

O R T E

O P E R

C

E

S

O

P

CONSIDERACIONES EN TORNO A LA REFORMA ENERGÉTICA

- 1** Presentación
Rafael Aréstegui Ruiz
- 5** Reforma energética. Proceso de negociación
Diputado Marco Antonio Bernal Gutiérrez
- 9** La reforma energética y la Ley General de Cambio Climático.
Trazos de una convergencia en torno al desarrollo
sustentable en México
Rafael López Vega
- 24** La producción de gas y petróleo *shale* en el contexto
de la reforma energética
Salvador Moreno Pérez
- 34** Sector privado y petróleo. Algunos datos sobre el marco
contractual de los hidrocarburos en América Latina
José de Jesús González Rodríguez
- 52** Fondos petroleros, la administración estatal de la riqueza.
Comparativo internacional
Gabriel Fernández Espejel
- 62** Comentarios en torno a la metodología utilizada por la
CFE para determinar las tarifas domésticas en el país
Francisco J. Sales Heredia



**Comité del CESOP
Mesa Directiva**

Dip. Sebastián Alfonso de la Rosa Peláez
Presidente

Dip. Ana Isabel Allende Cano
Dip. María Teresa Jiménez Esquivel
Dip. Carol Antonio Altamirano
Secretarios

Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública

Rafael Aréstegui Ruiz
Director General

J. Guadalupe Cárdenas Sánchez
Coordinador Técnico

Francisco J. Sales Heredia
Director de Estudios Sociales

Gustavo Meixueiro Nájera
Director de Estudios de Desarrollo Regional

Efrén Arellano Trejo
Subdirector de Opinión Pública

Ernesto Caveró Pérez
Subdirector de Análisis y Procesamiento de Datos

José Olalde Montes de Oca
Asistente editorial

Claudia Ayala Sánchez
Corrección de estilo

Alejandro López Morcillo
Editor

Francisco J. Sales Heredia
Director del Reporte CESOP

Roberto Aschentrupp Toledo

Gabriel Fernández Espejel

José de Jesús González Rodríguez

Rafael López Vega

Julio César Moguel Viveros

Anavel Monterrubio Redonda

Salvador Moreno Pérez

Lucero Ramírez León

Investigadores

Arón Baca Nakakawa

Guillermina Blas Damián

Luis Ángel Bellota

Elizabeth Cabrera Robles

Leticia Galicia García

Natalia Hernández Guerrero

Benjamín Herrejón Fraga

Trinidad Otilia Moreno Becerra

Sofía Victoria Rodríguez Rojas

Karen Nallely Tenorio Colón

Apoyo en investigación

Reporte CESOP, núm. 72, febrero de 2014. Publicación mensual del Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública de la Cámara de Diputados, LXII Legislatura. Av. Congreso de la Unión 66, Edificio I, primer piso, Col. El Parque, México, D.F., C.P. 15960. Tel. 5036 0000 ext. 55237. Correo electrónico: cesop@congreso.gob.mx • Los artículos contenidos en esta publicación y las opiniones vertidas no reflejan la postura de la Cámara de Diputados.

Presentación

Rafael Aréstegui Ruiz*

El *Reporte CESOP 72* aborda un tema coyuntural y por demás relevante: la reforma constitucional en materia energética y las leyes que de ella se desprenden. Este número incluye la colaboración del diputado Marco Antonio Bernal Gutiérrez, presidente de la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados, donde reseña el amplio debate en torno al sector energético nacional y cómo se posicionó en la agenda nacional a través de los años —que ya suman décadas— recientes.

Destaca una inquietante paradoja: si bien es cierto que México es importador neto de gas y gasolina, también lo es que nuestro país es productor y exportador de petróleo con la cuarta reserva mundial de gas de lutitas.

La suscripción del Pacto por México —con las principales fuerzas políticas nacionales— fue el instrumento político clave en la construcción de consensos para la reforma, y el acuerdo sobre las premisas básicas de una reforma energética, entre las que destacan los siguientes objetivos: convertir al sector en motor del desarrollo y la inversión; preservar la propiedad y el control de los hidrocarburos en manos de la nación, así como transformar a Pemex en una empresa pública de carácter productivo.

* Doctor en Educación por el ICE de la UAEM. Director General del CESOP. Líneas de investigación: educación, medio ambiente e interculturalidad.

En el trabajo en comisiones surgió uno de los puntos esenciales del proceso legislativo de la reforma constitucional, en torno a la propuesta del PAN para introducir en los artículos transitorios de la ley de reforma constitucional un apartado que permitirá la inversión extranjera directa hasta el cien por ciento en toda la cadena productiva y comercial de los hidrocarburos, así como en la generación y comercialización de electricidad.

En cuanto al cuadro de investigadores del CESOP, Rafael López Vega, con su artículo “La reforma energética y la Ley General de Cambio Climático. Trazos de una convergencia en torno al desarrollo sustentable en México”, pretende contribuir a los trabajos que el Congreso lleva a cabo en materia de legislación secundaria derivada de la reforma energética.

El cambio climático es punto nodal en la agenda internacional, pues involucra tanto a países desarrollados, en desarrollo, así como a países pobres; por tanto, a todos atañe, ya que el estilo de desarrollo económico que cursa cada una de las regiones del planeta inevitablemente se interrelaciona con la conversión de sus recursos naturales por recursos económicos.

En torno al uso de la energía (fósil) como soporte para el desarrollo se han construido una serie de normas que intentan disminuir los efectos negativos de los contaminantes, sin

embargo la estructura de incentivos debe ser clara para no impedir el crecimiento, sino para refocalizarlo.

Como ramificación temática de la misma reforma vale la pena revisar “La producción de gas y petróleo *shale* en el contexto de la reforma energética”, investigación suscrita por Salvador Moreno, donde hace un paneo al entorno internacional relativo a la producción de hidrocarburos, gas y petróleo *shale*.

El artículo ilustra sobre el potencial de México en materia de gas y petróleo *shale*, presenta un diagnóstico sobre las capacidades probadas y las necesidades tecnológicas que este tipo de extracción exige, así como los daños que su extracción puede provocar al medio ambiente.

La reforma establece cuatro tipos de contratos combinables: de servicios, de utilidad compartida, de producción compartida y de licencias. Los tres últimos permitirán transferir a los contratistas los riesgos geológicos y financieros de la exploración y extracción.

Uno de los argumentos del Poder Ejecutivo para justificar la reforma energética fue el agotamiento de las reservas petroleras, lo que obliga a explorar nuevos yacimientos ubicados en aguas profundas y en rocas lutitas que requieren capacidades de ejecución e inversión que sólo se pueden alcanzar con la concurrencia de diversas empresas petroleras y que los riesgos se repartan entre todas.

Por supuesto, existen argumentos en pro y en contra del *fracking* en México, que ante la dependencia del país de los hidrocarburos fósiles y su futuro agotamiento, la reforma energética se presente como una oportunidad para abrir el abanico de posibilidades de inversión en energías alternativas.

Para redondear el tema, José de Jesús González Rodríguez escribe “Sector privado y petróleo. Algunos datos sobre el marco contractual de los hidrocarburos en América Latina”, donde comenta que en el último decenio se han observado en los distintos países de América Latina dos tendencias relativas a las políticas de participación del capital privado en el ramo de los hidrocarburos.

Ejecuta un análisis comparado con Brasil y Colombia, los cuales recientemente han permitido mayor participación privada en el sector suscribiendo contratos de concesión con socios privados; han adjudicado áreas de explotación mediante subastas internacionales; han llevado a cabo reformas fiscales y han emitido licencias exploratorias con plazos más amplios, entre otras medidas encaminadas a regular el papel desempeñado por el sector privado en el ramo de los energéticos.

Por el contrario, países como Bolivia, Ecuador, Venezuela y Argentina han emprendido procesos de nacionalización o de ampliación del control estatal sobre los hidrocarburos, cuya primordial característica es establecer la propiedad pública de los activos petroleros o la implementación de renegociaciones sobre contratos de operación, además de que se fomenta una mayor participación de las empresas petroleras estatales y se implementa una política fiscal diseñada al efecto.

En México, desde la nacionalización del sector en 1938, el monopolio de las actividades del ramo lo ha tenido Pemex, aunque ese monopolio tenga una cada vez mayor influencia de capitales privados en diversos rubros. En el marco de la reforma energética iniciada en 2008, misma que se complementa a partir del Pacto por México de 2012 y las reformas cons-

titucionales aprobadas en diciembre de 2013, el gobierno mexicano mantiene la expectativa de promover la reforma de la industria a través de una mayor inversión privada en capital y tecnologías, aunque tales expectativas no son compartidas de manera generalizada por amplios sectores de la población.

Otro concepto que es indispensable revisar en la reforma energética es el de los “Fondos soberanos petroleros de inversión”, investigación que recae en Gabriel Fernández Espejel. El objetivo de los (FSPI) es eliminar o contrarrestar la volatilidad característica del mercado petrolero internacional, diversificar exportaciones, obtener mayores tasas de retorno, reducir riesgos a través de la eliminación de liquidez y financiar el desarrollo social y económico.

Hace un comparativo entre ocho países y México, donde la selección obedece a la riqueza de los fondos petroleros que administran. También considera la relación que guardan con las reservas probadas, capacidad productora y de exportación de los países, así como con las políticas y leyes que los constituyen.

En nuestro país, la reforma energética constitucional de 2013 dictó cambios al fondo, empezando por darle un nuevo nombre: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Además, la Constitución precisa que el fondo recibirá todos los ingresos provenientes del petróleo, así como los pagos derivados de los contratos y asignaciones —con excepción de los impuestos que corresponden al Estado. El Banco de México funge como depositario del fideicomiso y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) está a cargo de su constitución y funcionamiento.

El acuerdo que establece las Reglas de Operación del Fondo de Estabilización de los

Ingresos Petroleros en México precisa que el objetivo de esta política es atenuar el impacto de la disminución de los ingresos petroleros del Gobierno Federal por el comportamiento del precio prometido del barril de petróleo crudo o de los movimientos del peso frente al dólar estadounidense en el mercado cambiario internacional, a fin de atenuar la dependencia de las finanzas públicas respecto a la actividad petrolera, así como para garantizar el gasto programado en el ejercicio fiscal correspondiente.

Finalmente los “Comentarios en torno a la metodología utilizada por la CFE para determinar las tarifas domésticas en el país”, de Francisco J. Sales Heredia, abordan los cambios sufridos por la empresa, así como las modificaciones en los tipos de tarifas. Señala que el hecho de que 88% de los clientes de la CFE sean domésticos, con tarifas subsidiadas la mayoría, y que sólo consuman 25% de la energía producida, concentra la problemática de la reforma en este sector.

La industria eléctrica ha tenido tres grandes transformaciones desde su creación: *a)* integración del sistema nacional por medio de la CFE, en 1960; *b)* la incorporación de productores independientes, en 1992, y *c)* la reciente reforma que abre el mercado a la competencia.

En 1992, al reformarse la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, se creó un incentivo a la inversión a la producción, ya sea para venta a la CFE o para el autoconsumo, que derivó en que una buena parte de la generación en 2013 fuera realizada por productores independientes bajo un sistema de contratos de venta.

La reforma constitucional de 2013 a los artículos 27 y 28 modificó el sistema de mer-

cado. El Estado mantiene —como el resto de los países con sistema de mercado eléctrico— el monopolio natural de la transmisión y, en el caso de México, de las redes de distribución por medio de la creación de un nuevo organismo.

El marco regulatorio es crucial para desarrollar un mercado dinámico y no un mercado estancado. La AIE recomienda una serie de acciones, especialmente en torno a la demanda:

1. Incrementar la exposición de los clientes a las fluctuaciones de los precios en tiempo real, protegiendo a

aquellos clientes vulnerables por medio de transferencias focalizadas que no distorsionen la formación eficiente de los precios.

2. Crear un mercado competitivo y dinámico de venta al menudo de venta al menudeo que promueva la innovación de productos y servicios.

El país se enfrenta a una transformación del sector, pues éste requiere reglas claras para todos los actores, que contribuyan al crecimiento económico sustentable del país en los próximos años.

Reforma energética. Proceso de negociación

Diputado Marco Antonio Bernal Gutiérrez*

La trascendencia de la reforma constitucional en materia energética explica, en buena parte, la riqueza e intensidad de la discusión pública que tuvo lugar a lo largo del proceso legislativo que condujo a su diseño y aprobación, tanto como la relevancia de dar cuenta y reflexionar sobre las distintas etapas y los principales temas de nuestra negociación parlamentaria. Este recuento tiene especial importancia en la actualidad, muy cerca de que se discutan las leyes secundarias correspondientes a esta reforma y, con seguridad, encuentra el mejor espacio para realizarlo en el *Reporte CESOP* de la Cámara de Diputados.

En primera instancia, tiene lugar un breve recorrido por los distintos momentos en que se hicieron propuestas de reforma energética en los años recientes, luego se consignan las principales iniciativas de ley presentadas y el proceso legislativo que involucró a las dos cámaras del Congreso de la Unión; en seguida se ubican tres aspectos cruciales del debate parlamentario en las comisiones legislativas y,

finalmente, hay una reflexión sobre el significado de este proceso legislativo en el marco de la función institucional que el Congreso desempeña hoy en el régimen político y en la transformación nacional que vive el país.

Conviene empezar por el amplio debate que tuvo lugar en los años y décadas recientes en torno al sector energético nacional y cómo fue ocupando un lugar prioritario en la agenda nacional. Los posicionamientos de los distintos actores políticos se fueron definiendo y los diagnósticos de distinta especie y calidad se multiplicaron en tanto se agudizaba el declive progresivo de la producción petrolera nacional y se estrechaba el margen operativo y presupuestal de Pemex debido al esquema fiscal a que está sujeto por la federación.

Recientemente, esta discusión cobró aún mayor relevancia a causa del cambio geopolítico en el mercado energético regional y mundial por la revolución energética en Estados Unidos y por la inquietante paradoja de que México sea un importador neto de gas y gasolinas, por un lado, y por el otro, un productor y exportador de petróleo con la cuarta reserva mundial de gas de lutitas.

*Diputado Federal por la LXII Legislatura, Presidente de la Comisión de Energía.

Durante la administración del ex presidente Fox, en el marco de la primera alternancia política que atravesó el país al empezar el siglo, se presentó una serie de reformas en materia de energía eléctrica, petróleo y gas natural que ubicó partes esenciales del debate contemporáneo sin haber prosperado por una deficiente operación política al interior del Congreso, y por la extrema polarización entre las principales fuerzas políticas y parlamentarias hacia el final de aquel sexenio. Entre las iniciativas presentadas cabe mencionar la propuesta de liberalización del sector eléctrico en el rubro de las actividades industriales y comerciales y la exportación de electricidad, la ampliación de las facultades de la Comisión Reguladora de Energía y la apertura al sector privado y social de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos.

El siguiente punto de referencia en el debate sobre la reforma energética es el paquete de reformas presentado por el entonces presidente Felipe Calderón (aprobado en octubre de 2008), el cual estableció la reestructuración del gobierno corporativo de Pemex e introdujo un nuevo régimen presupuestal y un esquema de control, transparencia y rendición de cuentas, entre otros aspectos.

Aunque la discusión y aprobación de esta reforma fue precedida por un amplio debate público organizado por el Senado de la República, en el cual se expresó una amplia diversidad de voces (que incluyó a académicos, juristas, funcionarios y expertos internacionales), el resultado práctico fue que el alcance de la reforma se redujo por una disputa soterrada entre las secretarías de Hacienda y de Energía por el control presupuestal y operativo de Pemex, la inoperancia del esquema de conse-

jeros profesionales que se introdujo en el gobierno corporativo de Pemex y, en particular, la limitante que significó para los posibles inversionistas y participantes en los contratos incentivados la vigencia de las restricciones constitucionales a la participación privada en el sector de energía.

La perspectiva de una reforma energética integral y de un cambio de modelo para modernizar la industria nacional y convertirla en un auténtico motor del crecimiento, la competitividad y el empleo, cambió de manera sustantiva con la segunda alternancia política, en 2012, y la administración del presidente Enrique Peña Nieto.

El instrumento político clave en la construcción de los consensos necesarios para la reforma fue la suscripción del Pacto por México con las principales fuerzas políticas nacionales y el acuerdo sobre las premisas básicas de una reforma energética, entre las que destaca el objetivo de convertir este sector en un motor del desarrollo y la inversión, la preservación de la propiedad y el control de los hidrocarburos en manos de la nación, transformar a Pemex en una empresa pública de carácter productivo y eje de una cadena de proveedores nacionales, maximizar la renta petrolera para el Estado, fortalecer la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) como órgano regulador del sector y desarrollar una estrategia de energías renovables y ahorro de energía.

Estos principios serían recuperados más adelante con diversos alcances y matices en las iniciativas de reforma presentadas en 2013, en orden sucesivo, por el PAN, el Ejecutivo federal y el PRD, las cuales fueron la materia prima del amplio debate público organizado por el Congreso de la Unión, que confluyó en los trabajos

comenzados por la Comisión de Energía del Senado de la República, como cámara de origen de la iniciativa de reforma, y en los cuales participaron legisladores de la comisión homóloga en la Cámara de Diputados.

Uno de los puntos esenciales del proceso legislativo de la reforma constitucional surgió en las comisiones, en torno a la propuesta del PAN de introducir en los artículos transitorios de la ley de reforma constitucional un apartado que permitiera la inversión extranjera directa hasta el 100% en toda la cadena productiva y comercial de los hidrocarburos, así como en la generación y comercialización de electricidad.

Desde la perspectiva de los legisladores del grupo parlamentario del PRI, esto resultaba innecesario por tratarse de la Constitución Política y advirtieron que generaría una controversia pública respecto al texto constitucional que establece el dominio inalienable e imprescriptible de la nación sobre los hidrocarburos (artículo 27), así como por su carácter de áreas estratégicas (artículo 28).

En el fondo, esta controversia también aludía a los términos de la rectoría del Estado sobre el sector y la política energética, y a las facultades y capacidades de los órganos desconcentrados de regulación del sector de energía, los cuales eran parte de los ejes de la propuesta del Ejecutivo federal y son ampliamente compartidos por los legisladores del Partido Revolucionario Institucional (PRI).

Al final del proceso legislativo, poco antes de que se diera a conocer el dictamen de la reforma constitucional, las comisiones dictaminadoras acordaron omitir esta referencia al capital extranjero y —para satisfacción de varios de sus integrantes— se ratificaron y

ampliaron los artículos transitorios que garantizan la transparencia de los procesos de licitación y adjudicación o asignación de contratos, entre los que destaca el acceso público a éstos, la obligación de divulgar los pagos, contribuciones y contraprestaciones que se establezcan en los contratos, así como el requisito de incluir en los contratos el reconocimiento de que los hidrocarburos son propiedad de la nación.

Un segundo aspecto que generó controversia al interior de las comisiones fue la propuesta del Partido Acción Nacional (PAN) de incluir, en los artículos transitorios, que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) estaría obligada a considerar dentro de sus modelos de asignaciones y contrataciones porcentajes mínimos de contenido nacional para promover la participación de cadenas productivas nacionales y locales.

Los legisladores del PRI compartían la raíz de la propuesta como una condición básica para que el sector energético se convirtiera en un motor del desarrollo y la inversión, y para instrumentar una política industrial en materia energética. Sin embargo, se inclinaron por que fuese la ley secundaria y no la CNH la que estableciera “las bases y los porcentajes mínimos de contenido nacional en la proveeduría para la asignación de las asignaciones y contratos”, como se dispuso al final en el séptimo transitorio, con lo que se disipó cualquier margen de discrecionalidad en el cumplimiento de esta medida estratégica para el desarrollo nacional y regional.

Una tercera cláusula que se introdujo en el proceso legislativo fue la que promovió el grupo parlamentario del PRI, para garantizar el derecho de los propietarios de predios con potencial de exploración o explotación de hi-

drocarburos a recibir una contraprestación o indemnización ante la ocupación o afectación de una superficie. La relevancia de esta propuesta se explica por la indefensión a la que podrían estar expuestos los propietarios privados o sociales, por el carácter de interés social y de orden público que la reforma otorga a las actividades relacionadas con el sector de hidrocarburos y el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Con el propósito de garantizar los derechos de los propietarios y, a la vez, impulsar las actividades productivas, en el mismo artículo octavo transitorio se definió, tras un intenso debate, la posibilidad de que coexistan las actividades de minería y la explotación de hidrocarburos por parte del Estado o los particulares, en los casos en que haya condiciones geológicas para ello. Con lo anterior se garantizó la seguridad jurídica tanto de los concesionarios de minería como de los propietarios de terrenos susceptibles de explotación y aprovechamiento por el sector de energía, y se dio plena vigencia al principio de la reforma que da certidumbre jurídica a las inversiones.

Los elementos anteriores dan cuenta del intenso debate en las comisiones legislativas que condujo a la modificación y eventual aprobación de la reforma constitucional en materia de energía, así como del esfuerzo colectivo por construir un modelo mexicano para modernizar la industria energética, crear las condiciones jurídicas y regulatorias para desarrollar el potencial energético del país y hacer de este sector el motor de un crecimiento sostenido y

sustentable y una base esencial de la competitividad del aparato productivo nacional.

