Energía (CME) abocado al desarrollo de escenarios al año 2050.

Los aspectos críticos del desarrollo energético en el mundo, de acuerdo con el CME son *accesibilidad* (accessibility), *disponibilidad* (availability) y *aceptabilidad* (acceptability). La accesibilidad a recursos energéticos es fundamental para el desarrollo económico, toda vez que sigue vigente la necesidad de revertir el hecho de que hoy en día al menos dos mil millones de habitantes —un tercio de la población mundial— no tienen acceso a las formas comerciales de la energía. La disponibilidad involucra la confiabilidad y la seguridad de la oferta energética una vez conseguido el acceso, dado que interrupciones, crisis o sacudidas en la oferta energética frenan el desarrollo económico al incrementar los costos. Finalmente la aceptabilidad se refiere a la sustentabilidad ambiental de la oferta y el uso de la energía, orientándolos hacia combustibles más limpios y diversos.

Asimismo, el CME recomienda no ensalzar ni satanizar ninguna opción energética en la búsqueda de alcanzar esos objetivos en todo el mundo.

En el grupo de estudio del CME se están considerando ahora como ejes de análisis principales el de “injerencia gubernamental” y el de “cooperación e integración”. El primero va desde “leve o facilitadora” hasta “fuerte o intervencionista o estorbosa”. En el segundo la subdivisión se extiende desde “nacionalismo”, que es excluyente, hasta “global”, que es incluyente, subdividiendo así el espacio en

* Instituto de Física-UNAM.

cuatro cuadrantes. Es obvio que estas apelaciones deben matizarse y ser explicadas con más detalle, para evitar que sean fuentes de interpretaciones erróneas. Y desde luego se acepta que existen situaciones individuales que pueden justificar sin prejuicio la ubicación de un país en uno u otro de los cuadrantes.

Es de remarcar que la intervención gubernamental es necesaria en todo momento. Sin embargo, el nivel y matiz de la intervención dependen del tipo y nivel de desarrollo económico. En economías de mercado y alto grado de desarrollo, la intervención es de tipo facilitador asegurando legislación y regulación apropiadas en que puedan competir en igualdad de condiciones los diversos inversionistas. En países en vía de desarrollo donde el sector privado no está tan evolucionado, o el factor de riesgo induce al posible inversionista a solicitar tasas de retorno demasiado altas, o de plano a no arriesgarse, el gobierno debe intervenir fuertemente en el desarrollo o financiamiento de la infraestructura energética. A esto puede sumarse un nacionalismo excluyente de inversión privada, nacional o extranjera, que plenamente justificado de inicio, puede convertirse en un estorbo a un desarrollo continuado si no se hacen las adecuaciones políticas pertinentes.

En la coordenada “cooperación e integración”, se quiere reconocer que la desigualdad existente entre países en términos de recursos energéticos primarios, capacidad productiva, tecnología, recursos financieros, etc., tiende a estimular acciones de cooperación, alianzas y acuerdos —regionales y hasta globales— ya sea por decisiones de política energética o por las fuerzas del mercado. No se excluye que un nacionalismo extremo se oponga a toda integración, o bien que un país subdesarrollado con pocos recursos naturales no atraiga interés de inversión privada y requiera entonces de esquemas de ayuda internacional.

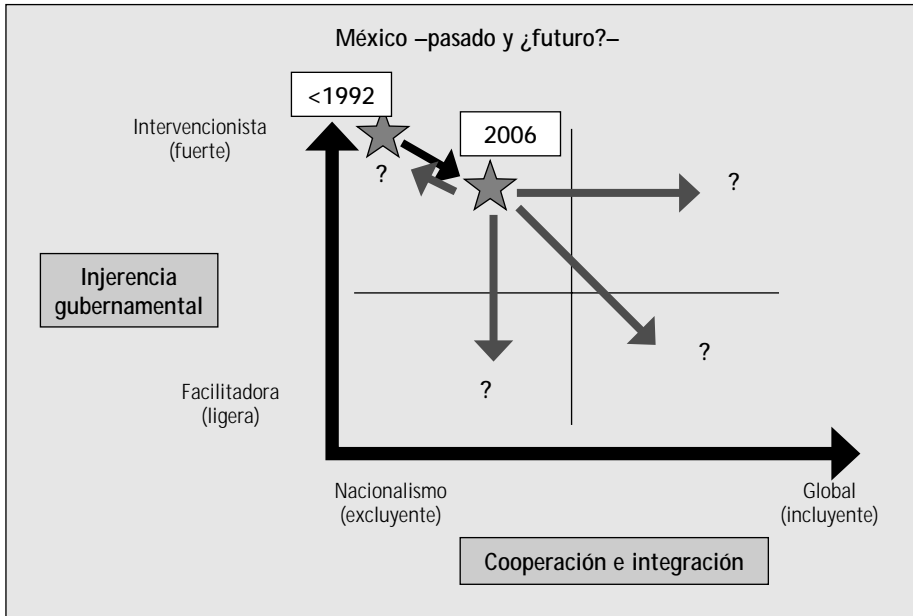
¿Cómo se ubica México en este marco? ¿Qué transición energética es previsible o deseable? ¿Cómo lograrla?

México, sin lugar a duda, queda ubicado en el cuadrante intervencionista–nacionalismo con respecto a injerencia gubernamental y a cooperación e integración, como se ilustra en la figura 1. Lo anterior se deriva de la Constitución misma que establece no sólo la propiedad de los recursos energéticos primarios por parte de la nación, sino que reserva al Estado su producción, transformación y comercialización. Esto se lleva a cabo a través de monopolios estatales, Pemex en el área de hidrocarburos, y la CFE —junto con LFC— en el sector eléctrico. A Pemex se le destinó la exclusividad de las actividades tanto corriente arriba como corriente abajo, siendo el único productor y abastecedor de crudo y gas natural, de productos petrolíferos y de los petroquímicos definidos como básicos. A lo anterior se añadió la exclusividad como exportador e importador. La CFE quedó encargada de la totalidad de generación, distribución y venta, así como de importaciones y exportaciones de electricidad, considerando estas actividades como servicio público, siendo las únicas excepciones la modalidad de autoabastecimiento de Pemex y otras industrias grandes, y la de pequeños generadores para emergencias. Cabe señalar que “Petróleo, gas y electricidad mexicanos, juegan un papel en la historia de la nación que trasciende a sus componentes económicas, técnicas y geológicas. Más allá del mandato

constitucional, se les identifica frecuentemente como elementos clave de la soberanía de la nación, y, en verdad, de la identidad nacional” (Quintanilla y Bauer, 2006).

Figura 1

Ejes de política



El aspecto excluyente quedó de manifiesto también por la posición de México de no incluir al sector energético en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte TLCAN (Bauer y Vargas, 1998).

Ahora bien, esta posición extrema ya ha sufrido cambios significativos en los últimos años, frente a la realidad de la insuficiencia de recursos para el desarrollo del sector energético originada en la creciente demanda interna, el incremento de las importaciones de petrolíferos y la dependencia de las finanzas públicas de las exportaciones petroleras.

Si bien se han mantenido los fundamentos del marco constitucional, es cierto que se ha estado llevando a cabo una cierta apertura del sector energético al capital privado. Las áreas abiertas están bien definidas y son básicamente (Bauer y Vargas, 1998, Quintanilla y Bauer, 2006):

1. Distribución, transporte y almacenamiento de gas natural.
2. Servicios tanto en Pemex como en la CFE.
3. Generación de electricidad (excepto la generación nuclear).
4. Industria petroquímica secundaria.

Quedan todavía reservadas y no abiertas al capital privado:

1. Exploración y producción petrolera.
2. Primer procesamiento de hidrocarburos (refinación, recuperación de condensados del gas natural).
3. Transporte y distribución de productos petroleros.
4. Comercio exterior de petróleo y derivados.
5. Transmisión y distribución de electricidad.

La enmienda de 1995 al reglamento del artículo 27 constitucional en materia de gas natural establece que los derechos del Estado se limitan a “ventas de primera mano”, definidas como la primera transacción comercial del combustible. Con esto, el sector privado puede participar en la construcción, operación y propiedad del sistema de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, así como en su comercialización, exportación e importación.

En el área de la petroquímica la reforma esencial ha sido la reducción de la lista de petroquímicos básicos reservados a Pemex de más de 80 a sólo nueve, abriendo la producción de los restantes al sector privado.

En el caso del sector eléctrico, el cambio de 1992 a la Ley reglamentaria consiste en redefinir el concepto de servicio público, reservado al Estado, excluyendo: 1) la generación de electricidad para autoabastecimiento y cogeneración, y de pequeña escala (menos de 30 MW de capacidad); 2) la generación por productores independientes de electricidad (PIE) para su venta a la CFE; 3) la generación para exportación, derivada de la cogeneración, producción independiente y pequeña producción; 4) la importación de electricidad por personas físicas o morales para su propio uso; y 5) la generación para emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público. La CFE sin embargo mantiene el control de la planeación del sistema eléctrico nacional.

A la fecha los PIE contribuyen con 22.8% de la generación bruta del servicio público, y para 2014 se proyecta que alcanzarán 36.2% (Sener, 2006a). Esto sin embargo no representa una menor injerencia gubernamental ya que, para lograr esa participación, la CFE asume en realidad los riesgos de la inversión. En efecto, el productor recibe, a lo largo de los 25 años del contrato, compensación por la capacidad instalada, aun cuando no se despache su planta. Adicionalmente, la CFE tiene que continuar pagando el precio acordado aun si la electricidad es producida a menor costo debido a desarrollos tecnológicos u otros factores (Quintanilla y Bauer, 2006).

Se prevé también que el autoabastecimiento y la cogeneración crezcan sustancialmente, en función de la reciente autorización a Pemex y de los permisos otorgados a particulares por la CRE.

Por otra parte, a pesar del discurso nacionalista, existe sin embargo una cierta integración/interdependencia de facto con los Estados Unidos por las exportaciones de crudo a ese país —el 80% del total de la exportación— y la creciente importación de petrolíferos y gas natural para suplir la

demanda interna. Cabe recordar también que los ingresos petroleros fueron el aval de préstamo multimillonario por parte de EUA en la crisis económica de 1995.

La tendencia anterior puede quedar reforzada por el Acuerdo para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPN), suscrito por los mandatarios de México, Canadá y Estados Unidos a principios de 2005, "como un compromiso concreto de los tres mandatarios con un enfoque regional para América del Norte".

Un aspecto importante del acuerdo es el desarrollo y uso de los recursos energéticos de América del Norte tanto para el crecimiento económico como para la seguridad de suministro en un contexto continental. Textualmente se propone:

Fortalecer los mercados de energéticos de América del Norte, colaborando, con apego a nuestros respectivos marcos jurídicos, a incrementar la oferta confiable de energía para satisfacer las necesidades de la región y de su desarrollo, facilitando las inversiones en infraestructura energética, las mejoras tecnológicas, la producción, y el suministro confiable de energéticos; mejorando la cooperación para identificar y utilizar mejores prácticas, así como actualizar y hacer más eficientes las regulaciones; y promoviendo la eficiencia y la conservación de energía, y el uso de tecnologías tales como carbón limpio, captura y almacenamiento de carbono, hidrógeno y energía renovable.

Se subraya que se mantiene el reconocimiento al marco constitucional de México. Esto ciertamente va más allá de lo encomendado al Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte (GTEAN) creado en 2001, cuyo objetivo principal "es ampliar el comercio energético y las interconexiones, tomando en cuenta el interés de las tres naciones en el desarrollo sustentable, basado en un proceso de cooperación con pleno respeto a las políticas nacionales de cada país y sin constituirse como una instancia de negociación comercial". De hecho el GTEAN se ha abocado principalmente al análisis e intercambio de experiencias en prospectiva energética, regulación del sector eléctrico, eficiencia energética, ciencia y tecnología energéticas y comercio e interconexiones de gas y electricidad.

¿Hacia adónde se desplazará México en el futuro para asegurar la sustentabilidad de su sistema energético? Para contestar conviene analizar qué tan cerca o lejos se encuentra con respecto a los factores de accesibilidad, disponibilidad y aceptabilidad.

Accesibilidad y disponibilidad

Con respecto al acceso y la disponibilidad de energía, el sistema energético se enfrenta a distorsiones y cuellos de botella, que se originan principalmente en el régimen fiscal que el gobierno impone a los monopolios estatales, aunque también influyen en ocasiones decisiones políticas ajenas al ámbito energético.

En su etapa actual de desarrollo el país tiene en principio acceso a suficientes recursos energéticos primarios propios, dadas sus reservas probadas de petróleo y gas natural, así como un potencial

hidroeléctrico remanente. Los hidrocarburos constituyen el 90.6% de la oferta de energía primaria, seguidos de la electricidad (4.1%), la biomasa (3.4%) y el carbón (1.9%). El 68% del crudo extraído se exporta, constituyendo la parte principal de los ingresos del gobierno –superior al 35%.

La demanda interna de energía por parte del sector energético mismo y de los usos finales (sectores transporte, industria, residencial/comercial y agrícola) se sustenta en un 80.2% en petrolíferos y gas natural seco. Aunque éstos se producen mayoritariamente en el país, se está dando sin embargo una importación creciente de petrolíferos –gasolina y GLP principalmente–. La razón es el estancamiento en la capacidad de refinación por falta de inversión (Sener, 2006b), frente a una demanda creciente que se origina en el aumento de población y en el fenómeno de crecimiento acelerado del parque automotriz en respuesta al ingreso *per cápita* alcanzado (Bauer, Mar y Elizalde, 2003). Asimismo, la política de sustitución del combustóleo por gas natural en el sector eléctrico y la industria, así como la preferencia por ciclos combinados por parte de los PIE en el desarrollo de la capacidad de generación, están requiriendo de una importación creciente de gas (Bauer, Mar y Elizalde, 2002a, Sener 2006a,b,c), que se espera aumente todavía más en el futuro. De hecho, están en proyecto y en proceso de construcción, terminales de GNL tanto en el Golfo como en el Pacífico.

La energía primaria total per cápita es todavía muy baja comparada con los países desarrollados (en 2003, 1.56 tpe/cápita vs. 7.88 tpe/cápita en EUA y Canadá), aun descontando que en el sector residencial de México no se requiere calentamiento que prevalece en aquellos países debido a su ubicación en mayores latitudes. Asimismo, el consumo eléctrico en 2003 fue de 1 794 kWh/cápita vs. 13 480 kWh/cápita en nuestros vecinos del Norte. Además se ha estimado que en 2004 la leña constituyó todavía el 35.3% del consumo energético en el sector residencial, lo cual señala que una parte significativa de la población no tiene todavía acceso a combustibles comerciales (Sener, 2006d). En cuanto a electricidad, se admite que poblaciones con menos de 2 500 habitantes, con aproximadamente 5% de la población total, no tienen acceso a la red eléctrica.

Es por tanto obvio que el desarrollo futuro del país requiere de una accesibilidad y una disponibilidad crecientes de fuentes energéticas. La fuente principal actual –los hidrocarburos– enfrenta varios problemas.

Debido a la inversión restringida en exploración frente a una política de producción para sostener la exportación, las reservas probadas de crudo han descendido hasta un nivel de reservas/producción de sólo 10 años (*Expansión*, 2005, octubre). Revertir esta situación requiere de mayores recursos para transformar reservas probables y posibles a probadas; o bien, adoptar una política de reducir la exportación de crudo, y por tanto la producción, a niveles cuyo impacto en el PIB y en el gasto público sea manejable (Alarco, 2006). Una u otra opción, o las dos juntas, requieren de una reforma fiscal integral que permita al sector público sustituir los ingresos petroleros (entre 4 y 5% del PIB) y canalizar más recursos al sector energético. Sin esto (Quintanilla y Bauer, 2006):

La continuación de las restricciones actuales (fiscales y operacionales, entre otras) impuestas por el gobierno federal a Pemex restringirán sus posibilidades de crecer y participar competitivamente como una compañía de clase mundial. A partir de 1998, debido a las altas transferencias al ingreso fiscal gubernamental, Pemex reporta pérdidas después de impuestos y aportaciones. En el largo plazo esto puede reducir el acceso de Pemex a los mercados financieros y hacer su crecimiento más costoso. En consecuencia, se han ya sugerido propuestas para cambiar la estructura dentro de la cual opera Pemex. Éstas incluyen la modificación del marco legal y de control en que Pemex opera, administra y financia sus actividades con: 1) un cambio en el régimen fiscal de Pemex; 2) mayor autonomía de gestión; y 3) la definición de nuevos mecanismos de asociación con terceros —nacionales y extranjeros— para el desarrollo de proyectos a lo largo de las cadenas productivas completas.

Aun cuando en todo momento se aseguró no buscar la privatización de las compañías estatales, a la fecha ninguna de estas propuestas ha conseguido la aprobación del Congreso de la Unión, evidenciando la prioridad de intereses políticos partidistas. Es curioso notar que opositores a esas propuestas enarbolan ahora propuestas semejantes en la actual campaña electoral, ¡ahora sí!, por el interés de la nación.

Las concesiones anuales concedidas a Pemex, asociadas con la euforia de los incrementos en los precios del crudo en estos dos últimos años, son positivas pero insuficientes. El desarrollo del sector petrolero, así como el del sector eléctrico, sigue dependiendo de un endeudamiento cada vez mayor (préstamos, emisión de bonos, Pidiregas, etc.) con posibles consecuencias adversas al nacionalismo mejor justificado.

Por otra parte, una propuesta de reducir la producción de crudo con el propósito de extender la seguridad energética nacional más allá de los 10 años, se enfrentaría a los acuerdos de cooperación continental referidos anteriormente. La seguridad energética en América del Norte es fundamentalmente la de los Estados Unidos por su gran dependencia de la importación de petróleo, y México es un proveedor principal y cercano. Por ello es de esperarse una presión para que se incremente la producción y la capacidad de exportación, a menos que Estados Unidos logre avances tecnológicos que le permitan usar su abundante carbón en forma limpia y disminuir su dependencia del petróleo importado (Bauer y Elizalde, 2002).