No se trató de la aplicación automática de recetas exitosas a nivel internacional, sino del diseño de una reforma integral basada en las mejores prácticas, en un conjunto de opciones de contratación que resultan competitivas para atraer inversión y tecnología a un mercado altamente dinámico, en un enfoque de seguridad energética, de sustentabilidad ambiental y de aprovechamiento de la renta petrolera para el desarrollo de largo plazo.

El modelo mexicano de desarrollo energético está definido así en los artículos constitucionales reformados y de manera extensa en los artículos transitorios de la iniciativa, lo que permite confiar en que lograremos mantener el espíritu y la sustancia de la reforma constitucional en el proceso legislativo correspondiente a las normas secundarias.

Con todo lo anterior se estará afianzando la capacidad del Poder Legislativo para dotar al Ejecutivo federal de los instrumentos jurídicos indispensables para elaborar las reformas necesarias y transformar el país. En el marco de la división y el equilibrio de poderes, el Congreso y sus órganos de deliberación plural se han fortalecido con esta experiencia de reforma constitucional de largo alcance, facilitada por los acuerdos políticos que forjó el gobierno federal con oportunidad y oficio político. Esta reforma constitucional demostró la funcionalidad del régimen político para procesar los cambios legislativos indispensables en la transformación del país.

La reforma energética y la Ley General de Cambio Climático. Trazos de una convergencia en torno al desarrollo sustentable en México

Rafael López Vega*

En el 2013, como parte de las reformas emprendidas por el Estado mexicano, el Ejecutivo federal sometió a consideración del Congreso de la Unión la denominada *reforma energética*, tema de alta sensibilidad económica, política y social, a escala nacional y de interés internacional por el lugar que ocupa México en la producción de petróleo crudo y en sus reservas probadas de esta fuente de energía. Por ello, resulta conveniente explorar algunas de sus aristas, como lo es su vínculo con el cambio climático —por su importancia estratégica— en particular con la legislación nacional en esta materia.

El cambio climático es un punto nodal en la agenda internacional, involucra tanto a países desarrollados, en desarrollo, como a países pobres. En el caso de México, a pesar de que no existen compromisos jurídicamente vinculantes, el Estado mexicano apenas hace un par de años aprobó y promulgó la legislación es-

pecífica en este tema y ha establecido, en los programas y estrategias de la nueva administración estatal, metas de corto, mediano y largo plazos, lo que lo sitúa a escala global como uno de los pocos países que alientan su desarrollo económico y social bajo un cambio tecnológico de gran trascendencia.

Con este documento se espera contribuir a los trabajos que el Congreso lleve a cabo en materia de legislación secundaria derivada de la reforma energética.

Desarrollo, energía y cambio climático

El curso de los estilos de desarrollo económico que se sigue en casi todas las regiones del planeta inevitablemente se interrelaciona con la conversión de los recursos naturales por recursos económicos. Entre éstos, han desempeñado un papel fundamental la disponibilidad y el aprovechamiento de biomasa de diversos minerales y metales, y la energía en sus diferentes fuentes, primordialmente la energía fósil, la cual ha sido y es aún el soporte que le da

*Maestro en Estudios de la Población por el COLEF. Investigador en el área de Estudios Sociales del CESOP. Líneas de investigación: política ambiental, desarrollo sustentable, hogares y migración internacional. Correo electrónico: rafael.lopez@congreso.gob.mx

movilidad a las economías locales, nacionales y regionales.

En torno al uso de la energía (fósil) como soporte para el desarrollo, al igual que ciertos residuos industriales, se constituyeron en el mundo industrializado en áreas de intervención pública dadas las situaciones adversas por la contaminación que se generaba, condicionadas éstas por el estado del avance tecnológico que determina su aprovechamiento.¹

De hecho transcurrió un tiempo considerable entre estas situaciones adversas y las acciones gubernamentales *ad hoc* que se suscitaron al nacimiento propiamente de un campo específico de intervención pública para moderar los efectos del desarrollo industrial del que se reconocen sus riesgos y amenazas ambientales.²

De alguna manera el tiempo se comprimió en la emergencia de estrategias globales que asimilan y hacen valer científica, técnica y políticamente los riesgos ambientales del desarrollo, y en la que explícitamente se reconoce la importancia que en este proceso han desempeñado el uso de la energía fósil, la deforestación, la quema de biomasa, el uso de fertilizantes, la ampliación de la frontera agrícola.³

Las estrategias diseñadas e instrumentadas globalmente abordan los problemas de degradación, agotamiento de recursos y con-

taminación ambiental que el crecimiento y el desarrollo económicos generan. Con base en un conocimiento centenario, tan sólo en una década se articuló el discurso científico en torno a los efectos en el clima que tiene la quema de algunos combustibles, la liberación de sus residuos (gases) a la atmósfera y la producción de sustancias que afectan al clima global.⁴ El Cuadro 1 ilustra la perdurabilidad de los gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Ha transcurrido poco más de un cuarto de siglo desde que se propusieron las bases de una ecopolítica global. Tanto el Primer Informe del Club de Roma (“Los límites del crecimiento”), la reunión internacional sobre medio ambiente y desarrollo de los años setenta (Estocolmo 72), auspiciada por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, así como los trabajos de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (IUCN, por sus siglas en inglés) y de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo (WECED, por sus siglas en inglés) con su Informe Brundtland, constituyen los antecedentes más importantes en el afianzamiento posterior, en los años noventa del siglo xx, de una ecopolítica global. Ésta tiene como soporte el denominado *desarrollo sustentable* en el que la integración de los avances científico-técnicos sobre el medio ambiente (resiliencia y capacidad de soporte de los ecosistemas), factores económico-tecnológicos (externalidades, costos de transacción, crecimiento estable), problemas sociales (pobreza y subsistencia) y capacidades políticas (niveles y capacidad de gestión globa-

¹ Incluso existen precedentes medievales de acciones reales para prohibir —en ciertos lugares— la quema de carbón. Véase R. Cowen (en preparación), *Exploiting the Earth*, Capítulo 11, “Coal”, California, en [<http://mygeologypage.ucdavis.edu/cowen/~gel115/>].

² Véase U. Beck, *La sociedad del riesgo. Hacia una nueva modernidad*, Paidós, Barcelona, 1998, pp. 89 y 91.

³ Véase N. Choucri, “Introduction. Theoretical, Empirical, and Policy Perspectives”, en N. Choucri (coord.), *Global accord: environmental challenges and international responses*, MIT, Estados Unidos, 1993.

⁴ El Capítulo 10 del más reciente informe científico del Panel Internacional sobre Cambio Climático (2013, p. 871) propone que hay evidencia que reduce la incertidumbre sobre la influencia del hombre en el cambio climático registrado en el último medio siglo.

Cuadro 1. Contaminantes climáticos antropogénicos según su periodo de vida

<i>Gases de efecto invernadero (GEI) según su periodo de vida</i>			
<i>De una década a más de un siglo</i>			<i>1 a 3 semanas</i>
<i>12 años (metano)</i>	<i>De tres décadas a un siglo (bióxido de carbono)*</i>	<i>Más de un siglo (óxidos de nitrógeno)</i>	<i>Carbono negro</i>
<i>Agricultura, residuos y energía</i>	<i>Combustibles fósiles y otras fuentes; deforestación y descomposición de la biomasa</i>	<i>Agricultura y otras actividades</i>	<i>Quema a cielo abierto de bosques, motores diesel, industria, combustibles sólidos residenciales</i>

*Véase N. Choucri, "Introduction. Theoretical, Empirical and Policy Perspectives", tabla 1.2, en N. Choucri (coord.), *Global Accord: environmental challenges and international responses*, MIT, Estados Unidos, 1993, y D. H. Cuatecontzi y J. Gasca, "Los gases regulados por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático", en Julia Martínez y Adrián Fernández Bremauntz (coords.), *Cambio climático: una visión desde México*, México, Semarnat, INE.

Fuente: IPCC, *Climate Change 2007: Synthesis Report*, 2007, p. 36; y T. C. Bond *et al.*, "Bounding the role of black carbon in the climate system: A scientific assesment", *American Geophysical Union*, 2003, en [http://saga.pemel.noaa.gov/publications/pdfs/2013/igrd50171_boundingBC.pdf].

les, nacionales y locales) en la toma de decisiones, modelan las propuestas de líneas globales de acción y atención para iniciar y avanzar en la transición al desarrollo sustentable.⁵

⁵ El desarrollo sustentable recibió desde sus primeras formulaciones en los años ochenta y noventa del siglo XX diversas críticas. Véase M. S. Lele, "Sustainable development: A critical review", *World Development Review*, vol. 19, núm. 6, 1991. Para críticas posteriores véase J. O'Connor (1993), "Entrevista", por Nicolau Barceló, *Ecología Política*, núm. 4, en [<http://www.jstor.org/stable/20742730>]; R. B. Howarth, "Sustainability under uncertainty: A deontological approach", *Land Economics*, vol. 41, núm. 4, 1995, en [<http://www.jstor.org/stable/3146707>] y M. S. Haque, "Environmental Discourse and Sustainable Development: Linkages and Limitations", *Ethics and the Environment*, vol. 5, núm. 1, 2000, en <http://www.jstor.org/stable/27766052>.

En profundidad, la lectura del Cuadro 1 sugiere llevar a cabo un primer vistazo con relación a la distribución geográfica (geo-económica y geopolítica) de las actividades económicas primarias, secundarias y terciarias a nivel mundial, así como la carga que impone la distribución del ingreso relativo a los modelos de consumo socialmente dominantes.

Con relación a las acciones globales, con la economía global y la ecopolítica global, hay un par de situaciones a considerar:

1. El hallazgo de que las soluciones ofrecidas a la crisis energética de los años setenta del siglo XX por la vía de reformas económicas (estructurales) que

orientaron las acciones estatales hacia la regulación para el buen funcionamiento del mercado con la recuperación y generación de nuevos conocimientos alertaban sobre que, inevitablemente, el crecimiento económico en su perfil técnico actual implica la degradación ambiental.

2. La posibilidad de que pudiera diseñarse y operar una política hacia el medio ambiente con carácter global, lo que requiere: arreglos políticos, institucionales y recursos económicos mayores.

En los años noventa del siglo pasado se hizo un diagnóstico y se fijaron metas a lograr, ambas a escala mundial en torno al cambio climático, esto no podía ser de otra manera, pues el conocimiento disponible ofrecía ya una perspectiva sobre las interrelaciones y vínculos en esa misma escala de los diversos ecosistemas.

Notas sobre política energética en las Comunicaciones Nacionales a la Convención Marco de Cambio Climático

Para cumplir con tan noble propósito se diseñó un instrumento global: en 1992 surge la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Conforme el artículo 2o. de la Convención, ésta tiene como su objetivo último y “... de todo instrumento jurídico conexo que adopte la Conferencia de las Partes, lograr —de conformidad con las disposiciones pertinentes de la Convención— la estabilización de las concen-

traciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

La Convención, de conformidad con diversos Principios de la Declaración de Río, ha buscado articular las políticas, programas, estrategias y acciones globales y nacionales impulsadas y apoyadas por organismos internacionales como la ONU y la OCDE. De estos Principios destaca el énfasis de la Convención en el de responsabilidades comunes pero diferenciadas (Principio 7 de la Declaración de Río).⁶

Como nota al margen, el análisis jurídico de los Principios de Río —particularmente el de las responsabilidades comunes— da cuenta de la complejidad en el diseño e instrumentación de una política de carácter global que inscribe elementos relativos al desarrollo económico, político-jurídicos (soberanía de los Estados) y de interrelación e interdependencia de diversos sistemas ambientales:

Las exigencias de protección del medio ambiente, defendidas principalmente por los países desarrollados, frente a las necesidades de los países en vías de desarrollo, encuentran su equilibrio mediante el reconocimiento jurídico de la distinta contribución de los Estados a

⁶ Véase CNUMAD, Declaración de Río, Río de Janeiro, 1992; OECD, *Environmental strategy for the first decade of the 21st Century*, París, 2001, p. 3; y OECD, *Highlights of the OECD Environmental Outlook*, París, 2001, p. 7.

la degradación del medio ambiente mundial, especialmente la de los Estados desarrollados por las presiones que sus sociedades ejercen en el medio ambiente mundial y de las tecnologías y los recursos financieros de que disponen.⁷

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático tiene en el Protocolo de Kioto (1998) un instrumento político que establece obligaciones de reducción de emisiones de CO₂ a los países desarrollados; estas obligaciones son vinculantes de las Partes (países) que lo signaron, y en este se establece la meta de reducir sus emisiones en un 5% para un periodo de compromiso entre 2008 y 2012, tomando como base las emisiones registradas en 1990.⁸

El Anexo B del protocolo en comento (Cuadro 2), lista los países y su compromiso de limitación o reducción de las emisiones de GEI. Al respecto, es de notar que México, como No Parte del Anexo I de la Convención, tampoco se halla en el Anexo B del protocolo; no obstante —como se indica más adelante en la política, estrategia y legislación nacional—, hay compromisos voluntarios cuantificables para limitar o reducir las emisiones de GEI.

Si bien los compromisos del Artículo 4 de la CMNUCC se han difundido ampliamente, y es también usual identificar a las Partes no inclui-

das en el Anexo I —como es el caso de México— es útil indicar que en 2002 la Conferencia de las Partes (COP) publicó las directrices para la preparación de los comunicados nacionales de este tipo de Partes (países),⁹ de las que muy bien puede destacarse el que éstas deben tomar en cuenta sus prioridades de desarrollo y sus objetivos y circunstancias nacionales, así como de contar con apoyo financiero para la elaboración de sus comunicaciones.¹⁰

Las comunicaciones de México ante la Convención testimonian el seguimiento de estas directrices. Como país no incluido en el Anexo 1 del Protocolo de Kioto, se han formulado sólo metas indicativas con relación a la reducción de gases de efecto invernadero (más adelante, en el Cuadro 3, se indican éstas), con las cuales se ha dado un ejemplo importante, a los países tanto desarrollados como en desarrollo, de que es posible diseñar e instrumentar programas, estrategias y acciones para limitar y reducir la emisión de GEI, así como planear, regular y normar la transición energética del país mediante un modelo integral de políticas públicas ancladas a la planeación del desarrollo nacional. Parte del contenido de éstas se indican a continuación, y de ellas se destacan algunas de las medidas de mitigación con relación a la política energética.

⁷ P. S. Borrás, “Análisis jurídico del principio de responsabilidades comunes, pero diferenciadas”, *Sequência*, núm. 49, Resumen, en [<https://periodicos.ufsc.br/index.php/sequencia/article/viewFile/15227/13847>].

⁸ ONU, Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Artículo 3o., numeral 1, Nueva York, 1998.

⁹ UN-UNFCCC, Report of the Conference of the Parties on its eighth session, held at New Delhi, del 23 de octubre al 1 de noviembre de 2002, Decision 17/CP.8, FCCC/CP/2002/7/Add.2, 28 de marzo.

¹⁰ Las comunicaciones nacionales cuentan con un capítulo abocado a informar sobre la participación de México en la cooperación internacional.

Cuadro 2. Anexo B. Protocolo de Kioto, partes y compromisos de limitación y reducción

<i>Partes y compromiso cuantificado de limitación o reducción de las emisiones (% del nivel del año o período de base)</i>							
<i>Parte</i>	<i>Compromiso</i>	<i>Parte</i>	<i>Compromiso</i>	<i>Parte</i>	<i>Compromiso</i>	<i>Parte</i>	
Alemania	92	Eslovenia	92	Islandia	110	Países Bajos	92
Australia	108	España	92	Italia	92	Polonia	94
Austria	92	Estados Unidos de América	93	Japón	94	Portugal	92
Bélgica	92	Estonia	92	Letonia	92	Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte	92
Bulgaria	92	Federación de Rusia	100	Liechtenstein	92	República Checa	92
Canadá	94	Finlandia	92	Lituania	92	Rumania	92
Comunidad Europea	92	Francia	92	Luxemburgo	92	Suecia	92
Croacia	95	Grecia	92	Mónaco	92	Suiza	92
Dinamarca	92	Hungría	94	Noruega	101	Ucrania	100
Eslovaquia	92	Irlanda	92	Nueva Zelanda	100		

Fuente: UN (1998). *Protocolo de Kioto*, FCCC/INFORMAL/83, Nueva York, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

Cuadro 3. Comunicaciones nacionales en materia de cambio climático

<i>Comunicación nacional</i>	<i>Año</i>	<i>Aspectos relevantes de cumplimiento</i>
Primera	1997	<p><i>Investigación</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Estudio de País (México) sobre Cambio Climático <p><i>Sistemas de información</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Inventario Nacional de Emisiones
Medidas de mitigación: Mejoramiento de combustibles, sustitución de combustibles, ahorro y uso eficiente de la energía.		
Segunda	2001	<p><i>Legislativos (Marco regulatorio)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Adición del párrafo quinto al artículo 4 constitucional: toda persona tiene derecho a un medio ambiente adecuado para su desarrollo y bienestar (1999). • Se modificó el párrafo primero del artículo 25 constitucional para establecer que el desarrollo nacional debe ser no sólo integral sino también sustentable (1999). • Ratificación del Protocolo de Kioto por el Senado de la República en el año 2000. <p><i>Sistemas de información</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Actualización del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
Medidas de mitigación: Ahorro y uso eficiente de energía (Conae, Fide): Viviendas, equipos de aire acondicionado de alta eficiencia, sustitución de focos incandescentes por lámparas fluorescentes para iluminación residencial, emisión de normas oficiales sobre ahorro de energía para aparatos electrodomésticos y otros productos, horario de verano, Programas de ahorro de energía en edificios públicos y de ahorro energético de Petróleos Mexicanos; y promoción del uso de energías renovables. Estudios de reducción de emisiones de GEI bajo el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto.		
Tercera	2006	<p><i>Desarrollo Institucional</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Establecimiento de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC, 2005) • Comité de Cambio Climático del Sector Energía (Sener) • Coordinación del Programa de Cambio Climático (INE) <p><i>Sistemas de información</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Actualización del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero • Portal de Cambio Climático (Web-INE)
Medidas de mitigación: Proyección de emisiones en el sector energía para los años 2008, 2012 y 2030, Programas de uso más sustentable de energía (Conae y Fide). Proyectos de reducción de emisiones de GEI bajo el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto.		

Cuadro 3. Comunicaciones nacionales en materia de cambio climático

<i>Comunicación nacional</i>	<i>Año</i>	<i>Aspectos relevantes de cumplimiento</i>
Cuarta	2009	<p><i>Planeación del Desarrollo y Políticas públicas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Plan Nacional de Desarrollo (2007-2012): <ul style="list-style-type: none"> —Programas sectoriales: de Energía, de Comunicaciones y Transportes, de Desarrollo Social, Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, Medio Ambiente y Recursos Naturales, Salud y Turismo, Programa Especial de Cambio Climático (PECC 2009-2012) y Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables • Estrategia Nacional de Cambio Climático <p><i>Legislativos (Marco regulatorio)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía • Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética • Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía • Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos • Normalización de la eficiencia energética (Publicación de cuatro normas oficiales). <p><i>Desarrollo Institucional</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Permanencia de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC, 2005) • Consejo Nacional de Energía (2008) • Consejo Consultivo para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (Sener) • Consejo Consultivo para las Energías Renovables (Sener) • Comité de Cambio Climático del Sector Energía (Sener) • Coordinación del Programa de Cambio Climático (INE) <p><i>Investigación</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Investigaciones de evaluación del potencial de mitigación a mediano y largo plazos • Conclusión del estudio de “La economía del cambio climático para México” (2010).

Cuadro 3. Comunicaciones nacionales en materia de cambio climático

<i>Comunicación nacional</i>	<i>Año</i>	<i>Aspectos relevantes de cumplimiento</i>
		<p>Medidas de mitigación: "... México asume el objetivo indicativo o meta aspiracional de reducir en 50% sus emisiones de GEI al 2050, con relación a las emitidas en el año 2000...".</p> <p>"El cumplimiento del PECC a finales de la presente administración se traduciría en una reducción de emisiones en 2012 de 51 millones de toneladas de CO₂ eq..., con respecto al escenario de línea base al mismo año proyectado en 786 millones de toneladas CO₂ eq..., como resultado de acciones desarrolladas en los sectores relacionados con la generación y uso de energía, agricultura, bosques y otros usos del suelo, y desechos...", p. 175.</p> <p>Asimismo, se indica que el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 señala en su "Objetivo iv.1. Mitigar el incremento en las emisiones de GEI, acciones que buscan desvincular el crecimiento económico de la generación de GEI, mediante procesos de producción y patrones de uso de energía más eficientes, así como menos dependientes de combustibles fósiles", p. 177.</p> <p>Ahorro y uso eficiente de energía: Programa de sustitución de equipos electrodomésticos para el ahorro de energía.</p> <p>Proyectos de reducción de emisiones de GEI bajo el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto.</p>

Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales e Instituto Nacional de Ecología. Comunicaciones Nacionales ante la Convención Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas.

Cabe acotar que en el caso de México, la Quinta Comunicación Nacional a la Convención coincide con el año en el que concluye el primer periodo de compromiso del Protocolo de Kioto,¹¹ e inicia una nueva administración

¹¹ En el sitio web de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático se informan como pasos importantes para avanzar hacia un clima seguro en el futuro: los resultados de la Conferencia Mundial de Doha (2012) y los de la Conferencia de Durban (2011) con su segundo periodo de compromisos del Protocolo de Kioto, los Acuerdos de Cancún (2010) y la Hoja de Ruta de Bali (2007) <http://unfccc.int/2860.php>; sin duda resulta interesante la omisión de los escasos resultados de Copenhague (2009), en mate-

a nivel federal. De esta comunicación destacan múltiples puntos en materia de planeación del desarrollo, cambios legislativos, desarrollo institucional, medidas de mitigación, compromisos voluntarios internacionales de mediano y largo plazos, transición energética y acceso a la información, a saber:

ria de cambio climático. Para una crítica de los resultados de dicha reunión véase Moreno, P. P., "La cumbre de Copenhague, el cambio climático y la responsabilidad de los agricultores", en *Carta Trimestral*, Cenicaña, vol. 31, núms. 3 y 4, 2010, pp. 6-9, Colombia, en [http://www.cenicana.org/pdf/carta_trimestral/ct2009/ct3y4_09/ct3y4_09_p6-9.pdf].

1. En materia de planeación del desarrollo, esta Quinta Comunicación —de manera similar a como se indicó en la Cuarta—, enfatiza el sentido explícito de la premisa del PND 2007-2012, con relación a la búsqueda del Desarrollo Humano Sustentable. Y en este sentido, avanzar hacia el desarrollo sustentable implicó para la programación sectorial, regional, especial, así como para la planeación en las entidades federativas, alinear estrategias y proyectos con este enfoque.¹²
2. Con relación a los *cambios legislativos* destaca la promulgación de la Ley General de Cambio Climático, en junio de 2012 (más adelante se presenta un cuadro resumen de algunos de los aspectos relevantes de ésta respecto a la Reforma Energética de 2013). Legislación que también a nivel de entidades federativas ha tenido su réplica (se identifican 13 entidades con legislación en la materia: Baja California, Coahuila, Chiapas, Chihuahua, Durango, Estado de México, Guanajuato, Michoacán, Oaxaca, Quintana Roo, Puebla, Veracruz [2010] y el Distrito Federal [2011], algunas otras cuentan con iniciativas de Ley o Pro-

yectos (Aguascalientes [2011] y Sonora [2011], entre otras).

3. En materia de desarrollo institucional, la Comunicación indica que ahora se cuenta con espacios para la atención del cambio climático en los tres órdenes de gobierno. Esto implica un esfuerzo de cobertura total del territorio nacional en términos de estrategias y acciones de mitigación y adaptación. Incluyendo Comisiones Regionales, Estatales y la Legislación Local en la materia.

La Ley General de Cambio Climático y la Reforma Energética de 2013

Hace menos de dos años que el primer periodo de cumplimiento del Protocolo de Kioto venció. En el país, la nueva administración estatal —en términos de los instrumentos de política— dio a conocer, a través del Ejecutivo federal, previo a la integración y puesta en marcha del Plan Nacional de Desarrollo y la Programación Sectorial correspondiente, el Pacto por México;¹³ en éste el nuevo gobierno con relación al desarrollo sustentable (punto 2.4 de los Acuerdos y Compromisos) indica:

El cambio climático es un reto global que se debe enfrentar con responsabilidad y realismo. Es necesaria una nueva cultura y compromiso ambiental que modifique nuestro estilo de vida, la forma en que se produce, consume e incluso se desecha. Para lograrlo, se realiza-

¹² Véase Conago, *Propuesta de políticas públicas para el desarrollo rural sustentable desde una visión federalista del campo mexicano*, 2007, en [<http://www.conago.org.mx/Varios/Documentos/Libro2.pdf>], y “Acuerdo nacional de sustentabilidad ambiental para el desarrollo”, recibido en la XLIII Reunión Ordinaria, de fecha 13 de julio de 2012, Querétaro, México, en [<http://conago.org.mx/>]; e ICLEI (2011), *Guía para el Desarrollo Local Sustentable*, México, en [http://www.iclei.org.mx/web/uploads/assets/GDSL/guia_desarrollo_sustentable_local.pdf].

¹³ En <http://pactopormexico.org/PACTO-POR-MEXICO-25.pdf>

rán las siguientes acciones: transitar hacia una economía baja en carbono (Compromiso 49), replantear el manejo hídrico del país, mejorar la gestión de residuos.

Y en el Acuerdo 2.5 referente a “realizar una reforma energética que sea motor de inversión y desarrollo”, se indica: “Se impulsará una reforma energética que convierta a ese sector en uno de los más poderosos motores del crecimiento económico a través de la atracción de inversión, el desarrollo tecnológico y la formación de cadenas de valor.”, y se precisa que en el “...área de Petróleo y Gas se realizarán las siguientes acciones”:

- Los hidrocarburos seguirán siendo propiedad de la Nación (Compromiso 54).
- Pemex como empresa pública de carácter productivo (Compromiso 55).
- Multiplicar la exploración y producción de hidrocarburos (Compromiso 56).
- Competencia en los procesos de refinación, petroquímica y transporte de hidrocarburos (Compromiso 57).
- Fortalecer la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Compromiso 58).
- Pemex como promotor de una cadena de proveedores nacionales (Compromiso 59).
- Pemex como eje de la lucha contra el cambio climático (Compromiso 60).

Del texto precedente en materia de la Reforma Energética, el objetivo de que ésta sea motor de la inversión y el desarrollo (así se señala en el apartado V. Compromisos para

las Reformas) expresa una visión robusta del desarrollo sustentable. La atención al tema del cambio climático transitando hacia una economía baja en carbono y con Pemex como eje de esta lucha, en el “deber ser”, debería impactar en la dependencia de los modelos productivos y de consumo que tienen como base el consumo de combustibles fósiles.

En este sentido, los compromisos asentados en el Pacto por México y refrendados en la Reforma Energética, versan sobre la eficiencia energética y el impulso al desarrollo de energías renovables (tal vez como se indica en el Protocolo de Kioto, en mecanismos de desarrollo limpio),¹⁴ al respecto:

- El fortalecimiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (creada en 2008) implica dar soporte institucional a que los procesos de exploración y extracción se lleven a cabo con base en las mejores prácticas disponibles, reduciendo o minimizando los riesgos de que estos procesos conlleven contaminación terrestre y marina, pérdida de la diversidad biológica y de ecosistemas, alteración del estado físico y químico de los suelos y aire, y, degradación de la calidad del agua.¹⁵
- Además, como se desprende de los acuerdos y compromisos del mismo Pacto, para el gobierno federal esta

¹⁴ Véase ONU-CMNCC, Protocolo de Kioto, Artículo 12, Nueva York, 1998.

¹⁵ Véase al respecto M. Jacott *et al.*, Impactos de la actividad petrolera y en la salud humana y el ambiente, Fronteras Comunes y Asociación Ecológica Santo Tomás, México, 2011, en [http://www.mexicotoxico.org.mx/sites/default/files/pdf/documentos/impacto_del_petroleo.pdf].

reforma con base en una visión de largo plazo para el desarrollo económico implica: sostener y acrecentar el crecimiento económico, un desarrollo económico y social incluyente,¹⁶ transitar hacia “modelos de consumo” de energía en el que tanto la seguridad energética como la sustentabilidad (energías renovables) sean los puntos nodales de la política energética.¹⁷

Estos elementos son parte de los aspectos técnicos inscritos en las reformas a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) en diciembre de 2013 en sus artículos 25, 27 y 28.¹⁸

Un papel relevante en la trayectoria que seguirán las estrategias de México en relación con el cambio climático lo tiene esta Ley General de Cambio Climático y su sinergia con

la reforma en comento. El Cuadro 4 identifica algunos de los elementos más relevantes de esta Ley en relación con los campos de intervención relacionados con la Reforma Energética, como:

- La soberanía del Estado en todo momento, tema de alto interés por el carácter de la política global que se impulsa mediante reuniones y compromisos de casi todos los países del orbe.
- Las metas indicativas comprometidas voluntariamente:
 - En materia de emisiones
 - En materia de transición energética
- Los avances en desarrollo institucional.
- El diseño de instrumentos y herramientas, así como la aplicación de metodologías especializadas.
- El acceso público a la información en materia de cambio climático.

¹⁶ Palabras del Secretario General de la OCDE, *Getting it Right. Una agenda estratégica para las reformas en México*, Prólogo, 2012, OECD Publishing, p. 4.

¹⁷ *Ibid.*, capítulos 3, “Política fiscal para un desarrollo incluyente”, y 12, “Política energética”.

¹⁸ Para un mejor conocimiento de las reformas constitucionales véase el Proyecto de Decreto en *Gaceta Parlamentaria* (2013). Minutas: “Con proyecto de decreto, que reforma y adiciona diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía”, año XVI, núm. 3925-VIII, Palacio Legislativo de San Lázaro, México, en [<http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/62/2013/dic/20131211-VIII.PDF>]; así como el resumen que se presenta en el Boletín núm. 2726, en [http://www3.diputados.gob.mx/camara/005_comunicacion/a_boletines/2013_2013/diciembre_diciembre/11_11/2726_se_aprueba_en_lo_general_reforma_energetica_modificaciones_a_los_articulos_25_27_y_28_constitucionales]

Cuadro 4. Ley General de Cambio Climático 2012. Campos de intervención estatal que podrían relacionarse con la Reforma Energética

Campos de intervención	Político-Jurídico	Soberanía	Jurídico-Normativo	Ambientales y de energía	Propósito y metas	Sectorial	Institucional	Instrumentos, metodologías y herramientas
			<p>Constitución: en materia de protección al ambiente; preservación y restauración del equilibrio ecológico; en desarrollo sustentable.</p> <p>Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.</p> <p>Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.</p> <p>Expedición de normas oficiales mexicanas que tengan por objeto establecer lineamientos, criterios, especificaciones, técnicas y procedimientos para garantizar las medidas de adaptación y mitigación al cambio climático.</p>	<p>Reducir la vulnerabilidad de la población y los ecosistemas del país frente a los efectos adversos del cambio climático; crear y fortalecer las capacidades nacionales de respuesta de fenómeno.</p> <p>Emissiones: Transitar hacia una economía sustentable de bajas emisiones de carbono. Meta aspiracional de: reducir al año 2020 un 30% de emisiones con respecto a la línea de base; así como un 50% de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000.</p> <p>Energía: Para el año 2020, acorde con la meta-país en materia de reducción de emisiones, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en coordinación con la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía, deberán tener constituido un sistema de incentivos que promueva y permita hacer rentable la generación de electricidad a través de energías renovables, como la eólica, la solar y la minihidráulica por parte de la Comisión Federal de Electricidad.</p> <p>La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35% para el año 2024.</p>	<p>Creación del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.</p> <p>Comisión Intersecretarial de Cambio Climático.</p> <p>Consejo de Cambio Climático.</p>	<p>Planear, programar, presupuestar y evaluar</p>	<p>Estategia Nacional de Cambio Climático. Programa Nacional de Cambio Climático. Programas de Cambio Climático de las Entidades Federativas. Atlas Nacional de Riesgo. Formulación de la programación y presupuestación para la adaptación y mitigación. Creación y regulación del Fondo (Nacional de Cambio Climático). Económicos, fiscales, financieros y de mercado que incentiven el cumplimiento de los objetivos de la política nacional en materia de cambio climático. Crear, autorizar y regular el comercio de emisiones. Desarrollar estrategias, programas y proyectos integrales de mitigación y adaptación al cambio climático en materia de hidrocarburos y energía eléctrica, para lograr el uso eficiente y sustentable de los recursos energéticos fósiles y renovables del país. Integrar y actualizar el Sistema de Información sobre el Cambio Climático. Registros nacional y estatales de emisiones. Inventarios nacional y estatales de emisiones. Integración y funcionamiento del Sistema Nacional de Cambio Climático. Metodologías para la Valoración Económica de las Emisiones. Proyecciones en materia de cambio climático: 1. Para periodos constitucionales (federal y estatales) 2. Para el mediano y largo plazos que tendrán provisiones a diez, veinte y cuarenta años. Determinar los indicadores de efectividad e impacto de evaluación de resultados.</p>	
Protección civil								En materia de protección civil, la Federación, las Entidades Federativas y los Municipios deberán establecer un Programa a fin de que antes de que finalice el año 2013 se integren y publiquen el Atlas Nacional de Riesgo, los atlas estatales y locales de riesgo de los asentamientos humanos más vulnerables ante el cambio climático.
Comunicaciones y Transportes								Para el año 2020, acorde con la meta-país en materia de reducción de emisiones, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en coordinación con la Secretaría de Economía, la Secretaría de Energía, la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación y la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, deberán haber generado en forma gradual un sistema de subsidios que promueva las mayores ventajas del uso de combustibles no fósiles, la eficiencia energética y el transporte público sustentable con relación al uso de combustibles fósiles.
Desarrollo regional y desarrollo urbano								Antes del 30 de noviembre de 2012, el gobierno federal deberá contar con el Programa de Ordenamiento Ecológico General de Territorio. Antes del 30 de noviembre de 2015 los municipios más vulnerables ante el cambio climático, en coordinación con las Entidades Federativas y el gobierno federal, deberán contar con un programa de desarrollo urbano que considere los efectos del cambio climático.

Comentarios finales

Desde los años noventa México participa activamente en temas ambientales de escala global. Al respecto, internamente el Estado ha logrado establecer un amplio entramado de instituciones de carácter nacional y en las entidades federativas que diseñan e instrumentan programas, estrategias y proyectos para la atención de múltiples temas en la materia.

En particular, en los últimos años la atención al cambio climático alcanzó un nivel muy importante, instando a que la planeación del desarrollo en dos administraciones consecutivas integre una amplia agenda de mediano y largo plazos. La Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10-20-40 publicada en 2013 enfrenta el hecho innegable de que México es uno de los países más vulnerables a los efectos del cambio climático, y al mismo tiempo que reconoce y resume los avances científicos en torno al conocimiento de ese fenómeno, se enfoca en la importancia que tienen tanto el desarrollo y puesta en marcha de proyectos de mitigación y adaptación, como cambios sustantivos en los patrones de producción y consumo.

La sinergia que pueda lograrse entre los avances legislativos, institucionales, de cooperación técnica y desarrollo técnico propio, y en materia económica y financiera, así como la permanencia de la voluntad política para sostener en el mediano y largo plazos una política de Estado de largo aliento (que hace explícita la complejidad de las interacciones entre los sistemas naturales, productivos y de consumo a escala global y nacional), deberá considerar para su permanencia y despliegue

en los distintos campos de intervención gubernamental:

1. los componentes normativos que se han hecho valer desde finales del siglo pasado, entre éstos los principios y el enfoque compartido del desarrollo sustentable, presente en múltiples acuerdos e instrumentos internacionales, en la legislación y la planeación nacional al más alto nivel (la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y el Plan Nacional de Desarrollo) y en múltiples legislaciones locales y planes estatales;
2. la orientación y escala de las metas establecidas como compromiso a nivel global por parte de los organismos para lograr un clima seguro en el futuro;
3. La responsabilidad y capacidad que como país tenemos para la atención de los preceptos anteriores. Por ejemplo: ¿Existe en México la capacidad para reducir las emisiones acorde con las metas indicativas comprometidas en la Ley General de Cambio Climático? ¿Hasta qué punto la previsión temporal de que el Presupuesto Gubernamental ya no deberá (ya no podrá) depender de la energía fósil (léase petróleo) impactará en la transición energética del país, como lo deja ver la Estrategia 10-20-40?

En este orden de ideas, antes de calificar a la reforma energética con relación a la complejidad de nuestros actuales modelos de producción y consumo de energía es indispensable incidir en la legislación secundaria inscribiendo

en ella los principios y enfoques en comento, a fin de no esperar hasta su instrumentación para contar con elementos objetivos y sólidos para su evaluación, o para llevar a cabo pronósticos que tomen en consideración la intervención estatal en la multiplicidad de condiciones (económicas, fiscales, financieras, técnicas, participación social) que favorecerían la sinergia entre la reforma energética y la legislación en materia de cambio climático.

La producción de gas y petróleo *shale* en el contexto de la reforma energética

Salvador Moreno Pérez*

Introducción

En el entorno internacional y relativo a la producción de hidrocarburos, en la actualidad pervive una polémica en torno a la producción de gas y petróleo *shale* (recursos que se encuentran en rocas llamadas *lutitas* ubicadas a gran profundidad de la superficie terrestre). Para extraer el gas y petróleo es necesario hacer pozos en forma vertical y con ramificaciones horizontales; posteriormente con presión hidráulica (*fracking*) se fracturan las rocas para liberar el gas o petróleo. El país pionero y exitoso en este tipo de extracción de hidrocarburos es Estados Unidos, tal vez porque en otros países se ha prohibido el *fracking* o bien se han declarado moratorias por los posibles daños que esta actividad podría ocasionar al ambiente. Sin embargo, en países petroleros de América Latina el *fracking* es presentado como nueva fuente de prosperidad.

* Maestro en Desarrollo Urbano por el Colegio de México. Investigador del CESOP. Líneas de investigación: desarrollo urbano regional y metropolitano, migración, vivienda, ciudades y competitividad. Correo electrónico: salvador.moreno@congreso.gob.mx

En ese contexto y el actual proceso de elaboración de la ley secundaria de la reforma energética, en el presente artículo se da cuenta del potencial de México en materia de gas y petróleo *shale*, se presenta un diagnóstico sobre las capacidades probadas y las necesidades tecnológicas que este tipo de extracción exige, así como los daños que su extracción puede provocar al medio ambiente. Por último, se presenta una reflexión sobre los argumentos a favor y en contra de este tipo de extracción de gas y petróleo no convencional.

En el proceso de discusión y análisis de la reforma energética se argumentaba que México tiene un gran potencial en materia petrolera y de hidrocarburos pero que no contamos con la tecnología ni el personal altamente calificado para extraer toda la riqueza existente en el subsuelo. Lo anterior justificó que la reforma energética permitiera a Pemex —como empresa del Estado— establecer contratos con particulares que le ayuden a realizar esa actividad.

La reforma establece cuatro tipos de contrato combinables: de servicios, de utilidad compartida, de producción compartida y de licencias. Los tres últimos permitirán transfe-

rir a los contratistas los riesgos geológicos y financieros de la exploración y extracción. Aquí juega un papel muy importante la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ya que será la encargada de realizar las licitaciones, así como de suscribir y administrar los contratos.

La reforma establece que Pemex se fortalecerá mediante la “ronda cero”, a través de la cual podrá escoger los campos más productivos y las áreas de exploración que operará, acreditando las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y compleja.

Un hecho inobjetable es que los recursos petroleros son finitos y llegará el momento en que las reservas petrolíferas del país se agotarán. Un indicador al respecto es que la producción de petróleo crudo ha disminuido en la última década (al pasar de 3,283 millones de barriles diarios en 2004 a 2,522 millones en 2013 (véase Gráfica 1).¹

Además de la disminución en la producción diaria de petróleo, Francisco Cravioto Lagos ha documentado que los costos de producción se han incrementado; ahora se produce menos petróleo y con más recursos.²

Uno de los argumentos para justificar la necesidad de una reforma energética por parte del Poder Ejecutivo fue el agotamiento de las reservas petroleras, lo que obliga a explorar la existencia de nuevos yacimientos ubicados en aguas profundas y en rocas lutitas que deman-

dan capacidades de ejecución e inversión que sólo se pueden alcanzar con la concurrencia de diversas empresas petroleras y que los riesgos se repartan entre todas. En la propuesta del Ejecutivo se mencionaba que para gas y crudo de lutitas, los retos técnicos y de capacidad de ejecución son mayores a los que se enfrentan en yacimientos convencionales, ya que la productividad por pozo es mucho menor, los costos son considerablemente más altos y su producción requiere una mayor capacidad de ejecución.

Además, destaca la exitosa producción de gas de lutitas en Estados Unidos, que en 2012 representaba cerca de 40% de la producción de gas natural en dicho país.³

Al respecto, la Oficina de Administración e Información de Energía (EIA, por sus siglas en inglés), así como el Departamento de Energía de Estados Unidos, reconocen en su más reciente evaluación mundial sobre gas y petróleo *shale* (o gas/petróleo en esquisto) que México se encuentra entre los seis países que concentran las dos terceras partes de recursos de gas y petróleo *shale* técnicamente recuperables (véanse gráficas 2 y 3).

Diagnóstico sobre la situación actual de producción y explotación de gas/petróleo *shale*

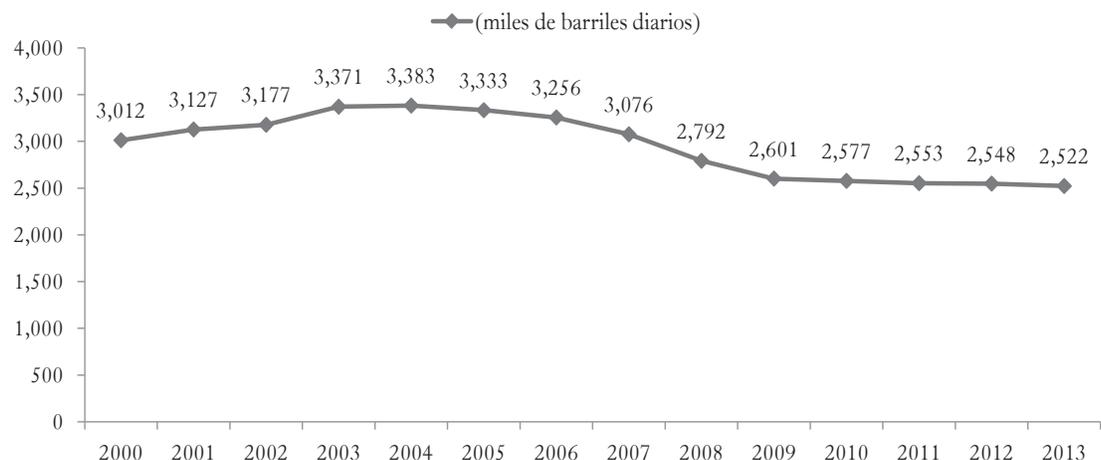
Los yacimientos de petróleo y gas en lutitas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de muy baja

¹ La mayor parte de producción petrolera se obtenía del yacimiento Cantarell que en su mejor momento alcanzaba niveles históricos (63.2% de la producción global) y a partir de 2004 inició su proceso natural de declinación después de su explotación intensiva, en [www.pemex.com].