Con respecto al gas natural, se ha logrado incrementar la producción de gas no asociado en la zona de Burgos por medio de los contratos de servicios múltiples a compañías privadas, superando las objeciones y controversias surgidas en el Congreso de la Unión, donde se intentó considerarlos equivalentes a los contratos de riesgo prohibidos por la Constitución. Esto disminuye el déficit pero no va a eliminar, por lo que se ha adoptado una política de importación de GNL, para lo cual hay ya una terminal en construcción (Altamira) y varias en distintas etapas de proyecto. Esto implica la necesidad de acuerdos comerciales de largo plazo, al menos, y una cierta integración ya sea regional o global.

Diversificación energética y aceptabilidad

Por su dependencia preponderante de los hidrocarburos, la diversificación energética es una necesidad para asegurar accesibilidad y disponibilidad de energía para un desarrollo sustentable del país.

En el sector eléctrico, las principales opciones son el remanente de la disponibilidad hidráulica y geotérmica, y retomar la energía nuclear, que de hecho ya se consideran en el plan de desarrollo del sector. A la par, se debe iniciar la generación distribuida para comunidades remotas, con base en biomasa, minihidráulica, energía eólica y energía solar, asegurando un nivel de generación que permita cubrir no sólo los usos residenciales básicos sino el desarrollo de actividades industriales locales que mejoren el nivel económico de esa población.

La energía solar también puede ser importante en la sustitución de petrolíferos, atenuando su demanda. El país disfruta de uno de los más altos niveles de insolación en el mundo, todo el año. El calentamiento solar de agua es una tecnología probada y aplicada en muchos países, inclusive en latitudes donde la insolación es bastante menor que la de México. La viabilidad técnica y financiera para la zona metropolitana de la ciudad de México ha sido analizada, concluyendo que se puede sustituir entre 20 y 40% del consumo residencial de GLP (Quintanilla y Bauer, 2001). Extendido este análisis a todas las zonas urbanas de país, se podría obviar la importación de GLP que alcanza ya el 25% de la demanda, y hasta destinar parte de la producción nacional de GLP a las comunidades rurales alejadas en sustitución de la leña. A lo anterior se añaden las ventajas ambientales locales y globales por la disminución de la emisión de CO₂ y de la formación de ozono en que las fugas de GLP figuran como precursoras. Lo anterior va mucho más allá del desarrollo tendencial considerado por la Secretaría de Energía (Sener, 2006e), y requiere una decisión de política energética y la asignación de recursos, recuperables eventualmente. Es de señalarse que un proyecto conjunto de los sectores público y privado recibiría seguramente los beneficios del mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto, bajo la decisión de la COP 11 reunida en Montreal en diciembre de 2005, de permitir que “un programa de actividades” sea registrado como un solo proyecto MDL.

En el sector transporte, el más reactivo a una posible sustitución de los combustibles derivados del petróleo, la política energética ambiental debe dirigirse a promover la eficiencia del parque vehicular, hoy en día en crecimiento acelerado, vía mejoras en los motores de combustión interna e introducción de vehículos híbridos (Bauer y Mar, 2005). A este respecto son de lamentarse las periódicas regularizaciones de los autos chocolate —una intromisión más de intereses políticos partidistas—, así como la libre importación de autos usados pactada en el TLCAN, que se abrirá en breve. La opción de cultivos energéticos masivos para la producción de biocombustibles debe ser evaluada con cuidado en función de las necesidades alimentarias del país y del balance comercial de productos agrícolas.

La aceptabilidad es una preocupación del sector energético, en la medida de sus posibilidades (Gómez, Rodríguez, Guzmán y Bauer, 2001). Sin embargo requiere de más inversiones —mejoras de

combustibles, fomento de tecnologías avanzadas en todos los sectores aunque principalmente en el transporte, e impulso a fuentes renovables—. Requiere también evitar decisiones políticas oportunistas, pero regresivas con respecto a la disminución de impactos ambientales locales, regionales y globales —como lo mencionado en el párrafo anterior.

Conclusión

El acceso y la disponibilidad de recursos energéticos en México están hoy comprometidos esencialmente por una falta de reformas, particularmente fiscal y laboral, que le permitan al sector energético público fortalecerse como empresas modernas y eficientes.

Ésta es la transición energética más necesaria en la actualidad: reforma fiscal integral que permita a las empresas financiar su crecimiento con sus ingresos, además de autonomía de gestión que les permita operar como empresas a salvo de intromisión política partidista; y reforma laboral con vistas a hacer más eficiente su desempeño, respetando los derechos de los trabajadores pero a la vez evitando las prebendas sindicales surgidas del corporativismo político.

Llevada a cabo esta transición, se podrá decidir entonces sobre el rumbo más conveniente para el beneficio de la sociedad. Así, por ejemplo, empresas fortalecidas podrán asociarse con empresas privadas nacionales y extranjeras para cubrir los desarrollos tecnológicos faltantes sin riesgo de comprometer la propiedad de los recursos energéticos por parte de la nación. Asimismo, permitirán llevar a cabo aperturas complementarias y acuerdos de cooperación e integración que refuercen el desarrollo energético sustentable y ambientalmente aceptable que requiere el país.

Los ingresos que se derivan de los recursos energéticos deben canalizarse, no ya al gasto corriente, sino al fortalecimiento de las empresas y a sustentar el desarrollo de una capacidad de innovación tecnológica característica de una economía moderna. De lo contrario, "¿de qué vamos a vivir una vez que se acabe el petróleo?" (Bauer, 1988).

Bibliografía

- Alarco, G., 2006, "Reservas de hidrocarburos, seguridad energética y macroeconomía: un balance complejo", (borrador para discusión de documento de trabajo no oficial de Sener, bajo responsabilidad del autor).
- Bauer, M., 1989, "Petróleo, energía y desarrollo: El rumbo del futuro", en Coloquio México 1938-1988 a 50 años de la Expropiación Petrolera, México, marzo de 1988, Coordinación de Humanidades, UNAM, 1989, publicado también en *Revista Mexicana del Petróleo*, xxxi, núm. 314.
- Bauer y Vargas, 1998, "NAFTA and Mexico's Energy Sector", *Symposium on Pacific Energy Cooperation'98: Vision and Reality of the Regional Energy Cooperation*, Tokio, Japón, The Institute of Energy Economics, Japan.

- Bauer y Elizalde, 2002, "Continental Energy Security: a View from Mexico", 22nd Annual North American Conference of USAEE/IAEE, Vancouver, Canadá, 6-8 de octubre, 2002.
- Bauer, Mary Elizalde, 2003a, "Los escenarios de oferta y demanda del gas natural", *Boletín de la AMEE*, año 6, núm.2, abril-junio.
- , 2003b, "Transport and Energy in Mexico –the Personal Income Shock–", *Energy Policy*, v. 31.
- Bauer y Mar, 2005, "Transport and energy demand in the developing world: the urgent alternatives", 19° Congreso Mundial de Energía, 5-9 de septiembre de 2004, Sydney, Australia, sesión 33 (cd); reproducido a solicitud del editor en *Energy & Environment*, vol. 16, núm. 5.
- Fernández J., y A. Bello, 2005, "5 medidas para sanear Pemex", *Expansión*, octubre (entrevista con el director general de Pemex, ingeniero Luis Ramírez Corzo).
- Gómez, Rodríguez, Guzmán y Bauer, 2001, "Petroleos Mexicanos: Une société nationale attachée a l'amélioration de ses resultats en matière de protection de l'environnement", en *Valeurs ajoutées – Expériences éthiques dans le secteur de l'énergie*, World Energy Council,
- Quintanilla y Bauer, 1995, "Mexican Oil and Energy", en Laura Randall, *Changing Structure of Mexico: Political, Social and Economic Prospects*. Hunter College, M. E. Sharpe, Inc., Nueva York.
- , 2001, "Solar Energy Use in the Metropolitan Area of Mexico City – a financial feasibility study", 18° Congreso del Consejo Mundial de la Energía, Buenos Aires, Argentina, trabajo 02-13-08, cd, Ed. World Energy Council.
- , 2006, "Mexican Oil, Gas, Electricity Generation and Energy Consumption", en *Changing Structure of Mexico*, L. Randall (ed.) M. E Sharpe, Inc. (en prensa).
- Sener, 2006a, Prospectiva del sector eléctrico 2004-2014, www.energia.gob.mx.
- , 2006b, "Prospectiva de petrolíferos 2004-2014", www.energia.gob.mx.
- , 2006c, "Prospectiva de gas natural 2004-2014", www.energia.gob.mx.
- , 2006d, "Balance nacional de energía 2004", www.energia.gob.mx.
- , 2006e, "Prospectiva de GLP 2004-2014", www.energia.gob.mx.