² Cámara de Diputados, foro Riesgos y alternativas del *fracking* en México, 19 de febrero, 2013.

³ Presidencia de la República, Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, México, 12 de agosto de 2013, p. 3.

Gráfica 1. Producción promedio diaria de petróleo crudo en México 2000-2013



Fuente: Sener, *Sistema de Información Energética*, México, 2014, en [www.sener.gob.mx] (fecha de consulta: febrero de 2014).

permeabilidad que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampas y sello. Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de la perforación de pozos horizontales y verticales que requieren fracturamiento hidráulico múltiple para inducir el flujo de fluidos hacia el pozo.⁴

El fracturamiento hidráulico o *fracking* es una técnica en la que el agua, los productos químicos y la arena son bombeados en un pozo para liberar los hidrocarburos mediante la apertura de grietas (fracturas) en la roca y así permitir que el gas natural fluya en el pozo. A este tipo de pozos también se les llama *no convencionales*, en contraposición a las excavaciones de pozos verticales (convencionales) como se muestra en el Esquema 1.

Para ser económicamente rentable, considera Francisco Guzmán, la extracción de gas y petróleo *shale* requiere la perforación de múltiples

pozos en grandes extensiones; en áreas sensibles a la perforación ello representa importantes impactos, como la fragmentación de hábitat que amenaza la sobrevivencia de especies de fauna silvestre. Desde esta premisa, la protección del medio ambiente y la producción de hidrocarburos al parecer son incompatibles.⁵

La experiencia en Estados Unidos señala que se requieren entre 2 y 6 millones de galones de agua (7.5 y 23 mil metros cúbicos) para la fracturación de un solo pozo.⁶

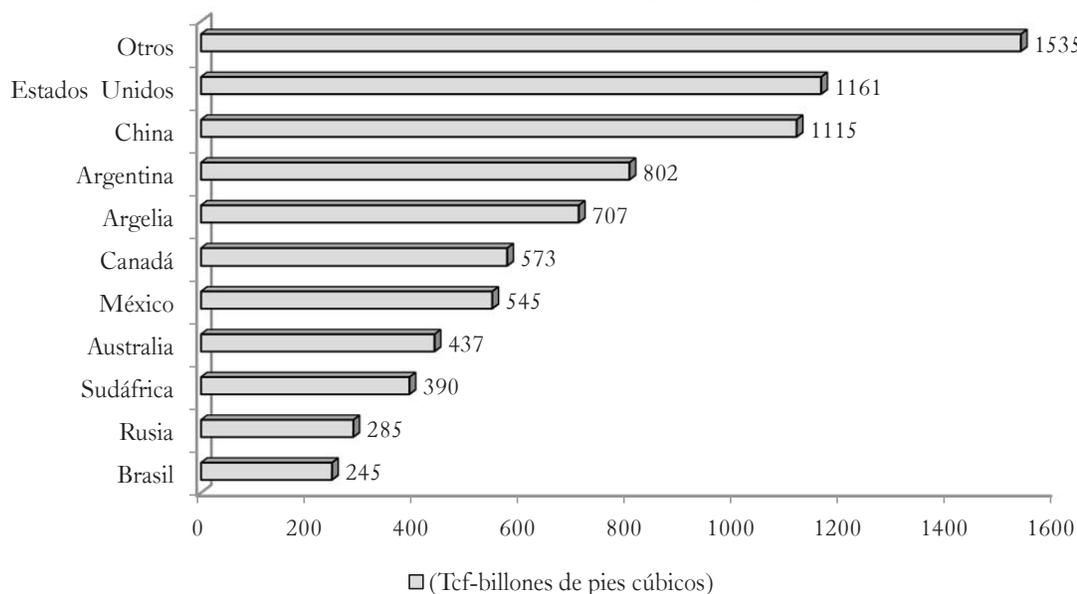
A nivel mundial la valoración más reciente de la Administración de Información de Energía (EIA, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos y de Recursos Avanzados Internacionales (ARI, por sus siglas en inglés) reportan, en 2013, una valoración de 41 países, 95 cuencas y 137 formaciones que los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas o esquis-

⁴ Secretaría de Energía, en [www.sener.gob.mx] (fecha de consulta: febrero de 2014).

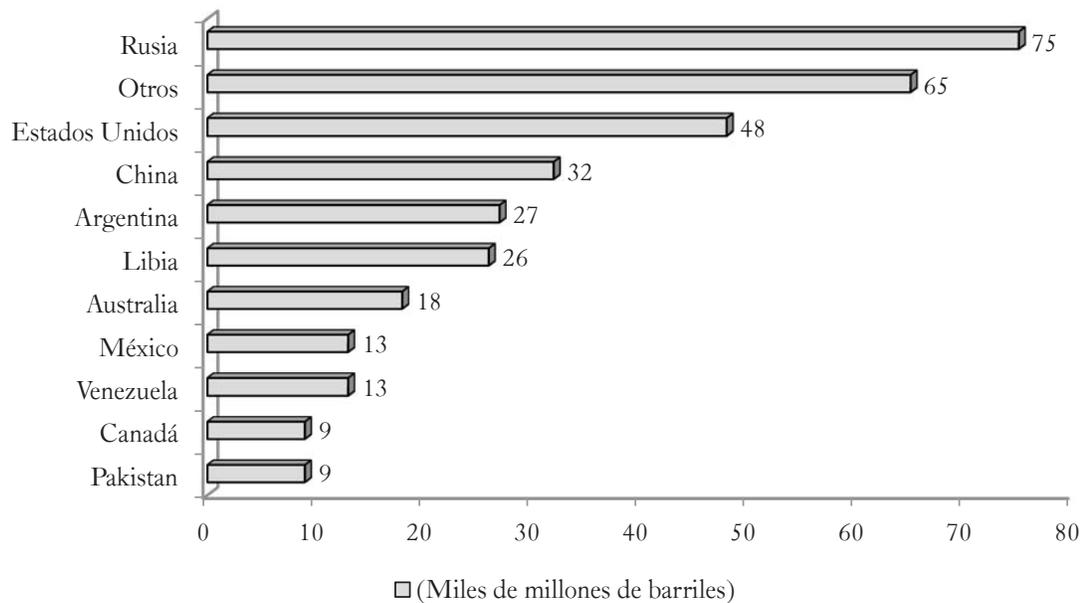
⁵ Francisco Guzmán, “Protección al medio ambiente”, Taller de introducción en lutitas. *Gas shale*, IMP, México, octubre de 2013.

⁶ *Idem*.

Gráfica 2. Recursos técnicamente recuperables gas/shale 2013

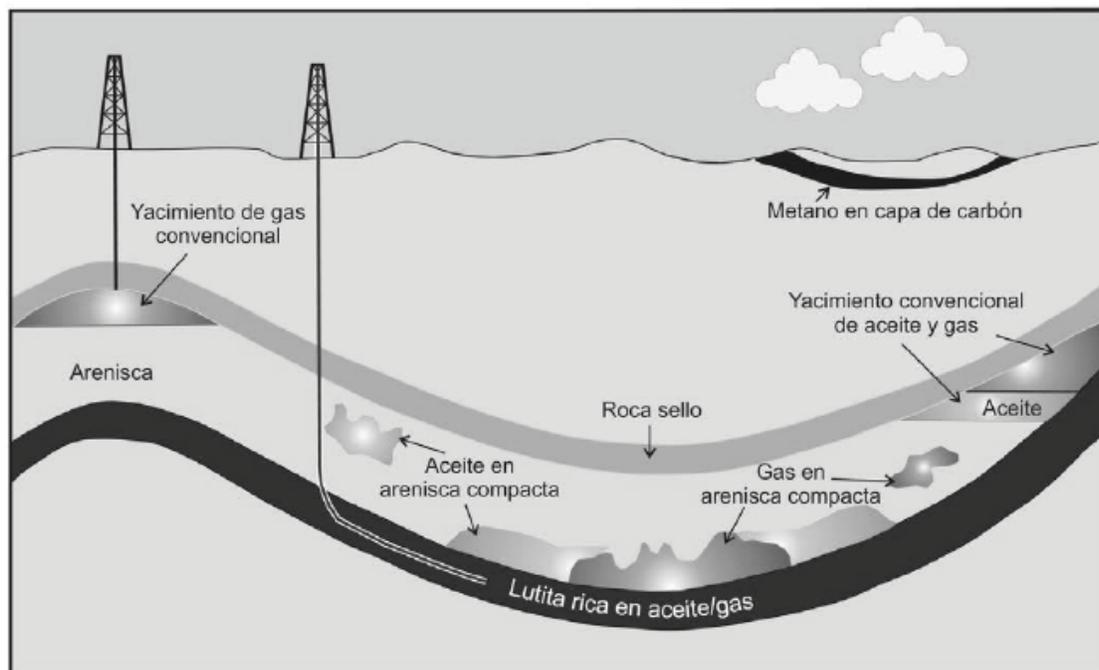


Gráfica 2. Recursos técnicamente recuperables petróleo/shale 2013



Fuente: Elaboración propia con base en Energy Information Administration-Department of Energy US, Advanced Resources International, Inc., *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, junio de 2013, en www.eia.com (fecha de consulta: enero de 2014).

Esquema 1. Yacimientos convencionales y no convencionales para producir hidrocarburos



Fuente: Gustavo Murillo Muñetón, “Aspectos geológicos”, Taller de hidrocarburos en lutitas. Gas *shale*, IMP, México, octubre de 2013.

to equivalen a 345 mil millones de barriles y 7,299 billones de pies cúbicos de reservas de gas de esquisto (véase Mapa 1).⁷

En el mapa las áreas de color más oscuro representan la ubicación de las cuencas con formaciones de esquisto donde se estima que técnicamente son recuperables los recursos de petróleo y gas natural.

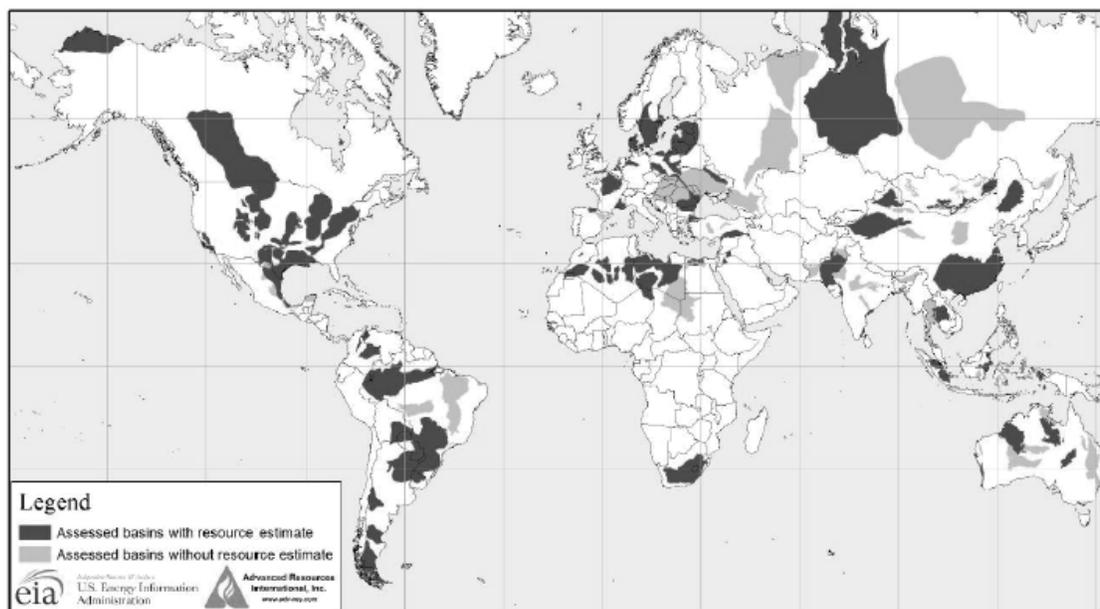
Las zonas de color menos oscuro representan la ubicación de las cuencas que fueron revisadas, pero las estimaciones de gas y petróleo *shale* no se han previsto, principalmente debido a la falta de datos necesarios para llevar

a cabo la evaluación. Las áreas sin color no han sido evaluadas.

El caso de Estados Unidos es un ejemplo exitoso de extracción de gas y petróleo *shale*; la EIA considera que se debe, entre otros factores, a la rápida producción, en grandes volúmenes y a un costo relativamente bajo. El petróleo y gas en esquisto han revolucionado la producción de petróleo y gas natural que proporcionó en ese país el 29% del total de crudo y el 40% de la producción total de gas natural en 2012. No obstante, la EIA señala que la recuperación económica de las formaciones de *shale* en el mundo todavía no es clara, ello depende de la variación de las formaciones, de la geología y los antecedentes del terreno. La misma agencia asegura que el efecto de mercado de la

⁷ EIA, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, junio, 2013, en [www.eia.com] (enero de 2014).

Mapa 1. Mapa de cuencas con cuotas formaciones de gas y petróleo *shale*, a partir de mayo 2013



Fuente: Energy Information Administration-Department of Energy US, Advanced Resources International, Inc., *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, junio de 2013, en [www.eia.com] (fecha de consulta: enero de 2014).

producción de *shale* fuera de Estados Unidos dependerá de los costos de producción y de los volúmenes de extracción de los pozos.⁸

El advenimiento de la producción de gas *shale* a gran escala no se produjo hasta alrededor de 2000, cuando la producción del gas de esquisto se convirtió en una realidad comercial en el *Barnett Shale*, situado en el centro-norte de Texas. Después del éxito comercial del Barnett Shale, otras empresas comenzaron la perforación de pozos en esta formación de manera que para el 2005, la cuenca Barnett estaba produciendo cerca de medio billón de pies cúbicos por año de gas natural.

Una vez confirmada la rentabilidad de producción de gas natural en Barnett Shale, se ex-

plotó la formación de Fayetteville Shale, en el norte de Arkansas, y otras formaciones como Haynesville, Marcellus, Woodford y Eagle Ford. La proliferación de la actividad incrementó la producción de gas seco en Estados Unidos, al pasar de 0.3 billones de pies cúbicos en 2000 a 9 mil 600 millones de pies cúbicos en 2012, que representaron 40% de la producción de gas natural seco en ese país. La estimación actual de EIA de los recursos de gas *shale* seco técnicamente recuperables es de 637 billones de pies cúbicos, incluidas las reservas probadas de 94 billones de pies cúbicos. El valor estimado total de recursos de gas natural de Estados Unidos es de 2,335 billones de pies cúbicos, donde los recursos de gas *shale* constituyen 27% de los recursos de gas natural nacional.

⁸ *Idem.*

El Centro para la Investigación y Desarrollo (CIDAC) considera que, con esa tendencia, Estados Unidos camina hacia la autosuficiencia energética; en consecuencia, la estructura de nuestras exportaciones puede sufrir un vuelco importante.⁹

La EIA considera que el éxito de producción en Estados Unidos se debe a factores que en otros países no necesariamente se pueden reproducir como son: el uso de su tecnología, los costos de perforación y terminación de pozos, la cantidad promedio de petróleo o gas natural producido a partir de un pozo durante su vida útil, además de factores como los derechos de propiedad del subsuelo, la disponibilidad de muchos operadores independientes y contratistas de apoyo con experiencia, plataformas de perforación adecuadas y la disponibilidad de recursos hídricos para el uso en fracturamiento, entre los más importantes.

Potencialidad de producción de gas *shale* en México

Según la evaluación de la EIA, México tiene un excelente potencial para el desarrollo de sus recursos de gas y petróleo *shale* almacenados en rocas marinas generadoras, distribuidos a lo largo del Golfo y tierra de la región este de México (véase Mapa 2).

La EIA reportó que en México los recursos de esquisto técnicamente recuperables equivalen a 545 billones de pies cúbicos de gas natural y 13.1 miles de millones de barriles de petróleo y condensado (véase Cuadro 1).

⁹ Centro de Investigación para el Desarrollo, AC (CIDAC), *Tres dilemas. Un diagnóstico para el futuro energético de México*, México, 2013, p. 12.

La EIA considera que la cuenca mejor documentada es Burgos, con la formación de Eagle Ford Shale, donde las ventanas de petróleo y gas se extienden desde el sur de Texas hasta el norte de México con una estimación de gas esquisto de 343 billones de pies cúbicos y 6.3 miles de millones de barriles técnicamente recuperables.

La valoración de EIA reportó que la cuenca de Sabinas tiene un estimado de gas *shale* de 124 billones de pies cúbicos técnicamente recuperables aunque la cuenca tiene fallas y está plegada. Las cuencas de Tampico, Tuxpan y Veracruz son estructuralmente más favorables, no obstante que la perforación no se ha producido en las cuencas del sur.

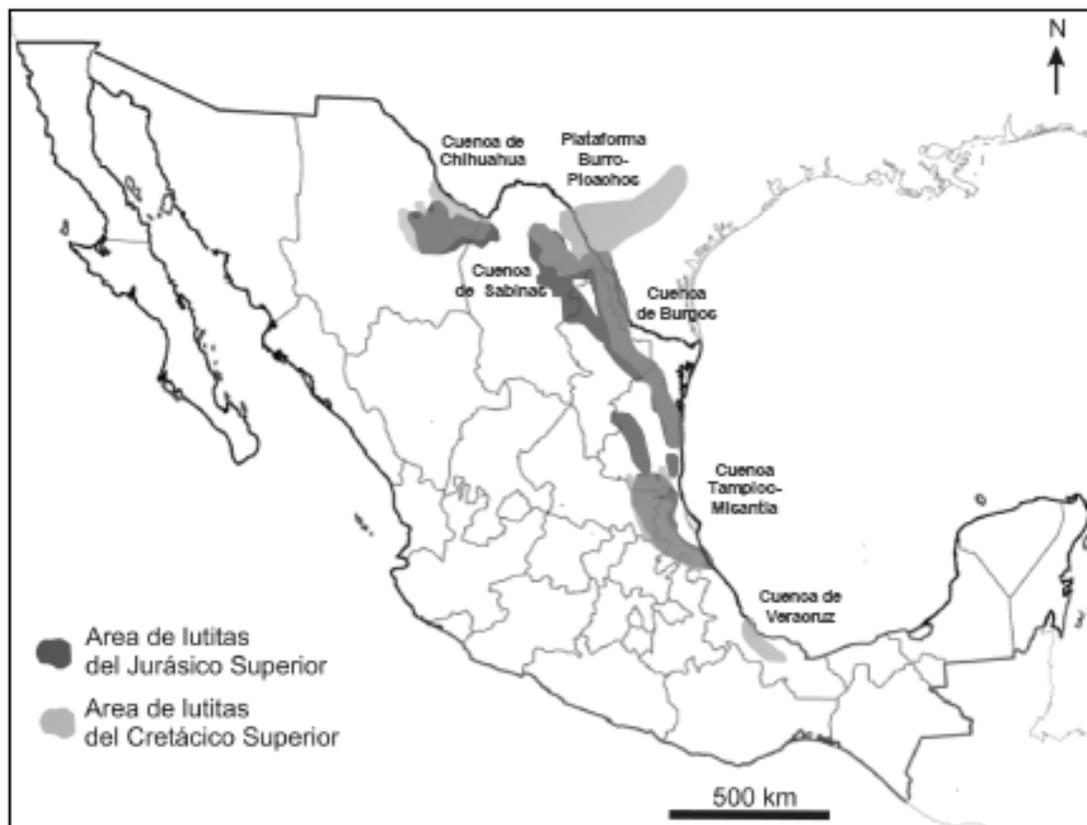
Hasta 2013, Pemex había perforado al menos seis pozos de exploración de gas/petróleo *shale* con resultados modestos. Según datos de la EIA, la compañía planea acelerar la actividad de esquisto en los próximos años, iniciando en 2014 con un presupuesto de 6,800 millones de pesos (575 millones de dólares).

Pemex tiene contemplado perforar 324 pozos exploratorios entre 2014 y 2018. Para ello se realizarán estudios geológicos, geoquímicos, petrofísicos y geomecánicos de los yacimientos no convencionales; se buscará asegurar que el diseño de los levantamientos sísmicos 3D sean los adecuados; se pretende aplicar tecnologías adecuadas para solventar los retos técnicos y ambientales, así como estudios de impacto ambiental.¹⁰

Mientras que las lutitas marinas depositadas en México parecen tener buena calidad de la roca, la estructura geológica de sus cuencas sedimentarias a menudo es mucho más compleja que las cuencas en Estados

¹⁰ Pemex, *Plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, 2014-2018*, México, en [www.pemex.gob.mx] (fecha de consulta: febrero de 2014).