La transición energética y México como exportador de petróleo.

Nuevas dimensiones del análisis y de las políticas energéticas

*Ángel de la Vega Navarro**

En la actualidad, a pesar de las turbulencias en diferentes planos, se debate acerca de una nueva fase en el desarrollo de la economía mundial, la cual incluiría posiblemente periodos de crecimiento acompañado de profundas transformaciones estructurales. En ese contexto se investiga y discute el lugar que corresponderá a la energía, con referencia a pasadas transiciones. ¿Cómo se produjeron esas transiciones y hasta dónde el conocimiento de esos hechos puede ilustrarnos acerca de la necesaria transición de los combustibles fósiles hacia una base energética más diversificada en la que energías renovables y más limpias ocupen un lugar preponderante? Como ha señalado Bairoch (1983), los cambios en el volumen y la estructura del consumo de energía han sido aspectos fundamentales de las revoluciones tecnológicas e industriales. Éstas, conjuntamente con las transiciones energéticas han reactivado en determinados periodos históricos, de manera duradera y en profundidad la actividad económica.

Uno de los factores de las transiciones energéticas han sido los límites del sistema energético anterior, de manera particular en cuanto a la disponibilidad de recursos físicos (leña, aceites animales, carbón), asunto que en la actualidad engloba al conjunto de energías fósiles. Son éstas las que constituyen el sustento predominante de los sistemas energéticos contemporáneos y su carácter finito; así como otras características plantean problemas relacionados con su disponibilidad y formas de acceso, con su explotación y transporte, además de los riesgos geopolíticos. Ha regresado así, aunque en nuevos términos, el tema de los límites de la producción de energéticos no renovables y sus implicaciones en varios ámbitos. *Depletion* y *peak oil* son términos que se escuchan en muchos foros y sobre los cuales se debate insistentemente. Jean-Marie Martin-Amouroux (2006), por ejemplo, después de examinar trabajos y tesis recientes sobre esa temática llega a la conclusión de que la crisis geológica (*depletion*) no llegará probablemente tan rápido como algunos lo afirman, pero conjuntamente con la crisis ecológica (cambio climático) se exacerbarán cada vez más las crisis geopolíticas (conflictos por el acceso a los hidrocarburos) y económicos (la carrera entre los precios y las inversiones).

* Profesor/investigador del Postgrado de Economía (Facultad de Economía) y del Postgrado de Energía (Facultad de Ingeniería) de la UNAM; miembro del Sistema Nacional de Investigadores (adelaveg@servidor.unam.mx). En la actualidad (enero-julio 2006) se encuentra en el Centro de Estudios e Investigaciones Internacionales de la Universidad de Montreal como primer titular de la "Cátedra sobre México Contemporáneo". Una versión inicial de este trabajo fue presentada en el Seminario Nacional "Agenda del desarrollo 2006-2020", dentro del tema "Política Industrial Energética", UNAM, 15 de marzo de 2006.

En este trabajo se examinará la evolución reciente de los precios del petróleo llevando la reflexión al ámbito estructural en el cual afloran factores que conducen a plantear la necesidad de una transición energética. Situaremos ésta en una perspectiva histórica y examinaremos algunas de las implicaciones para México, como exportador de petróleo.

El precio de una *commodity* atípica que tiene fuertes implicaciones. Problemáticas y preguntas

El sector energético, el más grande de la economía mundial, y el petróleo, su componente dominante, están de nuevo en el centro de la actualidad. La razón más inmediata es la evolución reciente de los precios del petróleo que si bien no ha alcanzado aún los niveles del segundo *shock* de los años setenta, replantea cuestiones centrales tanto desde el punto de vista energético como de otros relacionados con el desarrollo futuro de la economía mundial.

El petróleo no tiene ya la presencia que tuvo hace 30 años: su participación en el consumo total de energía primaria ha disminuido en términos relativos. En la actualidad se está lejos de una tasa de crecimiento promedio anual del consumo de petróleo de 7%, como la del periodo 1965–1973, es decir antes de los *shocks* de los años setenta. También la intensidad del consumo energético se ha reducido, sobre todo en los países desarrollados, tanto a causa de una mejor utilización de los energéticos, como de cambios en la estructura económica que se han traducido en la terciarización de las economías, en la extensión de la llamada economía de la información y del conocimiento y en una desconexión entre el aumento del ingreso y el crecimiento del consumo energético. Los cambios son visibles sobre todo en las economías más desarrolladas, en comparación con lo que fueron hasta la primera mitad de la década de los setenta las intensidades energéticas y las elasticidades del consumo en relación con el ingreso. Recientemente ciertas preocupaciones ambientales, en particular relacionadas con el cambio climático, han introducido nuevas motivaciones para desconectar el uso energético del crecimiento del producto y en consecuencia “descarbonizar” la economía.

En años recientes, ha mejorado también la eficiencia en el consumo de combustibles y se han dado ciertas sustituciones entre fuentes de energía, sobre todo en el campo mismo de las energías fósiles. El gas natural ha aumentado su presencia en los balances energéticos y se está dando un regreso del carbón, a pesar de que se le había ya condenado a desaparecer como energético hace apenas tres décadas.

A pesar de esas evoluciones en cuanto a la presencia de la energía en los procesos económicos, en particular del petróleo, no es indiferente si los precios internacionales de éste energético se encuentran por debajo de los 10 dólares, como sucedió en 1998, o si mantienen la línea ascendente que, con algunos altibajos, se inició en 1999 hasta alcanzar los niveles inesperados de años recientes (el West Texas Intermediate pasó de 20 a 30 dólares el barril en 2000-2002, a más de 70 dólares en abril de 2006). ¿Se mantendrá en los próximos años esa tendencia, lo cual sería coherente con los análisis

que plantean un cambio estructural en el mercado petrolero? ¿Se trata solamente de un fenómeno cíclico (“todo lo que sube tiene que bajar”), lo cual significaría que en un plazo relativamente corto se pondrían en marcha mecanismos compensadores —de mercado o de otro tipo— que llevarían de nuevo a una caída de los precios?

¿Con una perspectiva de más largo plazo, la tendencia al aumento de los precios puede verse como una señal de una crisis petrolera? Ciertamente es que aunque existen márgenes, tanto desde el punto de vista tecnológico como institucional, para empujar a la derecha el *peak oil*,¹ éste llegará inexorablemente, tratándose de recursos finitos. El alza de los precios por encima de lo que a fines de los años noventa se creía un precio de equilibrio instalado por varios años (18-20 dólares), ha puesto de nuevo en la palestra la discusión acerca de las capacidades de producción y de las reservas, en el corto y mediano plazo, y de los recursos disponibles en sus diferentes acepciones, en un plazo más largo. En ese sentido el alza de los precios estaría indicando, no solamente restricciones temporales en las capacidades de producción, las cuales podrían revertirse en un plazo relativamente corto incrementando las inversiones, sino que estaría ya señalando el fin del petróleo fácil y barato. El mundo se estaría acercando así al final de la era del petróleo.

¿Pueden los países exportadores, ante el aumento de los precios, pensar que tienen aún un horizonte lejano para continuar exportando y gozando de una renta, sin preocuparse por construir una base energético-económica adecuada a una era pospetróleo? Por parte de los países desarrollados, el que tomen medidas y políticas concretas en esa dirección (un mayor impulso a la investigación, por ejemplo) va a depender del nivel que alcancen los precios y de su permanencia. A ese respecto, la realidad está planteando nuevas preguntas, por ejemplo: ¿a partir de qué nivel los precios del petróleo pueden incidir de manera drástica sobre la demanda, al mismo tiempo que abren perspectivas duraderas para hacer rentables otras fuentes? Con algunas interrupciones el aumento de los precios ha sido sostenido desde 1999 y la demanda no se ha visto afectada: por el contrario ha venido aumentando de manera importante. Cuando entre 1991 y 2002 el crecimiento promedio anual apenas se acercó al millón de barriles diarios, la demanda petrolera mundial creció, según datos de la Energy Information Agency (EIA), 1.5 millones de barriles diarios en 2003, 2.6 en 2004 y 1.1 en 2005. En ese periodo los precios más que se duplicaron, lo cual se explica precisamente, en parte cuando menos, debido a esa demanda creciente, proveniente sobre todo de Estados Unidos y de países con fuerte crecimiento como China e India.

El desarrollo de alternativas a los hidrocarburos depende de precios que se sostengan de manera duradera por encima de los 40 a 50 dólares,² al mismo tiempo que permiten fortalecer las políticas orientadas a la eficiencia energética. Sin embargo, por parte de los países consumidores

¹ Según los trabajos que se han agrupado bajo este término, la producción global de petróleo alcanzará un pico máximo en un futuro más o menos cercano, a partir del cual la producción declinará inexorablemente. El análisis se ha extendido hacia otros recursos no renovables como el carbón y el gas natural.

² Según CERA (Cambridge Energy Research Associates), cuando los precios del petróleo se encuentran en 40 dólares, son económicamente viables las arenas bituminosas, el etanol brasileño basado en caña de azúcar, el GTL (Gas-to-liquids) y el CTL (Coal-to-liquids); cuando esos precios se encuentran en 60 dólares, es viable el etanol de Estados Unidos basado en cereales y en 80 dólares, el biodiesel.

las respuestas son ambiguas: por un lado expresan preocupaciones por el impacto macroeconómico (inflación, crecimiento), pero, por el otro, saben que requieren precios muy elevados para incidir sobre la demanda de petróleo e impulsar la investigación en fuentes alternas. Desde los *shocks* de los años setenta se da una clara relación entre el nivel de los precios del petróleo y los gastos de investigación en el sector energético: aumentaron fuertemente después de esos *shocks*, y desde mediados de los años ochenta hasta una fecha muy reciente disminuyeron de manera regular.

Los países de la OPEP no ven necesariamente con buenos ojos un aumento de los precios más allá de ciertos límites. Su objetivo es mantener una demanda *adecuada* de petróleo a un precio *conveniente*. Ni precios muy bajos ni muy elevados. Estos últimos pueden incidir sobre la demanda, hacen que sea rentable el petróleo de países no-OPEP y el uso de energías alternas. ¿Podrá esa organización asumir un papel duradero en el modo de regulación de los precios? ¿Podrá hacerlo sola o requerirá cooperar con países no-OPEP como México? ¿Debe encarar un cambio en las tendencias actuales del consumo y la posible utilización, más cercana de lo que es posible imaginar en la actualidad, de sustitutos limpios y renovables? ¿Permanecerá indiferente a las nuevas construcciones institucionales y regulatorias en el nivel internacional que, como el Protocolo de Kyoto, podrán incidir cada vez más en materia energética? Son preguntas que un país exportador de petróleo como México no puede perder de vista, a pesar de las urgencias de la coyuntura.

Ahora bien, no solamente los precios cuentan. La transición no la hará solamente el mercado. Tampoco se puede confiar en un determinismo tecnológico (siempre se introducen en el mejor momento las tecnologías producidas por un específico estado del conocimiento) o económico (basta que una tecnología sea competitiva para que sea adoptada). Es interesante ver cómo en la actualidad preocupaciones sobre la seguridad energética están llevando progresivamente a países desarrollados a políticas de un perfil más intervencionista, tanto internas como externas, en relación con las que prevalecieron en los años noventa. En el ámbito global, otras preocupaciones como las ambientales que no pueden ser tomadas en cuenta plenamente por los mercados, también están obligando a retomar la discusión sobre el papel de las políticas y la intervención de los gobiernos. Un nuevo paradigma está así tomando forma en el plano energético, a través de elaboraciones que requieren un "radical rethinking of the role of privatization, liberalization and competition in achieving the new priorities, an hence a recasting of energy policy itself".³

Al hablar de precios y de sus impactos, se acepta generalmente que los recientes aumentos de precios han sido absorbidos con más facilidad en comparación con lo que sucedió en los años setenta. Los impactos son diferentes, sin embargo, según las características de los países: ¿cuáles serán los que sufrirán más por el aumento de los precios?, ¿cuál será el impacto de una energía más costosa? Edmilson Moutinho dos Santos (2006), al plantear esas importantes preguntas muestra que serán los países pobres los que sufrirán más de la posible escasez futura del petróleo y de los precios elevados. Ello se

³ Dieter Helm, 2005, p. 3.

explica, principalmente, por su falta de tecnología, mientras que es precisamente la tecnología y una productividad elevada la que ha ayudado a los países desarrollados a reducir sus restricciones energéticas. Por ello, de su análisis deriva la propuesta de un “nuevo paradigma energético” basado en la tecnología como una condición básica para acceder a una energía que será cada vez más costosa. Tecnología y energía continuarán estrechamente ligadas, como lo han estado en la historia de las transiciones energéticas.

Las lecciones de la historia para situar las tendencias y los desafíos contemporáneos

Desde el inicio de la revolución industrial han aparecido crisis energéticas, sin que se haya detenido el crecimiento económico. Esa revolución y las revoluciones industriales y tecnológicas que la siguieron se han acompañado de transiciones energéticas que conjuntamente han producido ondas largas de crecimiento.⁴ Sin embargo, no se había hecho presente una presión de conjunto sobre los recursos como la actual, aparejada con la globalización, ante el elevado consumo de países desarrollados como los Estados Unidos y con la entrada de nuevos países a un estilo de desarrollo altamente consumidor de energía, como es el caso de China e India. El crecimiento del consumo energético de China ha alcanzado tasas realmente impresionantes: en 2004 el consumo de carbón creció 14.4%, el de petróleo 13.7% y el de gas natural 18.5 %. Esta situación presiona los recursos, las capacidades de producción, los mercados internacionales, y también el contexto geopolítico: China se confrontará cada vez más con sus vecinos y competidores asiáticos para acceder a los recursos energéticos y a más o menos largo plazo también con el principal consumidor de energía, Estados Unidos. Este país ha definido como un eje fundamental de su política exterior la seguridad del aprovisionamiento energético, uno de cuyos aspectos es el acceso prioritario a los recursos mundiales. Pueden preverse confrontaciones ante la importancia creciente que adquirirán las reservas del Medio Oriente.

La transición hacia un nuevo sistema energético tiene entonces implicaciones diversas y será conducida por una combinación de factores: energéticos, económicos, tecnológicos e institucionales. Se requieren cambios no solamente en los bienes que se consumen, sino también en las tecnologías y los equipos para producir, distribuir y consumir energía, en las infraestructuras urbanas y de transporte, en el conocimiento científico y técnico, en las instituciones que enmarcan el comportamiento de los actores y organizaciones que tomarán decisiones y actuarán concretamente en la esfera energética.

Esos cambios han estado presentes históricamente en las transiciones energéticas vinculadas a transiciones tecnológicas e industriales. La historia nos muestra que los sistemas energéticos se ven afectados por los cambios de paradigmas tecnológicos; que los sistemas energéticos han estado en

⁴ Las referencias ineludibles sobre esta temática son los trabajos de Kondratiev y Schumpeter, así como trabajos más recientes como el de Freeman Chris y Louca Francisco (2001). En el seminario del Campo de Conocimiento de Economía Política del Posgrado de Economía de la UNAM el autor de este trabajo hizo una exposición preliminar sobre “La transición energética y México como exportador de petróleo”, 13 de abril de 2005, relacionando el tema con los trabajos arriba señalados.

el centro de las grandes “olas de destrucción creadora” (Schumpeter). En las transiciones pasadas los límites del sistema anterior han estimulado las innovaciones ¿Hasta qué punto los límites del sistema prevaleciente (recursos finitos, medio ambiente) están estimulando las innovaciones adecuadas?

En la actualidad se plantea, de manera cada vez más aguda, la compatibilidad entre satisfacción de necesidades energéticas crecientes y la protección del ambiente. Las posibles soluciones dependerán del cambio tecnológico, pero también de nuevas construcciones institucionales y regulatorias internacionales (Protocolo de Kyoto).

Desde el punto de vista tecnológico, ¿cuáles son las posibilidades para construir un modelo energético más respetuoso del medio ambiente y cómo lograrlo? Los cambios siempre se han dado mediante luchas entre defensores de uno u otro modelo (lobbies, intereses). ¿Cuáles son hoy en día las fuerzas en presencia? ¿Otro modelo es posible, pero ciertas fuerzas sociales lo bloquean?

Desde hace algunos años se desarrolla una revolución tecnológica e industrial alrededor de la informática, de la electrónica, de las biotecnologías y de los nuevos materiales. Esos cambios tecnológicos afectan sin duda a los sistemas energéticos, aun si tienen que ver más con *información* que con energía.

Un nuevo sistema tecnológico ha emergido así gradualmente en el último cuarto de siglo. Las tecnologías que lo componen y que forman un sistema han traído consigo nuevas relaciones energía-economía (cambios en: elasticidad energía/PIB, en la intensidad energética y, aunque en menor proporción, también en el consumo per cápita).

Ese nuevo sistema tecnológico implica nuevas vías para los sistemas energéticos:

- Las necesidades de servicios energéticos y su satisfacción se han modificado.
- Los sistemas energéticos descentralizados demuestran ser más eficientes.
- Los cambios tecnológicos en curso afectan la organización de las industrias y empresas energéticas y requieren la instauración de nuevos marcos institucionales y regulatorios.
- Cambios institucionales y competitivos provocados por la globalización y la desregulación están transformando en profundidad las industrias energéticas.
- Los procesos de innovación se llevan a cabo de manera interactiva, a través de nuevas redes de creación tecnológica.

Este último aspecto está tomando una gran fuerza. Por ello es preciso analizar la dinámica tecnológica de las industrias energéticas en un sentido amplio, incluyendo como actores centrales tanto a los proveedores de los equipos como a las industrias productoras de energía.⁵ La intensidad de la investigación y desarrollo (I&D) se ha reducido dentro de las empresas energéticas, pero no dentro de las industrias entendidas en ese sentido amplio que implica la participación de varios actores y la instauración de nuevos mecanismos de coordinación.