Mapa 2. Gas y petróleo *shale* en las cuencas de tierra adentro del este y del Golfo de México



Fuente: Gustavo Murillo Muñetón, “Aspectos geológicos”, Taller de introducción en lutitas. Gas *shale*, IMP, México, octubre 2013.

Cuadro 1. México: tamaño de los recursos de gas/petróleo/*shale*, por cuenca y niveles de formación (2013)

Cuenca	Formación	Potencial de gas en el lugar (Tcf)	Técnicamente recuperable (Tcf)	Potencial de petróleo en el lugar (miles de millones de barriles)	Técnicamente recuperable (miles de millones de barriles)
Burgos	Eagle Ford Shale	1,222	343	106	6.3
Sabinas	Thithonian Shales	202	50	0	0.0
Tampico	Eagle Ford Shale	501	100	0	0.0
Tuxpan	Thithonian La Casita	118	24	0	0.0
Veracruz	Pimenta	151	23	138	5.5
	Tamaulipas	9	1	13	0.5
	Pimenta	10	1	12	0.5
	Maltrata	21	3	7	0.3
<i>Total</i>		<i>2,234</i>	<i>545</i>	<i>276</i>	<i>13.1</i>

Fuente: Tomado de Energy Information Administration-Department of Energy US, Advanced Resources International, Inc., *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, junio, 2013, en [www.eia.com] (enero de 2014).

Unidos. La zona costera de gas y petróleo *shale* de México es más estrecha y menos continua. Muchos de los yacimientos de petróleo y gas convencionales más grandes de México también se producen en esta zona. Estas fuentes de rocas profundas son los principales objetivos para la exploración de gas y petróleo *shale* en México.

La agencia advierte que el desarrollo potencial de los recursos petroleros y de gas *shale* podría ser limitado por varios factores, como los posibles límites a la inversión aguas arriba, la capacidad del sector de servicios en las cuencas de gas y petróleo *shale*, así como los problemas de seguridad pública en esas cuencas.

Argumentos en pro y en contra del *fracking* en México

Ante la dependencia del país de los hidrocarburos fósiles y su futuro agotamiento, la reforma energética se presentó como una oportunidad para abrir el abanico de posibilidades de inversión en energías alternativas.

En específico y con relación a la producción de gas y petróleo *shale*, se han configurado dos visiones contrapuestas. Una que ve la inversión en perforaciones *fracking* como un riesgo y augura como resultado el fracaso. Así se han pronunciado organizaciones no gubernamentales como Alianza Mexicana contra el *Fracking*, Fundar, Red de Acción por el Agua en México y el Grupo de Financiamiento para el Cambio Climático de México.¹¹

¹¹ Cámara de Diputados, Foro Riesgos y Alternativas del *Fracking* en México, 19 de febrero de 2014.

En particular, la Alianza Mexicana contra el *fracking* considera los siguientes impactos socioambientales por la explotación de gas de esquisto: disminución de disponibilidad de agua para los seres humanos y ecosistemas, la contaminación de las fuentes de agua, emisiones de gases contaminantes, calentamiento global, así como daños a la infraestructura carretera por tránsito de grandes vehículos que transportan toneladas de agua y químicos.

Al respecto, investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) afirman que no se tienen reportes de efectos ambientales directos (científicamente comprobados) en suelo, subsuelo y agua subterránea por el uso de aditivos durante la fracturación. Aunque señala que existen riesgos de contaminación por fallas en la operación, manejo inadecuado de materiales y accidentes durante el transporte de los aditivos.¹²

Algunos países europeos como Francia y Bulgaria han prohibido el *fracking* hasta que se tenga más información sobre los riesgos, mientras que Sudáfrica estableció una moratoria.¹³

La otra visión la comparten funcionarios del sector energético de México que manifiestan abiertamente la necesidad de explotar el gas *shale* y afirman que es una palanca para el desarrollo, aunque debido a los costos y riesgos consideran necesaria la participación de empresas privadas para la extracción en este tipo de yacimientos.¹⁴

¹² Francisco Guzmán, *op. cit.*

¹³ Food & Water Watch, “Fractura hidráulica: la nueva crisis global del agua”, *Cartilla Informativa*, mayo de 2013.

¹⁴ Sener, *México: perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (shale gas/oil)*, México, octubre de 2012, en [www.sener.gob.mx] (fecha de consulta: febrero de 2014).

Comentarios finales

Las organizaciones que se oponen a la exploración de gas y petróleo por métodos no convencionales consideran que la reforma energética no debe apostar sólo a incrementar la producción de petróleo y gas, sino que consideran que es importante dirigir los esfuerzos hacia una mayor participación de energías limpias y renovables.

En ese sentido, el CIDAC, ante la posibilidad de que en un futuro cercano Estados Unidos deje de importar petróleo mexicano, resalta la importancia de una posible reforma fiscal que despetrolice el presupuesto del Estado mexicano, y considera imperativo encontrar nuevas formas de financiamiento para el gasto público.¹⁵

Al respecto, los expertos del IMP consideran que se dispone de información limitada sobre el *fracking* y proponen que Pemex adopte

y adapte las mejores prácticas internacionales. Además, consideran menester diseñar una estrategia de comunicación social y de riesgos efectivos y objetivos para la población. Agregan que en los próximos años se tendrá que desarrollar tecnología en perforación enfocada a reducir costos, mejorar la estabilidad de los pozos horizontales y minimizar el impacto ambiental de la perforación, sobre todo en la aplicación de tecnologías tendientes a reducir los volúmenes de agua utilizados en los procesos vigentes.¹⁶

Por su parte, la Alianza Mexicana contra el *fracking* demanda que la reforma energética debe establecer los cambios legales e institucionales pertinentes para la prohibición del gas *shale* y el impulso de las energías renovables para que realmente sean una alternativa para la sostenibilidad energética del país y que aseguren el respeto de los derechos humanos y el cuidado del medio ambiente.

¹⁵ CIDAC, *op. cit.*, p. 13.

¹⁶ Francisco Guzmán, *op. cit.*

Sector privado y petróleo. Algunos datos sobre el marco contractual de los hidrocarburos en América Latina

José de Jesús González Rodríguez*

Hasta la década de 1980 los gobiernos de América Latina tenían fuerte participación en la industria petrolera, lo que les permitía mantener el control de ese sector y concentrar la mayor parte de la renta petrolera asociada a las actividades del ramo. Esa situación ha ido cambiando de manera sostenida a partir de entonces. En este texto se señalan diversos datos acerca de esa evolución y de las modalidades de la participación privada en el sector.

Rasgos generales del régimen contractual de los hidrocarburos en América Latina

En el último decenio se han observado en los distintos países de América Latina dos tendencias relativas a las políticas de participación del

capital privado en el ramo de los hidrocarburos.

En algunas naciones se han tomado medidas para la atracción de capital privado como medio de asegurar inversiones a fin de incrementar las tareas de exploración y recuperar los niveles de producción de petróleo crudo o de gas. Naciones —como Brasil o Colombia— que recientemente han permitido mayor participación privada en el sector han suscrito contratos de concesión con socios privados, han adjudicado áreas de explotación mediante subastas internacionales, han llevado a cabo reformas fiscales y han emitido licencias exploratorias con plazos más amplios, entre otras medidas encaminadas a regular el papel desempeñado por el sector privado en el ramo de los energéticos.¹

Se ha señalado que, por el contrario, otros países —como Bolivia, Ecuador, Venezuela y Argentina— han emprendido procesos de nacionalización o de ampliación del control estatal sobre los hidrocarburos, teniendo como característica el establecimiento de la propiedad

* Licenciado en Derecho y Economía por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí. Investigador de la Dirección de Estudios Regionales del CESOP. Líneas de investigación: trabajo, transportes, migración y derechos humanos, Pemex, Poder Judicial, sistema de justicia. Correo electrónico: jesus.gonzalez@congreso.gob.mx

¹ Comisión Económica para América Latina y el Caribe, “Recursos naturales, situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe”, CEPAL, Chile, 2013.

pública de los activos petroleros o la implementación de renegociaciones sobre contratos de operación, además de que se ha fomentado una mayor participación de las empresas petroleras estatales y se ha implementado una política fiscal diseñada al efecto.

En el resto de América Latina se han manifestado varios de los rasgos anteriores en lo que respecta al régimen contractual del petróleo y del gas natural, destacando también que aunque desde la década de 1990 países como Argentina, Bolivia, Ecuador y Venezuela han promovido la participación privada en las actividades de exploración y producción, y además han impulsado reformas al régimen de transporte, refinación y distribución, esos mismos países han establecido un mayor control estatal de los hidrocarburos, incluidos el control de precios, la renegociación contractual, la nacionalización de activos y el fortalecimiento del papel de la empresa estatal en la organización del sector, entre otros aspectos.²

En lo tocante a México, puede señalarse que desde la nacionalización del sector, en 1938, nominalmente el monopolio de las actividades del ramo lo ha tenido la empresa estatal Petróleos Mexicanos (Pemex), aunque ese monopolio tenga cada vez una mayor influencia de capitales privados en diversos rubros. En el marco de la reforma energética iniciada en 2008, misma que se complementa a partir del Pacto por México de 2012 y las reformas constitucionales aprobadas en diciembre de 2013, el gobierno mexicano mantiene la expectativa de promover la reforma de la industria a través de una mayor inversión privada en ca-

pital y tecnología, aunque tales expectativas no son compartidas de manera generalizada por amplios sectores de la población.³

Para el primer trimestre de 2014 es inminente la presentación de la normatividad secundaria en el ramo del petróleo y la electricidad ante el Congreso, que en caso de aprobarse permitirá identificar el nuevo papel de los actores privados —nacional y extranjero— en las actividades del petróleo y sus derivados en México.

En lo que corresponde al régimen contractual de los hidrocarburos en naciones como Perú, Brasil y Colombia, se ha implementado una política de liberalización de precios y de fomento a la competencia y a la inversión extranjera directa en el sector, pero regulada por una autoridad nacional rectora. Igualmente, se aprecia que en diversas actividades —como las rondas de licitación y en la adjudicación de áreas— se permite la participación tanto de las empresas petroleras estatales (como la brasileña Petrobras y la colombiana Ecopetrol) como de las empresas privadas. Al parecer, en términos generales, los países con tradición exportadora tienden hacia un mayor control estatal y, por el contrario, los países importadores con necesidades de desarrollar su industria y atraer inversión se han inclinado por la liberalización del sector.⁴

³ Para identificar la opinión ciudadana en torno a temas como transparencia, uso de recursos públicos, corrupción, calidad de la administración de Pemex, así como la percepción alrededor de la necesidad de una reforma energética, de la participación privada en actividades como extracción, exploración, refinación, distribución y comercialización de petrolíferos, exploración en aguas profundas, etc., véase CESOP, “La reforma energética en la opinión pública”, Cámara de Diputados, 2013.

⁴ Comisión Económica para América Latina y el Caribe, “Recursos naturales...”, *op. cit.*, p. 34.

² *Idem.*

El Cuadro 1 concentra algunos datos que indican los planes de inversión privada más relevantes en el sector de los hidrocarburos en diversos países de América Latina —Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, México, Perú y Venezuela— señalando el ramo del sector energético en el que las empresas —nacionales o extranjeras— aportan su inversión y la naturaleza de las actividades a desarrollar.

Modalidades contractuales en diversos países de América Latina

Los rasgos principales de las disposiciones legales prevalecientes en distintos países de América Latina en relación con el régimen contractual de los hidrocarburos son presentados en este apartado, el cual retoma datos divulgados en un documento de la autoría de Víctor Rodríguez-Padilla y de Judith Pérez, y en una publicación del Instituto Mexicano para la Competitividad AC.⁵

Argentina

- Hasta 1967 su sistema de contratación se había basado en un esquema de concesiones que preveía *permisos de exploración y concesiones de explotación*.

⁵ Véanse: Víctor Rodríguez-Padilla y Judith Pérez, “Repsol YPF en América Latina. Estrategia y renta petrolera en Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela”, 1a. parte, México, 2008 e Instituto Mexicano para la Competitividad, “Nos cambiaron el mapa, México ante la Revolución energética del siglo XXI”, México, Imco, 2013.

- En 1973 se otorgó a la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) el monopolio de las actividades petroleras; tres años más tarde el golpe militar lo dio por terminado. En 1978 se introdujeron los “Contratos de Riesgo”, donde a los contratistas se les remuneraba en efectivo, dependiendo del valor de la producción, pagaban regalías y estaban sujetos al régimen tributario ordinario.
- En el lapso 1984-1985 se licitaron miles de kilómetros cuadrados de superficie con una vigencia de 30 años. A la empresa pública se le dio la opción de asociarse con el titular en caso de probarse la comercialidad del área.
- De 1989 a 1999 se realizaron reformas radicales. El programa “Liberalización, desregulación y privatización” alcanzó las dos mayores empresas del país —Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado— y las firmas privadas asumieron el control, operación y desarrollo del sector energético.
- En 1999 concluyó la privatización de YPF, cuando la empresa española Repsol adquiere casi 100% de las acciones y cambia su nombre al de Repsol YPF.
- En 2004 la administración de Néstor Kirchner creó Energía Argentina SA (Enarsa), empresa mixta (65% estatal y 35% privado) con la intención de retomar actividades otrora a cargo de YPF. A través de esa empresa el Estado ejerció los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos de la plataforma continental.

Cuadro 1. Planes de inversión privada en el sector de hidrocarburos. América Latina

<i>Exploración y producción</i>	<i>Refinación, transporte y gas natural licuado</i>	<i>Socios</i>
<i>Argentina</i>		
Desarrollo de recursos no convencionales en Neuquén, Chubut y Santa Cruz. Recuperación de pozos maduros.	Gasoducto del noreste argentino. Utilización y ampliación plena de refinerías.	YPF CNOOC Chevron, Petrobras, Sinopec.
<i>Bolivia</i>		
Desarrollo de campos Caipipendi, Itaú e Incahuasi. Exploración en Itaguazurenda y Camiri, entre otros. Plantas separadoras de líquidos Gran Chaco y Río Grande.	Planta petroquímica de urea y amoniaco. Ampliación de redes de transporte. Ampliación y construcción de refinerías.	YPFB, Petrobras, Repsol, Total SA.
<i>Brasil</i>		
Desarrollo de campos mar adentro de crudo y gas natural de presal (50.000 Mmboe de crudo y gas natural) en reservorios de Campos, Espírito Santo y Santos.	Planta de regasificación de GNL en Ceará y Río de Janeiro. Refinerías para crudo de presal.	Petrobras, BG, Exxon Mobil, Statoil, Repsol, Sinopec, Shell, British Petroleum (BP).
<i>Colombia</i>		
Ecopetrol, con más de 16 millones de hectáreas de concesión exploratoria. Exploración y desarrollo en reservorios de Llanos, Catatumbo y Magdalena. Este último con potencialidad de crudo no convencional.	Ampliación de refinerías de Cartagena y Barrancabermeja. Ampliación en sistemas de transporte: Caño Limón-Coveñas, Llanos Orientales, Bicentenario, Oleoducto Central S. A. (OCENSA).	Ecopetrol, Pacific Rubiales, Gran Tierra.
<i>Ecuador</i>		
Perforación en Auca, Shushufindi y Cuyabeno. Recuperación mejorada en campos maduros.	Construcción y ampliación de refinerías de Manabí y Esmeraldas.	Petroecuador, Petroamazonas, ENI, Repsol.
<i>México</i>		
Exploración en las cuencas del sureste, Tampico-Misantla (incorporación a reservas de 5.600 Mmb de crudo), en aguas profundas del Golfo de México y en cuencas gasíferas de Burgos-Sabinas y Veracruz. Potencialidad de hidrocarburos no convencionales en estas cuencas. Recuperación secundaria en campos maduros. Desarrollo de campos nuevos y de crudo extra pesado. Proyectos de Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Burgos, Ayatsil, Tsimin.	Ampliación en la refinería de Salamanca y nueva capacidad en Tula para crudo tipo maya y residuos, así como proyectos orientados a mejorar la calidad de los combustibles. Ampliación de sistemas de transporte. Ampliación de la capacidad petroquímica.	Pemex, con socios de contratos integrales de servicios de servicios como Petrofac, Facilities, Dowell, Schlumberger y otros.

Cuadro 1. Planes de inversión privada en el sector de hidrocarburos. América Latina

<i>Exploración y producción</i>	<i>Refinación, transporte y gas natural licuado</i>	<i>Socios</i>
<i>Perú</i>		
Desarrollo de campos Lote 67 (Paiche, Dorado, Piraña), Camisea, Bloque Z 2B (mar adentro) y bloques 39,143, 76 y 64, entre otros.	Gasoducto Andino Sur, Gasoducto Norandino. Ampliación de la refinería Talara Petroquímica.	Petrobras, Perenco, Hunt Oil, Repsol, Pluspetrol, Petroperú, Talismán.
<i>Venezuela</i>		
Desarrollo de la faja petrolífera del Orinoco en bloques de las áreas de Junín y Carabobo. Desarrollo mar adentro de campos de gas natural en áreas de la Plataforma Deltana y Mariscal Sucre.	Ampliación de la capacidad de refinación y de crudos pesados en las plantas de Cabruta, Santa Inés y otras GNL de las áreas de Mariscal Sucre y Plataforma Deltana.	PDVSA, CNPC, ENI, Chevron, Repsol, Statoil, Total SA. Consorcios de Rusia y de la India.

Fuente: Elaboración con datos de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, “Recursos naturales, situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe”, CEPAL, Chile, 2013.

- En 2012 la presidenta Cristina Fernández de Kirchner expropió 51% del capital accionario de YPF, retomando el control estatal sobre la empresa.

Bolivia

- La normatividad vigente entre 1972-1990 asignaba a la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) el derecho a la exploración en el país, así como la conducción y manejo de toda la industria petrolera.
- A partir de 1996 se divide a YPFB en cuatro empresas, tres de capital mixto, cuya administración quedó en manos privadas, y una de capital público, que conservó el nombre de YPFB. Dos de

las empresas mixtas asumieron las actividades realizadas hasta entonces por la empresa pública. La tercera empresa mixta asumió la administración del sistema de gasoductos.

- La Ley 1689, de abril de 1996, prohibió explícitamente que YPFB realizara directamente actividades de exploración y producción de petróleo. Para llevarlas a cabo debía necesariamente celebrar “Contratos de riesgo compartido” con empresas privadas.
- Hasta 2005 el Estado era propietario de los yacimientos; sin embargo, reconocía al contratista el derecho a explorar, extraer y comercializar la producción. Se estableció la estabilidad del régimen de regalías y patentes, que

implicaba que el Estado renunciaba a todo aumento de la carga tributaria durante el periodo de contrato.

- En 2005 promulgó la Ley 3058 que creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, de 32% sobre el total de la producción.
- En 2006, con el Decreto de Nacionalización expedido por el presidente Evo Morales, el Estado recuperó la propiedad, la posesión y el control de los recursos hidrocarburíferos del país. Las empresas quedaron obligadas a entregar toda la producción a YPF, así como a cumplir requisitos legales y constitucionales.
- En 2008 el gobierno avanzó en la recuperación de las refinerías y recuperó la mayor parte de las acciones de empresas del sector; aunque la administración de algunas se mantuvo en manos de transnacionales.
- En 2009 se aprobó una nueva Constitución que determinó que los hidrocarburos son propiedad del pueblo boliviano, que el Estado ejercerá el dominio sobre toda la producción y que será el único facultado para su comercialización.
- Las reformas impulsadas en la década de 1990 crearon diferentes agencias como el Ministerio de Minas y Energía junto con el Consejo Nacional de Política Energética y la Agencia Nacional de Petróleo (ANP). A partir de entonces Petrobras dejó de ser un monopolio estatal comenzando su apertura a la inversión privada.
- A partir de su apertura, las decisiones de Petrobras recayeron en un Consejo de Administración conformado por ministros de Estado y representantes de los accionistas minoritarios. Otro cambio fue la inclusión de Braspetro —el brazo internacional de la empresa— a la estructura formal de Petrobras.
- En 2010 el gobierno creó una nueva entidad estatal, Pré-Sal Petróleo SA (PPSA). Esta entidad posee todos los yacimientos de Pré-Sal —que son yacimientos ubicados bajo una extensa capa de sal— además de que administra los recursos explotados y puede vetar proyectos si no son compatibles con el interés nacional.
- El gobierno incrementó su posición dentro de Petrobras al pasar de 40 a 48% del capital social. Dicha empresa está sujeta a las reglas de la Comisión de Valores de Brasil (CVM) y de la Bolsa de Valores, Mercaderías y Futuros (BM & F Bovespa). En el extranjero cumple con las normas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) en Estados Unidos; Latibex de la Bolsa de Valores de Madrid, España; la Bolsa de Comercio de Buenos

Brasil

- En 1995 se creó un nuevo marco legal para la administración del monopolio estatal en los hidrocarburos. Desde su creación como empresa estatal en 1953 Petrobras tenía derechos exclusivos de todas las actividades petroleras.

Aires y la Comisión Nacional de Valores (CNV) en Argentina.