⁵ Véase Jacquier-Roux y Bourgeois, 2002. Estos autores constatan un cambio general de la producción tecnológica en las industrias energéticas, de los operadores a los proveedores y de nuevas estrategias en el contexto de redes coordinadas.

Cambios, pero en un contexto en el que persisten tendencias básicas respecto al peso del petróleo

- Según los estudios prospectivos disponibles, la demanda mundial de energía primaria continuará creciendo con los combustibles fósiles como la principal fuente. Según la IEA (Agencia Internacional de la Energía), en ausencia de nuevas políticas gubernamentales o de un despliegue acelerado de nuevas tecnologías, la demanda de energía crecerá 60% de ahora al 2030. Un 85% de ese crecimiento corresponderá a combustibles fósiles emisores de carbono: petróleo, gas natural y carbón, lo cual requerirá de billones de dólares en inversiones para expandir la oferta energética.
- Sobre todo por el lugar que continuará teniendo el petróleo en el consumo energético, particularmente en aspectos centrales del modo de vida prevaleciente como el transporte, la relación entre el PIB per cápita y el consumo de petróleo se modificará sólo de manera lenta los próximos años en términos globales. En determinados países o zonas el consumo *per cápita* aumentará ineluctablemente. En la actualidad, en términos de barriles anuales consumidos por persona se tienen fuertes contrastes: EUA (24), China (1.2), India (0.9), resto del mundo (4.4).
- El fin de la era del petróleo no es pues inmediata: el camino será largo todavía para encontrar, por ejemplo, una alternativa viable y comercial al motor de combustión. La International Energy Agency (IEA) lo ha planteado así: "A pesar de todos nuestros esfuerzos para desarrollar energías renovables, la parte del petróleo apenas disminuirá durante los próximos 30 años".

Desafíos ante las tendencias señaladas

Para la industria petrolera mundial (con implicaciones para México):

- Producir cada vez más cada año para hacer frente a la demanda, a pesar de la declinación natural de los yacimientos.
- Aumentar capacidades de producción (es decir aumentar la inversión en exploración y producción, que ha sido insuficiente en años recientes, sobre todo por parte de las compañías petroleras internacionales).
- Optimizar la producción en las zonas maduras.
- Desarrollar el *offshore* profundo y ultraprofundo.
- Asegurar la transición hacia los petróleos no convencionales.
- Favorecer el surgimiento de carburantes de síntesis.

Los cuatro primeros puntos tienen que ver con actividades de base para las cuales la industria petrolera mundial cuenta con la tecnología y con la capacidad de tomar los riesgos inherentes a esas actividades. Los dos últimos puntos tienen que ver con una transformación que está teniendo lugar y que en México se debe observar con mucha atención. La industria petrolera está pasando de las ac-

tividades más o menos complejas de exploración y extracción de hidrocarburos a actividades propiamente manufactureras altamente intensivas en tecnología. El resultado serán nuevas combinaciones o mezclas en las que estarán aún presentes derivados provenientes del petróleo, pero junto con otros combustibles que se sitúan en el campo de las energías alternativas. Esta evolución no solamente puede ampliar la vida de las reservas, sino de hecho reorganizar a fondo la industria, ya que se darán presencias y asociaciones inéditas con nuevos actores.

Todos esos esfuerzos parecen, sin embargo, enfrentar una realidad ineludible: el carácter finito de los recursos. En la actualidad ese tema se ha visto renovado por la recuperación de los trabajos de K. Hubbert⁶ y la discusión reciente en torno al *peak oil*.

Nuevas fuentes necesarias por agotamiento de las no renovables, por razones ambientales y por aumento de la demanda

De lo que se trata en resumen es de posponer la fecha del agotamiento de las fuentes actualmente existentes, de ampliar la gama de fuentes de energía y de reducir costos. Entre las nuevas tecnologías destacan las pilas de combustible con base en hidrógeno, pero también se encuentran nuevos desarrollos relacionados con la energía solar, con la biomasa, con la eólica. De manera gradual pero ineluctable nuevas fuentes de energía predominarán, por razones tanto tecnológicas como ambientales y relacionadas con el aumento de la demanda global. Estados Unidos y varios países europeos desarrollan ya importantes planes de investigación en fuentes alternas de energía que además de ser más limpias reduzcan la dependencia del petróleo proveniente del exterior. Otros países con los que México se puede comparar, como India, China e incluso Brasil parecen entender mejor esas perspectivas, probablemente por no ser exportadores de petróleo y porque sienten amenazado su desarrollo por su dependencia petrolera.

También algunas empresas energéticas, incluidas petroleras, han empezado desde hace años a tomar cartas en asuntos relacionados con la transición energética. En general, pues, países y actores importantes en la escena energética se hacen presentes en la búsqueda de nuevos combustibles bajos en carbono y no desdénan interesarse en las energías renovables (solar, biomasa, eólica) o en desarrollos de nuevos vectores de oportunidades tecnológicas. De hecho es necesario visualizar un futuro energético en el cual todas las fuentes desempeñarán un papel, sin que, como ha sucedido en otras transiciones, predomine una de ellas haciendo pasar a las demás a planos secundarios.

Un cambio fundamental de enfoque

Algunas reflexiones contemporáneas plantean preguntas que rompen con los marcos establecidos y las tendencias señaladas arriba, respecto al aumento de la producción y consumo de energía y al lugar del petróleo: ¿Existe realmente la necesidad de una producción y un consumo abundantes de energía?

⁶ Una presentación del modelo de Hubbert se encuentra en Ángel de la Vega Navarro, 1999.

¿No puede orientarse la economía mundial hacia consumos netamente inferiores a los actuales con una perspectiva de 50 o 100 años? En esta dirección trabajan los que proponen partir de las necesidades para llegar a una producción de energía en el contexto de un desarrollo sustentable de largo plazo. Si en ese camino se descubren o desarrollan nuevas fuentes masivas de energía que cambien drásticamente los patrones actuales de la producción así como sus costos e implicaciones, el haber puesto el acento en las necesidades tendrá efectos benéficos para la instauración de un nuevo sistema energético.

México exportador de petróleo ante la transición energética

México no es un país exportador de petróleo, en el sentido que se le da usualmente a este término. México tiene una economía más diversificada tanto en su estructura económica como en sus relaciones económicas y financieras. Sin embargo tiene algunos rasgos en común con los países exportadores:

- El desempeño económico de los países exportadores de petróleo depende en gran medida de la evolución de los precios internacionales de esa mercancía. Los ingresos provenientes de las exportaciones son generalmente utilizados para enfrentar las urgencias del corto plazo. En el caso de México, como se sabe, el petróleo representa alrededor de 2% del PIB, menos de 10% de las exportaciones, pero casi 40% del presupuesto.
- Si bien la parte de la OPEP en el consumo petrolero mundial se redujo de manera drástica a causa del incremento que ha tenido la producción de países no-OPEP en diferentes zonas como el Mar del Norte, y diversos campos en África y Asia, hacia el futuro las cosas se presentan de manera diferente, a causa de la concentración de las reservas. Una preocupación muy importante de los países exportadores —en el corto, pero también para el mediano y el largo plazos— es que se mantenga una demanda *adecuada* a un precio *conveniente*. No está en su interés que se sustituya el petróleo (sobre todo su petróleo), no sólo porque se quedarían sin una fuente vital de ingresos, sino porque no han construido una base económica viable para una era pospetróleo. Por ello no tienen interés en precios demasiado elevados, ya que, por un lado, esos precios hacen rentable el petróleo de países no-OPEP, como sucedió después de los *shocks* petroleros de los años setenta y está sucediendo de nuevo ahora. Por otro lado, precios elevados hacen también viable el uso del desarrollo de energías alternas a los hidrocarburos.

México comparte, en cierta medida, la visión de los países exportadores, lo cual se traduce en el objetivo de maximizar la captación de renta petrolera. Que esto dure el mayor tiempo posible dependerá de que el uso del petróleo se alargue y de que el desarrollo de sustitutos y competidores sea lo más lento posible. En la actualidad México exporta 40% de su oferta total de energía, sobre todo crudo. Las exportaciones de este último tuvieron un aumento sostenido desde 1999, al mismo tiempo que

los precios internacionales tuvieron incrementos significativos. Esas exportaciones pasaron, así, de un total de 567 064 mil barriles, en 1999, a 684 566 en 2004 (INEGI, 2005). En 2005 se situaron en un promedio diario de un millón 817 mil barriles, al tiempo que el precio promedio ponderado de la canasta de crudos mexicanos de exportación alcanzó 42.65 dólares por barril, cantidad superior en 11.63 dólares a la de 2004.

México ha empezado, sin embargo, a tener problemas para mantener esa tendencia de la producción y las exportaciones de crudo. Aunque el tema se presta a controversias, sobre todo por la falta de información, especialistas consideran que se ha agotado el ciclo expansivo de la producción petrolera que empezó en 1995 y que en adelante será difícil mantener el nivel alcanzado en 2004.⁷ En la actualidad las reservas probadas de petróleo sólo permiten encarar 10 años de la producción actual; mientras que las de gas natural sólo 12 años. Naturalmente, los datos de las reservas no son estáticos: son dinámicos y evolucionan en relación con las inversiones, los precios y el progreso técnico. Pemex ha tenido logros, pero los datos oficiales a la vista indican una caída de las reservas probadas totales de hidrocarburos: de 32 614.4 mmbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) en 2001 pasaron a 17 649.8 en 2005.⁸

México ha vivido todo el siglo xx y lo que va del xxi a la sombra del petróleo, ya sea orientándolo a su exportación o hacia el mercado interno. Ha llegado el momento de encarar con seriedad la era "pospetróleo". Esto significa transitar progresivamente a una base energética y económica más diversificada. La base energética está dominada por el petróleo, tanto en lo que respecta a la oferta como a la demanda, lo cual nos desfasa de tendencias recientes en otros países y de las nuevas relaciones que se están estableciendo entre el consumo de energía y el crecimiento económico:

- Los hidrocarburos ocupan un lugar predominante en el balance energético (90.6% de la producción de energía primaria en 2004).
- El consumo nacional de energía ha tenido crecimientos superiores a 5% en años recientes, una tasa muy superior a la del crecimiento económico. El consumo final total creció 8.5% en 2004, una cifra que en la actualidad puede considerarse desmesurada. Un sector como el transporte cuyo crecimiento del consumo refleja mayoritariamente el uso de gasolinas y diesel para el autotransporte creció ese mismo año en 13.5%. El consumo del sector industrial creció 8.4%, a causa sobre todo del consumo de sectores como la siderurgia, química, azúcar, cemento y minería.⁹

⁷ Adrián Lajous, "Política petrolera exterior", 14 de marzo de 2006. Otros especialistas no llegan a las mismas conclusiones, por ejemplo Fabio Barbosa y Nicolás Domínguez, 2006: "la producción de crudo de México no se encuentra en riesgo de sufrir disminuciones, mucho menos de sufrir un colapso. La revisión efectuada apoya las expectativas de que en el corto y mediano plazos, el período sexenal y los próximos diez años, se produzcan aumentos sostenidos en los volúmenes de extracción. No existen dificultades ni geológicas ni técnicas para alcanzar en 2008 la meta de 4 millones de barriles diarios, que el actual gobierno se propuso. Está construyéndose por lo menos una parte muy importante de la infraestructura que haría viable continuar elevando la producción más allá de los 4 mmbd."

⁸ Pemex, PEP, Anuario Estadístico, <http://www.pep.pemex.com/>

⁹ Los datos de este párrafo y del siguiente provienen de Los balances energéticos elaborados por la Secretaría de Energía, cf. Sener, 2005.

- La intensidad energética (indicador que mide la cantidad de energía necesaria para producir un peso de PIB) ha venido también aumentando en años recientes. En 2003 creció, respecto a 2002, en 1.8% y en 2004 continuó creciendo (1%). Esas tasas parecen reducidas, pero el dato significativo es que crecen.

La intensidad energética de las economías puede bajar, como lo ha puesto en evidencia André T. Furtado (2006), examinando las evoluciones que han tenido lugar en países avanzados, en donde se ha dado una desmaterialización del progreso técnico, y las restricciones que se presentan en países en desarrollo. En los primeros, las tecnologías ahorradoras de energía han hecho que baje la intensidad energética, mientras que en los países en desarrollo la asimilación de las nuevas tecnologías ha sido menor por la insuficiencia de inversiones en conocimiento y en nuevos equipos. Además, la especialización de estos últimos en la exportación de materias primas y de productos manufacturados intensivos en energía ha provocado que sus trayectorias tecnológicas sean muy intensivas en energía. Sólo algunos países asiáticos han incorporado más intensamente las nuevas tecnologías. Lo importante de esos hechos, según André Furtado, es que marcan el agotamiento de la trayectoria tecnológica intensiva en energía de la sociedad industrial y la emergencia de otra más intensiva en conocimiento, en la cual muchos países en desarrollo no se encuentran aún insertos.

El papel de las empresas públicas energéticas. Pemex: ¿actor de la transición?¹⁰

Como se ha señalado arriba, la transición energética constituye un proceso complejo en el que inciden numerosos actores y factores. Por las trayectorias del sector energético mexicano el Estado y las empresas públicas energéticas desempeñarán un lugar central, en un marco institucional que deberá renovarse en profundidad. En este trabajo se ha mencionado, sobre todo, el caso de los hidrocarburos y a Pemex, pero debe tenerse presente que una transición pone en juego tanto al conjunto de componentes como de actores del sector energético.

En este trabajo no es posible abordar el problema de fondo de los límites geológicos de los recursos de los que dispone el país. De cualquier manera, a pesar de que en el plano internacional se está lejos de haber llegado a conclusiones definitivas y de que los análisis y conclusiones son muchas veces contradictorios, otros países productores y exportadores toman medidas que no parecen estar presentes en el caso mexicano. Arabia Saudita, por ejemplo, impulsa proyectos sobre los posibles sustitutos al petróleo que exporta,¹¹ examinando no solamente la gama de petróleos de otros países exportadores OPEP o no-OPEP, sino también la de los no convencionales, además del gas natural, combustibles sintéticos y energías renovables. Parece que México ante las necesidades apremiantes de

¹⁰ En este punto y el siguiente retomo aspectos de Ángel de la Vega Navarro, 2003, 2004.

¹¹ Uno de esos proyectos se desarrolló en 2003/2004 en el Oxford Institute for Energy Studies sobre el tema "Price barriers to the entry of substitutes of Saudi oil".

Estados Unidos y de la voluntad de ese país de contar con el petróleo seguro que este país le proporciona, no considera otro horizonte que mantenerse como proveedor privilegiado de ese país.

Para ello, e incluso para volcarse de nuevo al mercado interno, Pemex deberá ser capaz de transformarse en el instrumento industrial y tecnológico necesario en las circunstancias actuales para convertir los recursos con que cuenta el país en reservas probadas. Muchas veces se ha manifestado la idea de que “La principal ventaja estructural que tiene Pemex es que opera con costos relativamente bajos”,¹² lo cual significa que la producción de petróleo en México se realiza en condiciones naturales extremadamente favorables, en relación con las de cualquier otro país no-OPEP. Solamente se ve superado, desde ese punto de vista, por países del Medio Oriente. Sin embargo, datos recientes y las perspectivas para el futuro muestran que los costos de países productores, en particular de varios no-OPEP han continuado bajando gracias a las nuevas tecnologías y a las innovaciones. Las ventajas de costos basados en condiciones naturales se han visto erosionadas y México no puede basarse en ellas indefinidamente.

En el curso de su historia, desde la nacionalización, Pemex ha reunido importantes capacidades productivas, técnicas y de gestión. Durante décadas fue capaz de seguir el ritmo de expansión de un mercado interno particularmente dinámico. Entre 1977 y 1981 logró situar a México entre los principales productores y exportadores. Sin embargo, en particular durante las dos últimas décadas, cuando fueron introducidas importantes innovaciones en la industria petrolera paralelamente a la aceleración del progreso técnico en los campos de la informática, de las telecomunicaciones y de los nuevos materiales, Pemex ha acumulado retrasos tecnológicos no solamente en las actividades *upstream* sino también en otras fases de la industria como la refinación.

La situación de Pemex: un “integrador de proyectos” insuficientemente desarrollado tecnológicamente

Pemex encuentra desde hace tiempo dificultades para hacer frente a los desafíos tecnológicos a través de una capacidad propia de cierta autonomía. Durante varios años la búsqueda de una autonomía tecnológica fue simbolizada por el Instituto Mexicano del Petróleo, creado en 1965 para trabajar estrechamente con la industria petrolera y con sus necesidades científicas y tecnológicas. En años recientes se inició un proceso de redefinición de las funciones y de las prioridades del IMP, así como, de manera más general, de las estrategias industriales y tecnológicas de Pemex. Esta empresa se propone ahora seguir las innovaciones de la industria internacional recurriendo sistemáticamente a la tecnología y a los proveedores extranjeros.

Está claro ahora que Pemex ya no puede descansar en los métodos tecnológicos y organizacionales que le permitieron hacer frente en el pasado a la dinámica del consumo interno y de las exportaciones. No puede tampoco depender de manera privilegiada de la “productividad natural” de los campos mexicanos, aun si es notable.

¹² Discurso del director de Pemex, ingeniero R. Muñoz Leos, ante la Academia Nacional de Ingeniería, México, D.F., 31 de agosto de 2001.

El objetivo de desarrollar una capacidad tecnológica autónoma —que otras empresas públicas sí mantienen, como es el caso de Petrobras que es líder en el campo de la exploración en *offshore* profundo—,¹³ ha sido abandonado hace tiempo. En su lugar se ha fijado a Pemex el objetivo de ser “un seguidor fuerte de tecnología”.