Colombia

- Desde principios del siglo xx se comenzaron a otorgar concesiones hasta por 50 años en las que el Estado recibía regalías de 11% de la producción.
- En 1951 se creó la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol). A partir de 1969 se sustituyeron las concesiones por contratos de asociación o de producción compartida.
- En 1989 el gobierno comenzó a limitar la participación de terceros. Con regalías variables a la producción y con un esquema de distribución que resultó en menores rendimientos por producción, las empresas privadas comenzaron a retirarse de la explotación del subsuelo colombiano. Esto se dio en un momento en el que más de 40% del territorio colombiano estaba ocupado por la guerrilla.
- A partir de la década de 1990 la actividad exploratoria comenzó a declinar. Colombia pasó de tener 73 pozos explorados en 1988 a únicamente 11 en 1996. Lo anterior llevó a una reducción de 30% en la producción de petróleo entre 1996 y 2002.
- En 2003 se reestructuró el sector de hidrocarburos colombiano. Se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol S.A. fue constituida como una compañía mixta con 88% de sus acciones en propiedad del Estado.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se creó con la finalidad de hacer más competitiva a Ecopetrol.

- En 2007, Ecopetrol se convirtió en una empresa mixta al colocar a disposición del público inversionista 12% de su capital, el restante 88% pertenece al Estado. Las acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia, Nueva York y Toronto.

Cuba

- En el sector participan el Ministerio de Energía y Minas, el cual es encargado de dictar la política en materia petrolera, eléctrica y minera de la isla y la empresa Unión Cubana del Petróleo (Cupet), controlada al 100% por el Estado cubano.
- Para la participación de empresas privadas operadoras y terceros, Cuba cuenta con dos modalidades de esquemas contractuales:
- *Los contratos de producción incrementada:* los cuales son asociaciones de capital para el incremento de la producción en yacimientos existentes.
- *Los contratos de riesgo:* en los cuales la operadora extranjera aporta capital y tecnología a cambio de 50% de la producción, la cual puede ser vendida a Cupet o exportarse.
- El gobierno de la isla ha establecido esquemas para la atracción de inversión. Las ganancias netas de las transacciones tienen un impuesto de 30%. El porcentaje de la producción para recuperación de los costos debe ser ne-

gociado con base en las características de cada área territorial.

- En el régimen fiscal cubano no se contempla el pago de regalías —*royalties*— ni bonos de entrada o de asignación. De hecho, el Estado cubano establece el mismo esquema fiscal a las compañías petroleras que a las de otros sectores.

Ecuador

- Entre 1998-2000 se estableció un programa que incluía varios proyectos que serían dejados en manos de las compañías privadas: la construcción de un oleoducto para crudo pesado y un programa de alianzas para que empresas privadas se hicieran cargo de los campos operados por la empresa estatal Petroecuador.
- Se le suprimen a Petroecuador diversas áreas para entregarlas a las compañías privadas mediante la figura de “Contratos de Exploración y Explotación de Campos de Producción Marginal”. En 1999 se introdujeron los “Contratos de Administración Compartida”, así como “Alianzas Operativas” entre la empresa nacional y compañías privadas para la explotación de los grandes campos en producción.
- En el periodo 2000-2003 se permitió la entrada del sector privado en el transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, en la refinación, en las demás actividades de industrialización, así como en el alma-

cenamiento y venta de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos.

- En 2001, Petroecuador fue dividida en tres empresas encargadas de la exploración y producción, la producción de derivados y la distribución y venta de combustibles.
- Entre los años 2003 a 2005 se firmó una carta de intención con el Fondo Monetario Internacional (FMI) que incluyó, entre otras cosas, la privatización de Petroecuador y la ampliación de las zonas objeto de actividades petroleras para garantizar el cumplimiento de las obligaciones del Estado con la banca multilateral. El país se comprometió a dedicar 80% de la renta petrolera generada por la extracción de crudos pesados al pago de la deuda externa a partir de 2006.
- En 2006 la presión social obligó al gobierno a dar por terminado el contrato de explotación petrolera con la empresa Occidental (Oxy) por incumplimiento del mismo.
- La movilización popular llevó al Congreso a reformar la Ley de Hidrocarburos para permitir al Estado revisar su participación en los contratos petroleros con miras a redistribuir las ganancias derivadas del aumento en el precio del petróleo.

México

- Una reforma al artículo 27 constitucional efectuada en 1939 establecía que tratándose del petróleo no se expe-

dirían concesiones, sino que la explotación de esos productos sólo se llevaría a cabo por la nación.

- Entre 1946 y 1958 se efectuaron diversas reformas que permitieron que compañías extranjeras hicieran trabajos de exploración y explotación de nuevos yacimientos.
- En 1958 se aprobó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que establecía diversas enmiendas para limitar el crecimiento de la presencia extranjera en la industria.
- En 1960 se consolidó el monopolio del Estado en el sector energético y se terminó por cerrar éste al capital privado.
- Pese a lo anterior, se aprobaron reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que dejaron abierta la posibilidad de que Pemex celebrara contratos de obras y de prestación de servicios, cuyas remuneraciones serían en efectivo, pero que no concederían porcentajes en los productos extraídos ni participación en los resultados de las explotaciones.
- Hasta antes de las reformas constitucionales de 2013, los términos de la inversión privada en el sector petrolero en México tenían las siguientes particularidades: *a)* Pemex conservaba la propiedad de todos los bienes del suelo y del subsuelo, por lo que la infraestructura y los activos que los particulares construyeran para la exploración, extracción y procesamiento de crudo y gas serían propiedad de Pemex; *b)* el

pago a particulares sólo podría ser en efectivo y no en especie; *c)* los particulares no podrían tener participación en el producto ni recibir en pago un porcentaje derivado de la explotación de los hidrocarburos; y *d)* Pemex debería conservar en todo momento el control de los programas en los que participan los contratistas, desde su autorización hasta la supervisión.

- La Ley Reglamentaria del Artículo 27 aludida, establece —hasta febrero de 2014— las actividades que pueden llevar a cabo los sectores social y privado en materia petrolera en México, siendo éstas el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas, ya que tales sectores pueden construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos propios de tales actividades.
- Las reformas constitucionales de 2013 posibilitan una mayor participación del sector privado en las diversas actividades del ramo. Los alcances de dichas modificaciones sólo podrán conocerse del todo cuando se examinen las iniciativas de reforma a la normatividad secundaria.

Perú

- A mediados de 1990 se puso en marcha un programa de reformas que llevó a promulgar una nueva Constitución. Las actividades empresariales del Estado se definieron como subsidiarias y realizables sólo por razones de alto interés público. En consecuencia el

Estado inició un retiro progresivo de las actividades productivas y comerciales y brindó garantías especiales para la inversión extranjera.

- En 1993 se promulgó una nueva Ley de Hidrocarburos bajo la cual el Estado siguió siendo el propietario de los recursos *in situ*; sin embargo, el contratista pasaba a ser dueño de los hidrocarburos producidos, quedando sujeto al pago de una regalía de entre 20 y 30%. Se eliminó la participación en tales contratos de la empresa estatal Petroperú —que en el pasado había llegado hasta 50%—, así como la obligación para las empresas privadas de perforar un número determinado de pozos de exploración. La duración de los contratos se amplió a 30 años.
- Petroperú fue obligado a vender diversos yacimientos a empresas privadas en 1996. De 1992 a 1994 ya se había privatizado la flota petrolera, las estaciones de servicio y la compañía Sol Gas (distribuidora de gas LP).
- En 2002 se concedió un descuento de 30% en la tasa de regalía para los contratos en fase de exploración, con la finalidad de alentar la inversión.
- En el caso de los yacimientos en explotación se establecieron dos mecanismos para determinar la regalía: el primero de acuerdo a la escala de producción, y el segundo con respecto al resultado económico. Estimándose que las regalías oscilaban entre 20 y el 25% del valor bruto de la producción, los cambios atrajeron a las compañías y la suscrip-

ción de contratos aumentó; Petroperú otorgó 15 licencias en 2005 y otras 16 en 2006. Al comienzo de 2007 había 61 contratos vigentes.

Venezuela

- Mediante una ley de 1975, el Estado venezolano reservó para sí todas las actividades relativas a la exploración, explotación, manufactura o refinación de los hidrocarburos, quedando abolido el antiguo sistema de concesiones, ejerciendo tales actividades a través de la empresa estatal PDVSA.
- Al inicio de la década de 1990 se permitió el regreso de las compañías privadas mediante diversas figuras contractuales.
- Entre 1992 y 1997 se otorgaron diversos *contratos de servicios* que en la práctica funcionaban a manera de concesiones. Adicionalmente, se suscribieron diversos contratos bajo el esquema de *ganancias compartidas*, para operar en diferentes regiones del país. A esas dos modalidades de contrato se agregó una tercera: las *asociaciones estratégicas*, celebradas entre 1993 y 1997.
- El gas natural no asociado se abrió a la inversión privada en 1999, señalándose que su explotación podría llevarse a cabo por empresas privadas nacionales o extranjeras con o sin participación del Estado.
- La apertura privatizó una parte importante de la producción petrolera del país.

- Según cifras oficiales, los 32 convenios firmados en esa época dejaron pérdidas al país por 258 millones de dólares sólo en 2004, al margen de evasiones fiscales estimadas en 2 mil millones de dólares en el periodo 1994-2004.
- En 1999 fue aprobada una nueva Constitución, la cual consideró los yacimientos de hidrocarburos como bienes del dominio público y reservó para el Estado la actividad petrolera. Estableció que el Estado conservaría la totalidad de las acciones de PDVSA, excepto las de las filiales, asociaciones estratégicas, empresas y cualquier otra que se constituyera como consecuencia del desarrollo de negocios de PDVSA.
- En 2001 se expidió una ley que estableció que las actividades de exploración y producción de petróleo y gas serían realizadas directamente por el Ejecutivo, por empresas de su exclusiva propiedad o por empresas mixtas donde tenga el control de sus decisiones al mantener una participación mayor de 50% del capital social.
- En 2006 se modificó el sistema fiscal a fin de que el ISR petrolero pasara de 34 a 50% y se introdujeron dos nuevos impuestos: el Impuesto de Registro de Exportación y el Impuesto a la Extracción, calculado y aplicado a la producción en boca del pozo. Este último se aplicaría a todos los productores de petróleo y tendría una tasa variable, de tal forma que sumado a la regalía le permitiera al gobierno recuperar directamente una tercera parte del valor de cada barril extraído.

Con relación directa a los datos señalados anteriormente, la información que aparece en el Cuadro 2 denominado “Modalidades contractuales y fiscales en materia de hidrocarburos”, muestra los tipos de contratos efectuados en diez países de América Latina, así como las variantes del pago que deberán efectuar las empresas privadas al fisco correspondiente por la exploración, explotación, extracción, comercialización, transporte o alguna otra modalidad de actividad relacionada con los hidrocarburos.

Cuadro 2. Modalidades contractuales y fiscales en materia de hidrocarburos

<i>Modalidades contractuales</i>	<i>Tipos de pago</i>	<i>Objeto del pago</i>
<i>Argentina</i>		
Los contratos son de tipo concesión, por lo que la empresa adjudicataria debe pagar un bono al Estado cuando se firma el contrato de exploración o comienza la etapa de producción.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.
	Cánones o derechos de exploración	Gravar las actividades de exploración y búsqueda de reservas de hidrocarburos.
	Derechos de exportación	Gravar las ventas al mercado externo de los hidrocarburos. No es compensatorio del valor de la producción para el pago de regalías. Se utiliza para disminuir el precio de paridad de las exportaciones, al restar del precio de referencia internacional esta obligación.
<i>Bolivia</i>		
Producción compartida, operación y asociación. Actualmente hay 44 contratos de operación que se refieren a actividades de exploración y explotación. Existen también contratos de sociedad de economía mixta en áreas exploratorias.	Regalías y participación en el Tesoro General del Estado	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.
	Impuesto directo a los hidrocarburos	
	Participación de YPFB	Participación de la empresa estatal en las ganancias generadas por los contratos de operación.
	Patentes	Explotación de hidrocarburos de propiedad nacional.

Cuadro 2. Modalidades contractuales y fiscales en materia de hidrocarburos

<i>Modalidades contractuales</i>	<i>Tipos de pago</i>	<i>Objeto del pago</i>
<i>Brasil</i>		
<p>Se utilizan tres regímenes: I) Sistema de concesión, mediante el cual se otorga a los inversionistas particulares el derecho de explorar y explotar el recurso, y se licitan o subastan las áreas petroleras. II) Régimen de concesión onerosa a Petrobras a partir de 2010. III) A partir de la primera ronda de licitación de áreas de presal en 2013, regirán para estas licitaciones contratos del tipo producción compartida. Estos tendrían como característica una participación mínima de 30% en la producción para Petrobras y exención para ciertas cargas fiscales.</p>	<p>Regalías</p>	<p>Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.</p>
	<p>Participaciones especiales</p>	<p>Imponer una participación especial a los campos de gran producción o alta rentabilidad.</p>
	<p>Bonos de signatura, programa mínimo de trabajo y contenido local</p>	<p>Montos y porcentajes que las empresas concesionarias ofrecen por obtener el derecho a explotar los recursos de hidrocarburos en las áreas licitadas</p>
	<p>Tasa de ocupación de área</p>	<p>Pago por el uso del terreno especificado en la concesión.</p>
	<p>Pago al propietario de la tierra</p>	<p>Pago por el uso del terreno especificado en la concesión.</p>

Cuadro 2. Modalidades contractuales y fiscales en materia de hidrocarburos

<i>Modalidades contractuales</i>	<i>Tipos de pago</i>	<i>Objeto del pago</i>
<i>Chile</i>		
<p>Contratos especiales de operación petrolera (CEOP) en forma exclusiva o en asociación con la estatal Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Los contratistas adquieren la propiedad del hidrocarburo una vez producido. Sin embargo, su comercialización está sujeta a regulación por el Estado, que paga al contratista una retribución por sus servicios, en efectivo o producción, una vez iniciado el desarrollo.</p>	<p>Impuesto a la renta para las sociedades</p>	<p>Gravar ganancias anuales por las operaciones de explotación y producción de derivados de hidrocarburos.</p>
<i>Colombia</i>		
<p>Contratos de asociación. La exploración se ejecuta a cuenta y riesgo del socio privado y se da en un período de explotación comercial conjunta de 22 años, en los casos en que Ecopetrol decida participar en la explotación de los campos. Contratos de concesión en que Ecopetrol también puede participar en la subasta o licitación por la adjudicación de bloques.</p>	<p>Regalías</p>	<p>Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables</p>
	<p>Derechos por el uso del subsuelo</p>	<p>Uso del territorio nacional para operaciones de exploración y explotación.</p>
	<p>Derecho por precios altos</p>	<p>Gravar las operaciones que superen los márgenes y las operaciones que superen los parámetros de producción.</p>
	<p>Derecho económico como porcentaje de participación en la producción</p>	<p>Solicitar a los ofertantes en el momento de la licitación un porcentaje de la producción por la explotación de hidrocarburos. Este aspecto es relevante para la adjudicación.</p>

Cuadro 2. Modalidades contractuales y fiscales en materia de hidrocarburos

<i>Modalidades contractuales</i>	<i>Tipos de pago</i>	<i>Objeto del pago</i>
<i>Ecuador</i>		
Contratos de servicios y contratos de reactivación de campos marginales. Los contratos de servicios consideran el pago de una tarifa fija a las compañías dentro de una participación activa de las empresas estatales Petroecuador y Petroamazonas.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.
	Margen de soberanía	Garantizar un ingreso mínimo al Estado ante situaciones de disminución de precios.
<i>México</i>		
Existe monopolio estatal a lo largo de toda la cadena. Sin embargo, Pemex subcontrata servicios petroleros en perforación, construcción y otros.	Impuesto a los rendimientos petroleros	Gravar las utilidades netas de las operaciones petroleras excepto aquellas de exploración y producción.
	Derechos a los hidrocarburos: - Ordinario	Gravar la venta de hidrocarburos.
	- Fondo de estabilización	Gravar precios excedentes sobre el nivel de referencia.
	- Extraordinario sobre la exportación de petróleo	Gravar ingresos excedentes por exportación de petróleo.
<i>Perú</i>		
Contratos de licencia del tipo concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos, celebrados entre Perupetro y el contratista.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.

Cuadro 2. Modalidades contractuales y fiscales en materia de hidrocarburos

<i>Modalidades contractuales</i>	<i>Tipos de pago</i>	<i>Objeto del pago</i>
<i>Trinidad y Tobago</i>		
Contratos del tipo de concesión y producción compartida.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.
	Impuesto de desempleo	Compensar a ciudadanos desempleados.
	Impuesto adicional/suplementario petrolero	Gravar utilidades extraordinarias.
	Gravamen sobre la producción petrolera	Gravar la producción adicional.
	Impuesto para el “fondo verde”	Contribuir con recursos dicho fondo.
<i>Venezuela</i>		
Ley Orgánica de Hidrocarburos y reformas que establecen el contrato de empresa mixta con participación accionaria de Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) de al menos 60%. Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. No existe límite para la cuota privada en contratos de exploración y explotación de gas natural.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables.
	Impuesto superficial	Pago por desuso del área concedida para operaciones de exploración y explotación.
	Impuesto de extracción	Gravar la explotación y producción de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Cuadro 2. Modalidades contractuales y fiscales en materia de hidrocarburos

<i>Modalidades contractuales</i>	<i>Tipos de pago</i>	<i>Objeto del pago</i>
	Impuesto de registro de exportación	Gravar las operaciones que generen rentas mayores para los concesionarios.
	Ventaja especial	Obtención de 50% de los ingresos brutos generados por la comercialización de hidrocarburos.
	Contribución especial sobre precios extraordinarios y exorbitantes del mercado internacional de hidrocarburos	Gravar la diferencia entre el precio internacional del crudo y el precio presupuestado o el precio límite de referencia.

Fuente: Elaboración con datos de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, “Recursos naturales, situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe”, CEPAL, Chile, 2013.

Comentarios finales

A partir de la crisis de la deuda de la década de 1980 y como resultado de los diferentes programas de ajuste estructural implementados en diversas naciones de América Latina, las políticas públicas en la región iniciaron un gradual proceso de apertura y liberalización en diferentes ámbitos de su actividad económica, proceso que de manera gradual e ineludible incluyó al sector de los hidrocarburos y de las actividades correlativas al mismo.

El proceso en cita tuvo una profundización en los años posteriores, en donde el sector privado fue gradualmente involucrándose en gran parte de las actividades relacionadas al ramo, ocasionando tal fenómeno la necesidad de modificar las constituciones y las leyes en los diferentes países de Latinoamérica, a fin de instituir en las mismas aspectos como el marco normativo de las compañías petroleras, el estatus contractual bajo el cual realizarían sus actividades, el régimen fiscal y laboral aplica-

ble, el esquema de solución de controversias, así como las condiciones de entrada en vigor de los contratos.

El proceso de reformas tuvo características y alcances heterogéneos en la región. Mientras en algunas naciones se presentaron rasgos que abiertamente remitían a los sistemas de concesiones petroleras, en otros países se instituyeron de manera gradual todo tipo de facilidades al sector privado, como reducidas cargas fiscales, celebración de contratos exclusivos o firma de convenios de producción compartida, entre otros.

En términos generales, un contrato en el ramo de los hidrocarburos refleja la correlación de fuerzas prevaleciente entre una nación y un consorcio o un *trust* petrolero. Sin embargo, por los distintos hechos históricos acontecidos en México con relación a las empresas petroleras y por la situación geopolítica prevaleciente a nivel internacional, es de reflexionar sobre las eventuales consecuencias de este tipo de contratos en la soberanía y la independencia económica de nuestro país.

Fondos petroleros, la administración estatal de la riqueza. Comparativo internacional

Gabriel Fernández Espejel*

El presente documento aborda el tema de los fondos petroleros en diferentes países, su conformación, su destino, su transparencia y forma de operar. Aporta definiciones básicas y revisa las experiencias en nuestro país y en otras naciones con situaciones energéticas similares o que se encuentran en su campo de acción (como Estados Unidos y Canadá). Esta aportación se da bajo el entendido de la fortaleza financiera que han cobrado los fondos soberanos petroleros de inversión en los últimos años.

Fondos soberanos de inversión

Los *fondos soberanos de inversión*,¹ como su nombre indica, son recursos propiedad de la nación bajo la administración y manejo de los gobiernos centrales; los recursos provienen del

* Maestro en Economía por la UNAM. Investigador del área de Estudios Sociales del CESOP. Líneas de investigación: gobierno, mercado, impuestos y energía. Correo electrónico: gabriel.fernandez@congreso.gob.mx

¹ En Sovereign Fund Wealth Institute, “*What is a SWF?*”, en [www.swfinstitute.org/sovereign-wealth-fund/] (fecha de consulta: 13 de febrero de 2014).

superávit de la balanza de pagos, de la cuenta pública (fiscal), de transacciones cambiarias oficiales, de recursos originados en los procesos de privatización o de la exportación de bienes nacionales.

Lo que no debe entenderse como *fondo soberano de inversión* son las reservas internacionales en manos de los bancos centrales que dan sustento a la implementación de la política monetaria del país, ingresos de las paraestatales, fondos de pensiones de empleados del gobierno conformados por sus propias contribuciones o por bienes administrados en beneficio de particulares.

En una definición más amplia, los fondos soberanos de inversión pueden dividirse en fondos de *commodities*,² que se constituyen a través de los ingresos provenientes de la exportación de materias primas —como el petróleo y minerales—, ya sea por el cobro de impuestos o por ser propiedad de la nación, y en fondos de *non commodities*, que se integran por transferencias provenientes de las reservas en moneda extranjera. El Instituto Soberano de Fondos de

² Productos, bienes o materias primas, en español.