Otros países han seguido un camino diferente, ya sea exportadores desarrollados, como Noruega o un país como Brasil que de una elevada tasa de dependencia de las importaciones de petróleo ha llegado a ser prácticamente autosuficiente. En este país, los logros tecnológicos han sido determinantes. En particular supo orientarse a tiempo hacia la exploración en aguas profundas, logrando descubrimientos importantes dentro del propio territorio brasileño y más allá de sus fronteras. En lugar de seguir el camino de Pemex, que de hecho condenaba la innovación, Petrobras fue capaz de perforar en profundidades cada vez mayores y situarse a la vanguardia de la tecnología mundial en el *offshore* profundo. Eso fue posible gracias a algo que ha faltado en Pemex: un esfuerzo sostenido de I&D, de formación de personal calificado, de asociaciones con compañías extranjeras, de impulso a una industria petrolera, del lanzamiento de programas ambiciosos como el Procap (Dominio de la tecnología de los sistemas de producción en aguas profundas).

Pemex no solamente desmanteló equipos técnicos desde la década de los ochenta, sino que favoreció una evolución del Instituto Mexicano del Petróleo que lo alejó de los objetivos para los que fue creado. De haber persistido en ellos probablemente estaría ahora en capacidad de acompañar científica y tecnológicamente las necesidades del país, que en los próximos años requerirá hacer un ingente esfuerzo de exploración y producción de hidrocarburos en el Golfo de México. Tomando en cuenta la situación energética que se ha presentado más arriba, disponer de petróleo y gas será estratégico para administrar la transición hacia nuevas fuentes renovables y con menores incidencias ambientales. Se tratará sin duda de hidrocarburos más costosos y difíciles, lo cual no solamente requerirá ingentes recursos financieros sino, sobre todo, un gran esfuerzo de investigación y desarrollo tecnológico.

Consideraciones finales

En México predominan muchas veces las preocupaciones de corto plazo: el interés se centra sobre todo en asuntos como el impacto de los precios internacionales del petróleo, por razones macroeconómicas y por la fuerte presencia de los ingresos petroleros en los ingresos fiscales. Las preocupaciones del mediano y largo plazos —ámbito natural de la planeación y de la elaboración de estrategias— parecen no tener mucha importancia. Sin embargo, es sólo con una perspectiva de largo plazo como aparecen cuestiones que adquirirán cada vez mayor importancia, en particular para un país que produce y exporta petróleo. El progreso tecnológico podría en algunas décadas modificar completamente el panorama energético, en particular en lo que respecta al lugar y papel del petróleo.

¹³ A. Tosi Furtado, 1999 estudia las estrategias que siguió Petrobras para convertirse en una empresa líder en el *offshore* profundo.

En este trabajo se ha tenido presente, sobre todo, a la industria petrolera a causa de las trayectorias energéticas del país. La herencia petrolera, no solamente se manifiesta en el lugar que ocupan los hidrocarburos en el balance energético, sino que ha influenciado la organización de las industrias del sector energético, aunque no en el sentido de construir un marco regulatorio integrado y coherente. Todavía ahora, el marco existente dificulta, por ejemplo, las relaciones entre las empresas públicas energéticas, Pemex y CFE. Los cambios en las industrias energéticas plantean relaciones nuevas que requieren un marco de coherencia global, particularmente en lo que respecta a las relaciones entre la industria eléctrica y la del gas natural, en el caso de México.

El Estado mantiene un lugar preponderante en el sector energético. Sin embargo, el peso de viejas prácticas no ha permitido que ese actor central coordine bien sus diferentes papeles: como accionista único o predominante, como controlador de los monopolios públicos y de su poder, y como impulsor de un desarrollo energético en el que debe ahora coordinar la participación de actores privados.

El peso de las tradiciones legales referentes a las dependencias y organismos gubernamentales ha metido muchas veces en camisas de fuerza a empresas públicas que si bien no deben perder de vista la especificidad de lo público, no por ello deben descuidar criterios e indicadores comunes a cualquier otra empresa para lograr un mejor desempeño. Empresas como Pemex o CFE deben llevar a cabo sus inversiones, adquisiciones, obras, arrendamientos, prestación de bienes y servicios tomando en cuenta leyes y procedimientos elaborados con concepciones obsoletas. La normatividad, en lugar de inspirarse en los avances que en diferentes campos ha habido para regular las actividades y funciones de las empresas públicas las mantiene en un marco que inhibe su desarrollo y modernización.

Puede decirse que las reglamentaciones y regulaciones tradicionales, en las cuales predominaban sobre todo preocupaciones jurídicas y no tanto fundamentos económicos y tecnológicos, han carecido de un sistema de incitaciones para lograr una gestión eficiente del conjunto del sector y un desempeño de las empresas públicas orientado por criterios que las hicieran viables en el actual contexto económico nacional e internacional. En particular, se ha visto trabada la posibilidad de establecer relaciones nuevas con los principales actores internacionales dentro de marcos que proporcionen certidumbre y confiabilidad.

La concreción de un camino gradual que lleve a una transición energética, a partir de las realidades de un país productor y exportador de petróleo requiere una visión completa: ¿qué recursos?, ¿qué tecnologías?, ¿qué organizaciones industriales asumirán las inversiones y su financiamiento?, ¿qué innovaciones institucionales serán necesarias para que surjan las organizaciones energéticas de nuevo tipo? Estas organizaciones deberán ser capaces, sobre todo, de interactuar en el marco de un nuevo modelo en el que la investigación y otras actividades de innovación ya no se desarrollan solamente dentro de las empresas energéticas, sino dentro de redes tecnoeconómicas en las que nuevos actores se desenvuelven con nuevas estrategias en el contexto de redes coordinadas. No se puede retrasar más en México el inicio de una magna construcción institucional, organizacional y regulatoria que requieren los tiempos de la transición energética y sus implicaciones energéticas y tecnológicas.

Bibliografía

- Bairoch, Paul, 1983, "Energy and industrial revolution: new approaches", *Revue de l'Énergie*, núm. 356, agosto-septiembre.
- Barbosa Fabio y Nicolás Domínguez, 2006, "Situación de las reservas y del potencial petrolero de México", *Economía*, UNAM, vol. 3, núm 7.
- Boy de la Tour, Xavier, 2004, *Le Pétrole. Au-delà du Mythe*, París, Technip.
- De la Vega Navarro, Ángel, 1999, "¿Declinación inminente de la producción petrolera mexicana? Una aplicación del modelo de M. K. Hubbert", Apéndice I del libro del mismo autor: *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México*, Programa Universitario de Energía, UNAM, México.
- , 2003, 2004, "La industria petrolera mexicana en el marco de las tendencias globales del cambio institucional, organizacional y tecnológico", *Memorias (Proceedings), Coloquio Internacional: Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina*, UNAM/Université Pierre Mendès France de Grenoble, Ciudad Universitaria, 5-7 de noviembre de 2003, Publicado también en *OGEL (Oil, Gas, Energy Law)*, Special Edition, vol. 2, Issue #3, 2004.
- , 2005, "Antecedentes de la regulación energética en México. El peso determinante de la herencia petrolera", *10 años de regulación energética en México*, Comisión Reguladora de Energía, Editorial Cuarta Pared.
- Dos Santos, Edmilson M., 2006, "La tecnología como condición básica para acceder a una energía más costosa", *Economía Informa*, UNAM, mayo.
- Freeman, Chris, Francisco Louca, 2001, *As Time Goes By. From the Industrial Revolutions to the Informations Revolution*, Oxford University Press.
- Furtado T., André, 1999, «Petrobras: une reussite dans l'offshore profond», *Revue de l'Energie*, núm. 503, pp. 35-40.
- , 2006, "Tecnología y crisis energética. Impactos de la actual fase del capitalismo sobre los países en desarrollo", *Economía Informa*, UNAM, mayo.
- Helm, Dieter, 2005, "The assessment: The New Energy Paradigm", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 21, núm. 1.
- INEGI, 2005, *El sector energético en México*, Serie de Estadísticas Sectoriales, México.
- Jacquier-Roux, V., B. Bourgeois, 2002, "New Networks of Technological Creation in Energy Industries: Reassessment of the Roles of Equipment Suppliers and Operators", *Technology Analysis & Strategic Management*, vol. 14, núm. 4.
- Martin-Amouroux, Jean-Marie, 1996, "Energy technologies, systemic aspects, technological trajectories and institutional frameworks", *Technological Forecasting and Social Change*, 53.
- , 2006, "¿Llegó a su término la edad de oro de las energías fósiles?", *Economía Informa*, UNAM, mayo.
- Sener, 2005, *Balance nacional de energía 2004*, México.

Agenda para el desarrollo

Volumen 3



Política energética,
se terminó de imprimir
durante el mes de marzo
de 2007, en los talleres
litotipográficos de la casa
editorial MIGUEL ÁNGEL PORRÚA,
librero-editor. El tiro consta de
2,000 ejemplares impresos sobre
papel de 75 gramos.