Inversión, organismo global con sede en Las Vegas, Nevada, Estados Unidos, también los clasifica en fondos de estabilización, de ahorro, de pensión, de reservas de inversión y para el desarrollo.

Fondos soberanos petroleros de inversión

Los fondos soberanos petroleros de inversión (FSPI) son fondos de *commodities* que suelen operar bajo la administración del banco central, de la Secretaría de Hacienda o Ministerio de Finanzas, así como por entidades financieras creadas por los gobiernos para el manejo de los activos. El objetivo de los FSPI es eliminar o contrarrestar la volatilidad característica del mercado petrolero internacional, diversificar exportaciones, obtener mayores tasas de retorno, reducir riesgos a través de la eliminación de liquidez, financiar el desarrollo social y económico,³ entre otros.

Por estas características, así como por el interés de los mercados bursátiles y financieros, la transparencia es un valor añadido en la operación de los FSPI. El Instituto de Fondos Soberanos de Inversión diseñó un índice de transparencia, que más que una calificación, es una lista de propiedades que debe cumplir el fondo, 10 en total, de tal forma que ésa es su valoración máxima. Entre otros contempla: la realización de reportes de auditoría externa, información sobre valor de mercado, tasas de retorno y su administración, políticas de inversión y estándares éticos.

³ En Sovereign Fund Wealth Institute, en [www.swfinstitute.org/sovereign-wealth-fund/] (fecha de consulta: 12 de febrero de 2014).

Comparativo internacional

En el presente documento se incorporan ocho países y México, la selección obedece, sobre todo, a la riqueza de los fondos petroleros que administran; en seguida, se considera la relación que guarda con las reservas probadas, capacidad productora y de exportación de los países, así como con las políticas y leyes que los constituyen.

México

En nuestro país, la reforma energética constitucional de 2013 dictó cambios al fondo, empezando por darle un nuevo nombre: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo⁴ (FMPED). Además, la Constitución precisa que el fondo recibirá todos los ingresos provenientes del petróleo, así como los pagos derivados de los contratos y asignaciones —con excepción de los impuestos que corresponden al Estado.⁵ El Banco de México funge como depositario del fideicomiso y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) está a cargo de su puesta en marcha y funcionamiento.⁶

Del FMPED se pagarán, entre otros, los costos para la exploración y extracción del petróleo, se trasladarán los recursos a los fondos de las entidades federativas, se transferirán re-

⁴ Antes sólo Fondo Mexicano del Petróleo.

⁵ En [www.indetec.gob.mx/e-financiero/Boletin_255/vocero_50_2013%20shcp.pdf] (fecha de consulta: 18 de febrero de 2014).

⁶ Las reglas finales para su operación se discutirán en el proceso de aprobación de las leyes secundarias de la Reforma Energética.

cursos para el Presupuesto de Egresos de la Federación por un monto equivalente a 4.7% del producto interno bruto (PIB),⁷ al Fondo de Extracción de Hidrocarburos, así como a los fondos en materia de fiscalización petrolera y de investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética.

En lo que a los recursos adicionales se refiere, éstos se destinarán a una cuenta de ahorro de largo plazo con el objeto de realizar inversiones en activos financieros hasta alcanzar un piso mínimo de 3% del PIB. Una vez que se alcanza este piso:

- Como mínimo se seguirá destinando 40% a este mismo ahorro.
- Un máximo de 10% del flujo será para el sistema de pensión universal.
- A proyectos de inversión en energías renovables, ciencia, tecnología e innovación, un límite de 10% del flujo.
- Se fondean inversiones en proyectos petroleros y en infraestructura para el desarrollo nacional por una cantidad máxima de 30% del incremento en el saldo del ahorro de largo plazo.
- Un máximo de 10% a becas para la formación de capital humano.

Finalmente, después de que el saldo de la cuenta de ahorro de largo plazo sume 10% del PIB, la reforma establece que su rendimiento real se integrará al Presupuesto de la Federación.

Por su parte, los recursos que integran el fondo provienen del saldo actual de la cuenta

⁷ Este porcentaje se determinó a partir de los ingresos que recibió la federación por derechos petroleros en 2013.

de ahorro de largo plazo, tanto en moneda nacional como en dólares estadounidenses (véase el monto total en la Tabla 1), por los derechos sobre hidrocarburos y los excedentes que marca la Ley Federal de Derechos, los cuales se depositarán trimestralmente (véase anexo), por los recursos derivados de las coberturas e instrumentos de transferencia de riesgos que se contrataron o adquirieron, y por los rendimientos de los instrumentos financieros.⁸

El acuerdo que establece las Reglas de Operación del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros en México precisa que el objetivo de esta política es atenuar el impacto de la disminución de los ingresos petroleros del gobierno federal por el comportamiento del precio promedio del barril de petróleo crudo o de los movimientos del peso frente al dólar estadounidense en el mercado cambiario internacional, a fin de atenuar la dependencia de las finanzas públicas respecto a la actividad petrolera, así como para garantizar el gasto programado en el ejercicio fiscal correspondiente.

Además, el Instituto de Fondos Soberanos de Inversión precisa que el fondo en nuestro país fue creado con fines estabilizadores y no por objetivos de ahorro para generaciones futuras, razón por la cual el banco central invierte en instrumentos monetarios de corto plazo. Asimismo, habla de un Comité Técnico de la Secretaría de Hacienda que administra la operación del fondo con el interés de mantener el nivel de liquidez.

⁸ En [www.hacienda.gob.mx/EGRESOS/PEF/lyn_presupuestarias/feip/reglas_operacion_fondo_estabilizacion_petroleo.pdf] (fecha de consulta: 18 de febrero de 2014).

Tabla 1. Principales fondos soberanos petroleros de inversión y su vínculo con el mercado internacional de hidrocarburos*

<i>País (número de fondos)</i>	<i>Fondos soberanos petroleros (miles de millones de dólares)</i>	<i>Reservas probadas (miles de millones de barriles)</i>	<i>Producción (miles de barriles diarios)</i>	<i>Exportaciones (miles de barriles diarios)</i>	<i>Índice de transparencia Linaburg- Maduell***</i>	<i>Año de creación</i>
Arabia Saudita (2)	681.2	267.02	11,726	8,865	4	1990
Estados Unidos (6)**	112.2	23.27	11,111	-8,745	10	1976
Rusia (2)	174.4	60.0	10,397	7,201	5	2008
Canadá	16.4	173.63	3,856	1,570	9	1976
Irán	54	151.17	3,589	1,880	5	2011
Emiratos Árabes Unidos (6)	975	97.80	3,213	2,595	5	1976
México	6	10.36	2,936	846	4	2000
Venezuela	0.8	211.17	2,489	1,712	1	1998
Noruega	818	5.32	1,902	1,684	10	1990

*Cifras al cierre de 2012, excepto los fondos que están actualizados a enero de 2014.

**Contempla fondos mixtos de petróleo y gas.

***Incorpora la calificación del fondo de mayor riqueza para los países con dos o más fondos.

Fuente: Elaboración propia con información de Sovereign Fund Wealth Institute en [www.swfinstitute.org/fund-rankings/] y en U.S. Energy Information Administration, en [www.eia.gov] (fecha de consulta: 14 de febrero de 2014).

Noruega

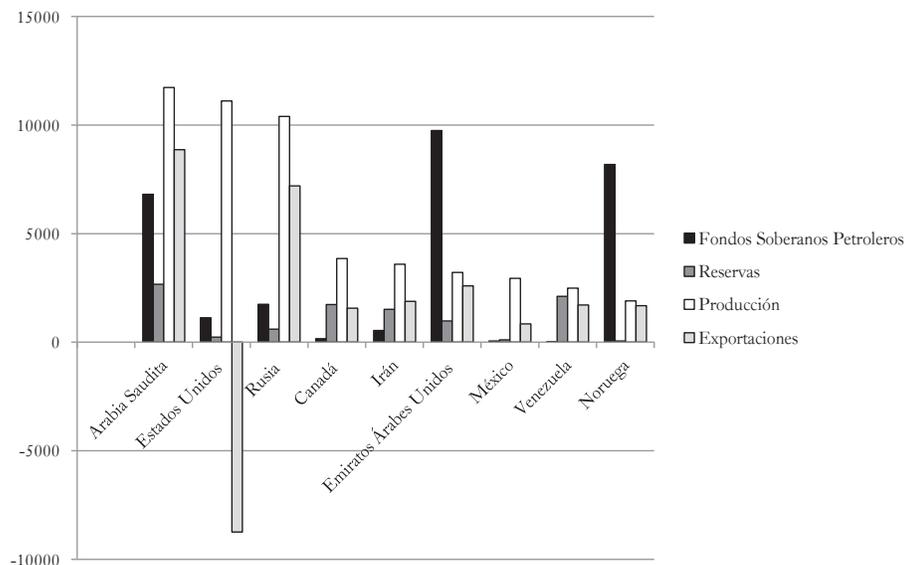
El país nórdico cuenta con el mayor fondo soberano petrolero de inversión en el mundo, aunque combinados los recursos monetarios de los Emiratos Árabes Unidos, representan una cantidad mayor (Tabla 1 y Gráfica 1). El Poder Legislativo creó el Fondo del Petróleo de Noruega, en 1990, con el objetivo de enfrentar la disminución futura en la producción, así como las fluctuaciones en los precios del hidrocarburo en los mercados internacionales.⁹

El fondo se nutre de los excedentes que genera la industria petrolera en el país, sobre todo a través de los impuestos que se aplican a las empresas del sector (impuesto base a las corporaciones de 28% e impuesto especial base

de 50% sobre los ingresos por operación), por los pagos por las licencias para la exploración y producción (varía dependiendo del número de permiso y del tamaño de los campos a explotar), del interés financiero directo del Estado, así como por las ganancias que genera la participación estatal en StatoilHydro (en 2012 el dividendo que recibió el Estado noruego por este concepto ascendió a 2.3 mil millones de dólares estadounidenses).¹⁰

El Ministerio de Finanzas es la entidad responsable del manejo del fondo; no obstante, su operación recae en el Banco Noruego de Administración de Inversiones (NBIM, por sus siglas en inglés), división del banco central del país. Bajo la premisa de que los ingresos petroleros pertenecen al pueblo de Noruega y de

Gráfica 1. Principales fondos soberanos petroleros de inversión y su relación con el mercado internacional de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia con información de Sovereign Fund Wealth Institute, [www.swfinstitute.org/fund-rankings/] y en U.S. Energy Information Administration, en [www.eia.gov] (fecha de consulta: 14 de febrero de 2014).

⁹ En [www.swfinstitute.org/swfs/norway-government-pension-fund-global/] (fecha de consulta: 19 de febrero de 2014).

¹⁰ Ministerio de Energía y Petróleo de Noruega, en [www.regjeringen.no/en/dep/oed.html?id=750] (fecha de consulta: 19 de febrero de 2014).

que el gobierno asegura gran parte del valor creado a través de impuestos y su participación directa, es que se recurre a un Consejo de Ética que monitorea las compañías en las que invierte el Fondo del Petróleo de Noruega.

Las directrices éticas que se siguen en el país nórdico excluyen del universo de inversión a compañías que incurren en violación de derechos humanos, en actos de corrupción y de daño al medio ambiente. En la lista que publica el Ministerio de Finanzas¹¹ se destaca, entre otras, la prohibición para invertir en Walmart de México por violaciones a derechos humanos, así como en corporaciones dedicadas a la fabricación de minas antipersonales o de municiones en racimo, de armas nucleares, tabaqueras y aquellas que participan en el suministro de armas a gobiernos africanos en conflictos donde se violan derechos humanos de manera sistemática o a regímenes acusados de genocidio.

Venezuela

El primer antecedente que se tiene en el país sudamericano se da en la década de 1970 con la creación del Fondo de Inversiones de Venezuela, entidad donde se depositaban los ingresos petroleros; no obstante, el destino que se eligió para los flujos monetarios fue la compra de acciones de empresas públicas, posteriormente los traspasos se concentraron en el sector de electricidad pública, teniendo como resultado saldos deficitarios en el primer caso y pago de subvenciones en el segundo.¹²

¹¹ Ministerio de Finanzas de Noruega, en [www.regjeringen.no/en/dep/fin.html?id=216] (fecha de consulta: 19 de febrero de 2014).

¹² En Fondo Monetario Internacional, en [www.

El Instituto de Fondos Soberanos de Inversión cita de manera más reciente el Fondo para la Estabilización Macroeconómica (FEM), que busca preservar el equilibrio presupuestal ante la fluctuación de los precios del petróleo. El FEM se inyecta con las transferencias que se producen cuando las ganancias petroleras sobrepasan los precios de referencia; cuando los precios del crudo descienden por debajo del precio de referencia, se toman recursos del fondo que se depositan en la cuenta pública para garantizar el ejercicio fiscal programado.

La Presidencia de la República constituyó el FEM por recomendación del Fondo Monetario Internacional, la regulación y completa operación recaen en el Banco del Tesoro, sus fondos provienen de las ganancias que genera Petróleos de Venezuela SA (PDVSA), así como por contribuciones que realiza el Ejecutivo federal y gobiernos regionales.¹³

En un principio, la reforma de 2002 estableció que a partir de 2004 y hasta 2008 el fondo recibiría 6% de los ingresos fiscales y 6% de las exportaciones de hidrocarburos; en los años siguientes la tasa se incrementaría en un punto porcentual anualmente hasta llegar a 10%. Por otro lado, el Poder Legislativo tendría poca injerencia en el funcionamiento del FEM, aun cuando sanciona la gestión del mismo.

La reforma de 2005 a la Ley que crea el Fondo para la Estabilización Macroeconómica¹⁴ precisa que las aportaciones que realiza el Ejecutivo serán de 20% de la diferencia en

imf.org/external/pubs/ft/fandd/spa/2001/12/pdf/davis.pdf] (fecha de consulta: 20 de febrero de 2014).

¹³ En [www.swfinstitute.org/swfs/fem/] (fecha de consulta: 20 de febrero de 2014).

¹⁴ En [www.veneconomia.com/site/files/leyes/ley26.pdf] (fecha de consulta: 20 de febrero de 2014).

exceso entre los ingresos y los gastos en el periodo fiscal con el objetivo de sostener la tasa de crecimiento de la economía, la inversión pública y el nivel de gasto social, las cuales se sumarán a los rendimientos propios del FEM y los recursos provenientes de las privatizaciones, sin mencionar más los ingresos fiscales ni las exportaciones.

Emiratos Árabes Unidos

La Autoridad en Inversiones de Abu Dabi (ADIA, por sus siglas en inglés) es una entidad de inversiones diversificadas a nivel global que se capitaliza a través de los excedentes que genera la exportación de crudo de los Emiratos Árabes Unidos,¹⁵ cuyo objetivo es contar con los recursos financieros necesarios para asegurar y mantener el bienestar del país.

En 1967, cuando se creó la Junta de Inversiones Financieras, el fondo era administrado por el Ministerio de Finanzas; posteriormente se convirtió en ADIA, en 1976, y su operación y manejo se ejecuta de manera independiente al gobierno, aunque la supervisión está a cargo del gobierno de Abu Dabi. Así, alrededor de 80% de los activos es manejado por fondos externos, mientras que 60% del portafolio de inversiones se destina a instrumentos indexados. El fondo reporta tasas de retorno de 6.5 y 8% en sus inversiones a plazo de 20 y 30 años, respectivamente.

La Compañía Nacional de Petróleo de Abu Dabi es la principal fuente de recursos del ADIA y de los otros fondos petroleros. Las

transferencias las realiza de forma periódica a través de la cuenta del gobierno, los excedentes al final del periodo se reparten en el presupuesto en proporciones de 70% para el ADIA y 30% para el Consejo de Inversiones de Abu Dabi.

El fondo lo administra una junta de directores que se integra por miembros del gobierno estatal con altos cargos por un periodo de tres años con posibilidad de reelección. Las decisiones se toman en consejo y se excluyen aquellas que involucran decisiones sobre el destino de las inversiones —éstas recaen en las administradoras externas de los fondos alrededor del mundo—; no obstante, caben las propuestas y recomendaciones por parte de la junta.

Rusia

El país euroasiático se caracteriza por contar con un sistema de dos fondos provenientes de los recursos excedentes del petróleo y del gas: el Fondo de Riqueza Nacional y el Fondo de Reserva. Ambos bajo la administración del Ministerio de Finanzas de la Federación Rusa, con un esquema de inversiones de bajo riesgo.

El primero tiene como objetivos servir de garantía de los fondos de pensiones de aportaciones voluntarias de los trabajadores de la Federación Rusa, extraer la liquidez excesiva del mercado, reducir presiones inflacionarias y absorber los choques por la volatilidad en los precios del crudo y del gas. Este fondo suele destinar sus inversiones a instrumentos de mayor riesgo, normalmente, en acciones de empresas.¹⁶

¹⁵ ADIA, *ADIA Review 2009*, en [www.adia.ae/En/home.aspx] (fecha de consulta: 21 de febrero de 2014).

¹⁶ En [www.swfinstitute.org/swfs/national-welfare-fund/] (fecha de consulta: 21 de febrero de 2014).

El Fondo de Reserva, por su parte, guarda interés en mantener la estabilidad de la economía del país, por tal motivo, garantiza financieramente el gasto de la federación y el balance presupuestal en caso de que se presente un comportamiento a la baja en los precios de petróleo y gas. Los recursos monetarios no pueden exceder 10% del PIB ruso. Originalmente, el Fondo de Reserva sólo podía invertir en instrumentos gubernamentales de otros países.¹⁷

Irán

El Fondo Nacional para el Desarrollo de Irán (FNDI) se creó en 2011 en sustitución del fondo de estabilización, que como su nombre indica se dedicaba a la inversión de las ganancias del petróleo y actuaba como un agente estabilizador frente a las fluctuaciones del mercado petrolero. En la actualidad el FNDI destina sus recursos al impulso de la productividad, a inversiones en el extranjero y a fomentar el desarrollo de la economía privada interna, con especial interés en preservar las ganancias provenientes del petróleo y gas para generaciones futuras.¹⁸

Los activos del fondo son propiedad del país. El FNDI es gobernado por una junta directiva y las decisiones de inversión son tomadas por un consejo de administración ajeno al Ministerio de Finanzas. Así, el FNDI, a través de diferentes instituciones financieras, colocó 9 mil millones de dólares en la industria, minas, energía y agricultura nacional y destinó 14

mil millones de dólares en proyectos petroleros en 2012.

Comentarios finales

El análisis de los fondos petroleros soberanos de inversión esclarece la política energética de los países, la utilización de sus recursos, el ahorro, sus finanzas públicas y su visión en el tiempo sobre estos temas. Las naciones que se citan tienen marcadas diferencias en la operación de sus fondos, lo que obedece a su evolución energética reciente y a su contexto político; no obstante, caben comparaciones en temas puntuales.

México y Venezuela llegan tarde, en el mejor de los casos, con una década de retraso en la adopción de esta política para enfrentar los vaivenes del mercado petrolero y cambiario, así como para emprender una visión que favorezca a las generaciones futuras. Sin embargo, existen dos grandes diferencias con relación al país sudamericano; la primera, que en Caracas no prevalece una política de producción y exportación desmesurada que busque dotar con recursos financieros al gobierno y, segunda, que este escenario cobra más valor al considerar que cuenta con una de las reservas probadas más grandes del mundo (algunos estudios las ubican ya en primer lugar).

Con estas contrariedades se podría llegar a una comparación más sustantiva con Noruega, ya que la carga impositiva a los hidrocarburos en ambas naciones es elevada. Las dos economías tienen una orientación exportadora en su política energética a pesar de que muestran una caída inminente en la producción. Pero la diferencia entre los saldos de los fondos es abismal, lo que no sólo se explica a través de la mayor

¹⁷ En [www.swfinstitute.org/swfs/russia-reserve-fund/] (fecha de consulta: 21 de febrero de 2014).

¹⁸ En [www.swfinstitute.org/swfs/national-development-fund-of-iran/] (fecha de consulta: 21 de febrero de 2014).

previsión de su parte, sino por el hecho de que Noruega no es una economía petrolizada, sino que tiene una recaudación fiscal sólida con inversiones efectivas en tecnología, innovación y educación, por mencionar algunas.

De igual forma, la simplicidad y transparencia con que opera el fondo en Noruega dista mucho de lo que acontece en México y Venezuela, ya que sus fondos reciben calificaciones reprobatorias en la información que proveen a los mercados —mientras que el fondo noruego tiene la calificación máxima de diez— así como por el manejo fiscal de las latinoamericanas que cambia constantemente, lo cual dificulta su seguimiento y le resta efectividad.

Venezuela, por su nivel de reservas y su potencial concentrado en una sola paraestatal, podría seguir el camino de los países productores de Medio Oriente, lo que le daría una expectativa mayor en la consolidación de recursos y en garantizar su uso en el bienestar del país. Tal como acontece en los Emiratos Árabes Unidos, que suman la mayor cantidad de inversiones en el mundo, con la característica de que son administradas por entidades financieras ajenas al gobierno o por organismos extranjeros especializados, lo que les permite concentrarse en el cumplimiento de los objetivos originales de su fondo soberano petrolero.

Así, la Tabla 1 y la Gráfica 1, que evidencian los comentarios finales, también resultan útiles para intuir las políticas que se aplican alrededor del planeta, los paralelismos naturales energéticos y las necesidades de acción o de cambio de rumbo de políticas, en un mundo que registra un crecimiento en la operación de fondos soberanos no sólo con un papel preponderante en el mercado petrolero, sino en el entorno financiero global.

Anexo

Ley Federal de Derechos

Artículo 256. Pemex Exploración y Producción estará obligado al pago anual del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización, cuando, en el año, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda 22.00 dólares estadounidenses, conforme a la tabla final.

A cuenta de este derecho, Pemex hará pagos provisionales trimestrales que se depositarán a más tardar el último día hábil de los meses de abril, julio y octubre del ejercicio de que se trate y enero del siguiente año.

Tabla 2

<i>Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado (dólares de Estados Unidos de América)</i>	<i>Porcentaje a aplicar sobre el valor anual del total de las extracciones de petróleo crudo en el año</i>
22.01 a 23.00	1%
23.01 a 24.00	2%
24.01 a 25.00	3%
25.01 a 26.00	4%
26.01 a 27.00	5%
27.01 a 28.00	6%
28.01 a 29.00	7%
29.01 a 30.00	8%
30.01 a 31.00	9%
Cuando exceda 31.00	10%

Comentarios en torno a la metodología utilizada por la CFE para determinar las tarifas domésticas en el país

Francisco J. Sales Heredia*

Este breve artículo revisa, de lo general a lo particular, la nueva estructura del Sistema Nacional Eléctrico emanada de la reforma constitucional de diciembre 2013, con énfasis en la estructura tarifaria doméstica. Los usuarios domésticos conforman 88% de los usuarios del sistema, a pesar de que utilizan 25% de la energía.¹ El sector tarifario doméstico se vuelve crucial en cualquier estrategia, dados los costos de transacción y la propuesta explícita del Ejecutivo federal de llevar a cabo una reforma al sector energético para propiciar el financiamiento del sector, la eficiencia del mismo, la universalización de la electrificación y la reducción de las emisiones de carbono.

Antecedentes

La industria eléctrica ha tenido tres grandes transformaciones desde su creación: *a)* integración del sistema nacional por medio de la

CFE, en 1960, *b)* la incorporación de productores independientes, en 1992, y *c)* la reciente reforma que abre el mercado a la competencia.

La integración del sistema permitió concentrar las decisiones de planeación e inversión en los procesos de generación, transmisión y distribución. La verticalidad del sistema podía aprovechar economías de escala al construir grandes obras y diluir los riesgos y costos, así como suavizar el retorno de la inversión en el tiempo.

A pesar de tales ventajas existían pocos incentivos para la eficiencia, la innovación y el manejo de riesgos de bajo costo. Esto derivó en una subinversión en la producción, fallas en la distribución eficiente del fluido, así como un aumento de los incentivos para subsidiar las tarifas.

En 1992, al reformarse la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, se creó un incentivo a la inversión a la producción, ya sea para venta a la CFE o para el autoconsumo, que derivó en que una buena parte de la generación en 2013 fuera realizada por productores independientes bajo un sistema de contratos de venta. Sin embargo, esta reforma no brindó los incentivos, a la eficiencia e innovación, requeridos para construir un sistema eléctrico

* Doctor en Filosofía Política por la Universidad de Warwick, Inglaterra. Director de Estudios Sociales del CESOP. Líneas de investigación: filosofía política, justicia distributiva, energía y pobreza. Correo electrónico: francisco.sales@congreso.gob.mx

¹ Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

moderno que pudiera ofrecer un servicio eficiente y a precios competitivos, tanto para los productores como para los consumidores.

La reforma constitucional de 2013 a los artículos 27 y 28 modificó el sistema para permitir la creación de un sistema de mercado. El Estado mantiene —como el resto de los países con sistemas de mercado eléctrico— el monopolio natural de la transmisión y, en el caso de México, de las redes de distribución por medio de la creación de un nuevo organismo: el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), encargado de la regulación del porteo entre los productores y los consumidores. El Cenace establecerá —según la exposición de motivos de la reforma constitucional y lo dispuesto en los artículos transitorios de la misma— incentivos para la generación de energía barata con insumos menos contaminantes y planificará las redes de transmisión y distribución.

Transitorios

Artículo decimosexto

...

b) A más tardar dentro de los doce meses siguientes a la entrada en vigor de la Ley Reglamentaria de la Industria Eléctrica, emitirá el decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía como organismo público descentralizado, encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional; de operar el mercado eléctrico mayorista; del acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución, y las demás facultades que se determinen en la ley y en su decreto de creación. En dicho decreto se establecerá la organización, funcionamiento y facultades del citado Centro.

El decreto proveerá lo conducente para que la Comisión Federal de Electricidad transfiera los recursos que el Centro Nacional de Control de Energía requiera para el cumplimiento de sus facultades.

El Centro Nacional de Control de Energía dará a la Comisión Federal de Electricidad el apoyo necesario, hasta por doce meses posteriores a su creación, para que continúe operando sus redes del servicio público de transmisión y distribución en condiciones de continuidad, eficiencia y seguridad.²

Al permitir la comercialización de las redes, la reforma constitucional aspira a aumentar la competitividad y, por ende, la eficiencia de la red. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), los procesos de apertura han redundado en una mayor inversión; sin embargo, la AIE advierte acerca de la necesidad de cuidar la estructura de incentivos para no desincentivar la competencia y la eficiencia. El marco regulatorio es crucial para desarrollar un mercado dinámico y no un mercado estancado. La AIE recomienda una serie de acciones especialmente en torno a la demanda:

- Incrementar la exposición de los clientes a las fluctuaciones de los precios en tiempo real, protegiendo a aquellos clientes vulnerables por medio de transferencias focalizadas que no distorsionen la formación eficiente de los precios.
- Un mercado competitivo y dinámico de venta al menudeo que promueva la innovación de productos y servicios para hacer uso de las respuestas de la

² Reforma constitucional a los artículos 27 y 28, DOF del 20 de diciembre de 2013.

demanda con efectividad y al menor costo.

- Acceso simple y en tiempo real de los usos del fluido por parte de los consumidores, cuidando la privacidad de éstos, para ayudar a estimular la competencia, facilitar la entrada de competidores y apoyar la emergencia de respuestas innovadoras de modelos de negocios y así mejorar la calidad de las elecciones de los consumidores.
- Propiciar una base informada de clientes con la capacidad y oportunidad de tomar ventaja de las diferentes opciones.
- La creación de procesos de mercado para contratar, cambiar y cobrar que sean lo suficientemente simples para que disminuyan los costos de transacción.
- Estructuras legales y regulatorias que reduzcan la incertidumbre, establezcan derechos claramente especificados, responsabilidades y obligaciones para las partes contratantes y que así promuevan una mayor armonización de estándares y especificaciones funcionales, y maximicen la participación de todos los involucrados.
- La participación de todos los actores debe ser clara y constante para permitir un mercado lo más abierto posible y con plena información; para ello, el regulador se vuelve crucial.³

Ahora bien, un mercado abierto con plena información y con bajos costos de transac-

ción ha sido un ideal, en muchos casos, pero es difícil de lograr. En el caso del mercado nacional actual y dado el monopolio público del sistema, la estructura de precios no es suficiente para mantener el sistema financieramente sano, a pesar de responder a dos señales de mercado (inflación y precio de los insumos energéticos). El gobierno reporta un creciente monto de subsidio para mantener accesibles la infraestructura y las tarifas a pesar de que algunas de éstas son más caras que en mercados abiertos como el de Estados Unidos.

Tarifas domésticas

La reglamentación que rige las tarifas domésticas de electricidad en el país, sustentada en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, toma en cuenta una serie de variables especiales desde 1976;⁴ la principal de ellas se refiere a los incrementos mensuales autorizados por la Secretaría de Hacienda, a petición de la Comisión Federal de Electricidad y de —en ese entonces— Luz y Fuerza del Centro. Tales incrementos —que hasta el día de hoy continúan— se relacionan con los costos de los energéticos necesarios para producirla.

La consideración de ese entonces, mantenida hasta el día de hoy, por lo menos antes de las leyes reglamentarias resultantes de la reciente reforma constitucional al artículo 28, fue dividir las tarifas por sectores, grupos y tramos, cada una de ellas con el pago de un mínimo por servicio. Los tramos responden

³ EIA, *Empowering customer choice in electricity market*, 2011, p. 7.

⁴ *Diario Oficial de la Federación* del 15 de noviembre de 1976.

a una idea de subsidio por consumo; es decir, a un menor consumo corresponde una tarifa menor por kilowatt; una vez que se alcanza cierto nivel de consumo, el pago aumenta.

En 1976, de igual manera, se establecen dos tarifas domésticas en el país; una de ellas asignada a localidades con clima muy cálido —sin especificar a qué se refería esta característica—; indefinición que dio pie a la actual definición y diversas tarifas por temperatura.

El 7 de febrero de 2002 se establece la tarifa de alto consumo (DAC), que establece límites ante los cuales se pierde todo subsidio y se paga el precio de mercado, estimado por Hacienda para cada kilowatt consumido.

Las tarifas domésticas son ocho: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC. Todas ellas —con la excepción de la de alto consumo— pagan lo mismo por los diferentes tramos durante la época fría. Al iniciarse la época de calor, a partir de la tarifa 1A los límites de consumo difieren, permitiendo un consumo mayor, mientras hay más calor. Las tarifas se establecen de acuerdo a la media de temperatura durante la temporada cálida del país. Partiendo del supuesto de que para paliar el calor las personas requieren hacer uso de enfriadores ambientales y en consecuencia consumen más energía, el gobierno dispuso que en esos meses se amplíen los tramos para permitir un mayor consumo sin incurrir en un mayor gasto.

La CFE en su página y en respuesta solicitada por transparencia describe la forma en que asigna cada tarifa de acuerdo a los diferenciales de temperatura; sin embargo, no aclara el porqué de dichas temperaturas, ni la elección de tramos. Por ejemplo, el máximo antes de pasar

a DAC en la tarifa 1 es de 250 KWH mensuales; en la tarifa 1F es de 2,500 kWh mensuales.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de [...] grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

El número de usuarios por tarifa doméstica en los últimos diez años ha aumentado 40%; destaca el aumento de 103% en la tarifa 1F y la disminución de los usuarios de alto consumo en 18% (véanse Tabla 1 y Gráfica 1). De los 33 millones de usuarios domésticos en 2013, de un total de 37 millones, las tarifas asignadas a las mayores temperaturas son las que reciben el mayor subsidio estatal:

Con respecto al consumo de electricidad por tarifa, destaca el hecho de que la demanda total en diez años haya aumentado solamente 22%, en contraste con el aumento de 40% de los usuarios domésticos. A este respecto y al analizar el consumo por tarifa se aprecia un consumo creciente, pero una reducción significativa del consumo de los usuarios DAC (véase Gráfica 2).

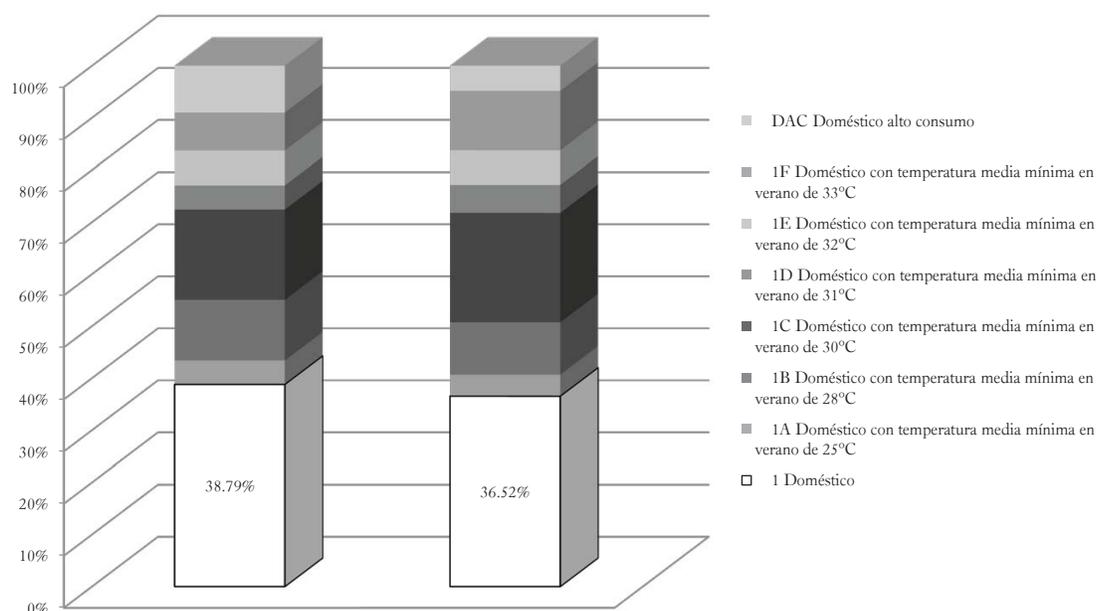
Al realizar una simple división entre el consumo total de los usuarios por tarifa y el consumo de megawatts se aprecia que la media de gasto se encuentra en el límite superior de cada tarifa. El hecho de que esto sea así sugiere que la población usuaria es sensible a los precios establecidos.

Tabla 1. Sistema Sectorial de Información Energética. Sector Eléctrico Nacional.
Usuarios de energía eléctrica por tarifa (número de usuarios)

Tarifas	Usuarios
1	18,350,176
1A	1,920,918
1B	3,724,969
1C	5,198,466
1D	1,063,111
1E	1,125,777
1F	1,211,490
DAC	460,003
<i>Total</i>	<i>33,054,910</i>

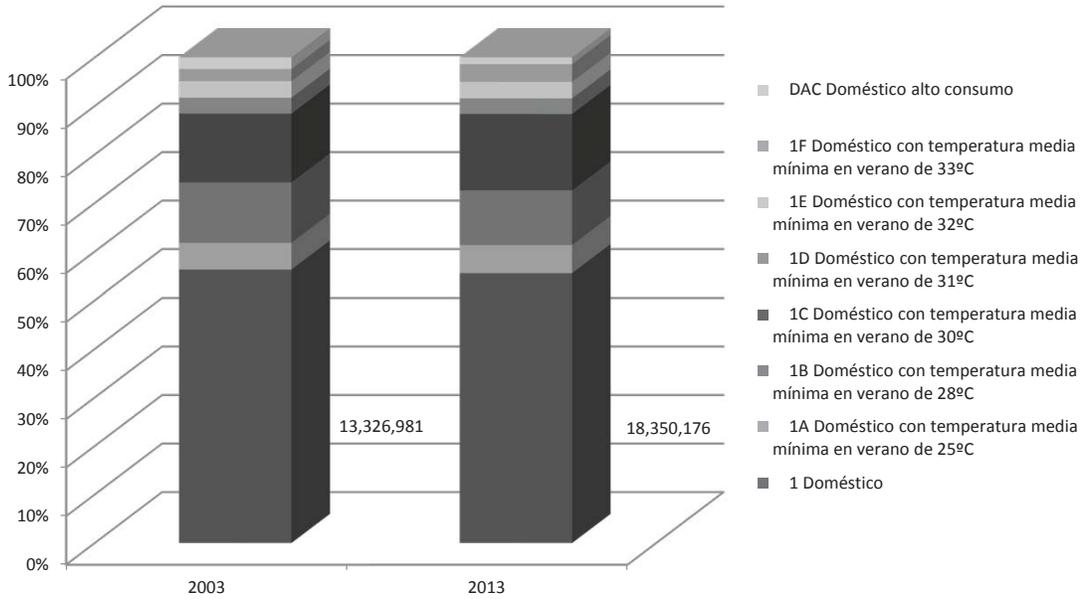
Fuente: Sistema de Información Energética (SIE) con información de la CFE, incluye a la extinta LYFC.

Gráfica 1 Porcentaje de usuarios por tarifa doméstica (2003 y 2013)



Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Gráfica 2. Porcentaje del total de MWh utilizados por tarifa (2003, 2013)

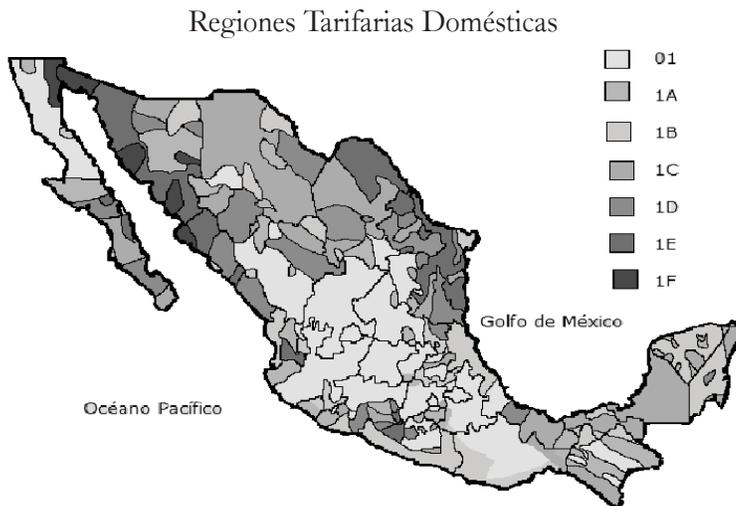


Fuente: Sistema de Información Energética (SIE), Sener.

Información acerca de las tarifas en los estados

Dado que el pago de la electricidad, al salir de control el consumo, puede convertirse en una erogación sustancial para las familias, la tarifa asignada a cada localidad se considera rele-

vante. En el mapa de tarifas presentado por la CFE ante un requerimiento de información vía Infomex, se aprecia que la población en la tarifa de mayor calor se encuentra distribuida en los estados de Sonora y Baja California, en regiones de alta temperatura.



Fuente: CFE, requerimiento de información vía Infomex.

Comentarios conclusivos

La estructura tarifaria propuesta por la CFE desde 1976 no necesariamente aclara para el consumidor la estructura de costos. Si bien es claro que a mayor consumo, con tramos establecidos, el precio del kilowatt llega a triplicarse —mandando una clara señal de mercado—, también lo es que existe un constante aumento atribuido —en los documentos oficiales— a la inflación y al costo del gas; sin embargo, los costos de transacción para disminuir el consumo son demasiado altos.

El cambio de una estructura tarifaria de este tipo a una estructura que responda a señales de mercado involucraría la reducción de subsidios; es decir, un paso a tarifa DAC de la

mayoría de los usuarios que no sean considerados vulnerables, con un alto costo de transacción que tendría que ser financiado parcialmente por el Estado. Un ejemplo de lo anterior se encuentra en los programas financiados por el Fide, en Baja California, al aislar térmicamente las casas y reducir el consumo, y al reducir el costo de refrigeración. Otro proyecto financiado por la CFE ha sido la instalación de módulos solares de producción eléctrica, tanto centralizados para pequeñas localidades, como para casas habitación.

Evidentemente se requieren nuevas ideas para lograr hacer más eficiente al sistema si se aspira a *descarbonizarlo* y, ante todo, a la reducción de costos.

Reportes CESOP

2009

19. La nueva presidencia de Estados Unidos
20. Proceso electoral 2009
21. Crisis económica
22. Influenza en México
23. Cambio climático
24. Evaluación de la jornada electoral
25. El recorte del presupuesto y su impacto en el desarrollo económico y social
26. Temas selectos de la glosa del Tercer Informe de Gobierno
27. Presupuesto social
28. Crisis del agua

2010

29. Rumbo al centenario de la Revolución
30. Reforma política
31. Reforma fiscal
32. Reforma del Congreso
33. Órganos electorales locales
34. Elecciones locales 2010 en el centro-norte
35. Elecciones locales 2010 en el centro-sur
36. Migración México-Estados Unidos
37. Los indicadores de buen gobierno en México y el trabajo legislativo
38. Panorámica sobre la transparencia y el acceso a la información en México
39. Revisión de las políticas públicas del Cuarto Informe de Gobierno
40. Apuntes para el análisis presupuestal 2011

2011

41. Telecomunicaciones
42. Seguridad social en México
43. Avances en la implementación de la reforma penal
44. Análisis de resultados del Censo 2010
45. Reforma política

46. Cambio climático
47. Crisis económica internacional los posibles efectos en México
48. Glosa del Quinto Informe de Gobierno (Políticas interior y económica)
49. Glosa del Quinto Informe de Gobierno (Políticas social y exterior)
50. Una perspectiva de opinión pública

2012

51. Residuos sólidos urbanos en México
52. Mujeres y elecciones
53. Jóvenes: optimismo moderado
54. Algunas notas sobre la opinión pública
55. Elecciones 2012 (Tomo I)
56. Elecciones 2012 (Tomo II)
57. Algunos temas de la agenda en la LXII Legislatura
58. Glosa del Sexto Informe de Gobierno (Políticas interior, económica, social y exterior)
59. Temas selectos para el presupuesto de 2013
60. Reforma pública de la administración pública federal Vols. I y II

2013

61. Notas acerca de la Cruzada contra el Hambre
62. Órganos reguladores
63. Notas acerca del Pacto por México
64. Algunas características del sistema educativo Vol. I
65. Particularidades comparadas y opinión pública acerca del Sistema Educativo Vol. II
66. Reforma energética
67. Notas acerca de la reforma fiscal
68. Notas acerca del Primer Informe de Gobierno
69. Notas acerca del presupuesto federal 2014
70. Consideraciones y prospectiva sobre temas de la agenda nacional
71. Consideraciones y prospectiva sobre temas de la agenda nacional

R E P C

R T E



LXII LEGISLATURA
CÁMARA DE DIPUTADOS