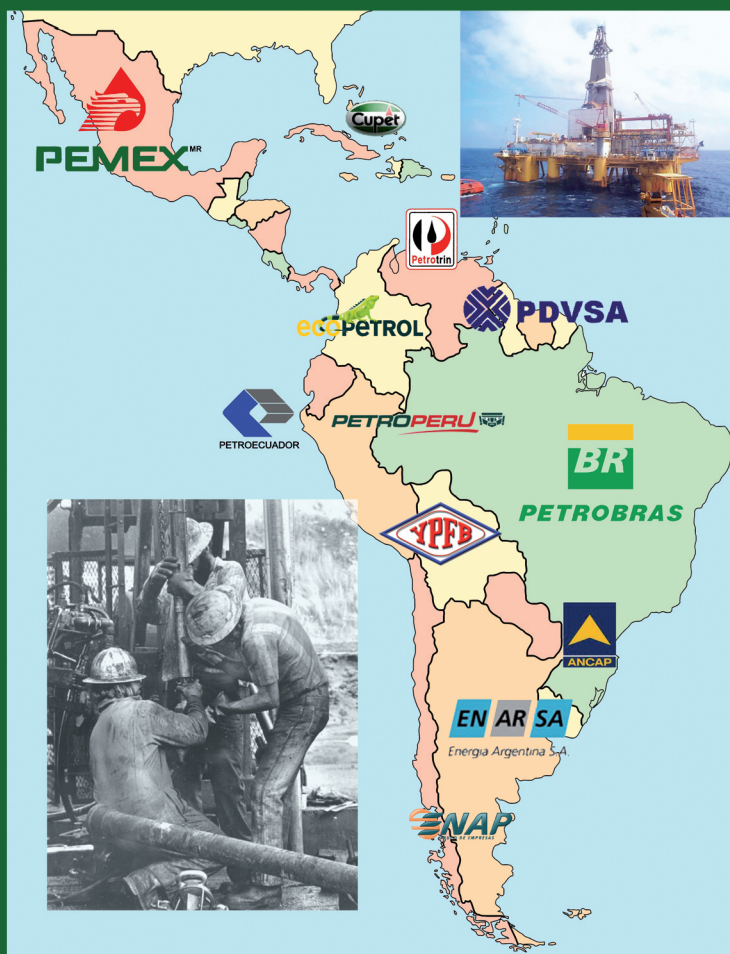


América Latina y petróleo

Los desafíos políticos y económicos de cara al siglo XXI

Isabelle Rousseau
Coordinadora



AMÉRICA LATINA Y PETRÓLEO:
LOS DESAFÍOS POLÍTICOS
Y ECONÓMICOS
DE CARA AL SIGLO XXI

CENTRO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES

AMÉRICA LATINA Y PETRÓLEO:
LOS DESAFÍOS POLÍTICOS
Y ECONÓMICOS
DE CARA AL SIGLO XXI

Isabelle Rousseau
(Editora)



EL COLEGIO DE MÉXICO

338.76655097

R8642a

Rousseau, Isabelle

América Latina y petróleo : los desafíos políticos y económicos de cara al siglo XXI / Isabelle Rousseau. — 1a. ed. — México, D.F. : El Colegio de México, Centro de Estudios Internacionales, 2010. 416 p. ; 21 cm.

ISBN 978-607-462-092-4

1. Petróleo — Industria y comercio — América Latina — Siglo XXI. 2. América Latina — Política económica — Siglo XXI. I. t.

Primera edición, 2010

D.R. © El Colegio de México, A.C.
Camino al Ajusco 20
Pedregal de Santa Teresa
10740 México, D.F.
www.colmex.mx

ISBN 978-607-462-092-4

Impreso en México

ÍNDICE

Introducción	9
<i>Isabelle Rousseau</i>	

PRIMERA PARTE EN TORNO A LA SEGURIDAD ENERGÉTICA

América Latina: Los retos de la industria de los hidrocarburos en un contexto de crecimiento económico	29
<i>Antonio Merino</i>	
Mercados de energía eléctrica en América Latina: la regulación pública y las estrategias de las empresas	65
<i>Hugo Altomonte</i>	
El papel del gas natural licuado en Sudamérica	103
<i>Fabrice Noilhan</i>	
Seguridad energética en América Latina: Reflexiones sobre la experiencia del Cono Sur	113
<i>Edmilson Moutinho dos Santos</i>	

SEGUNDA PARTE LA REORGANIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA Y LAS EMPRESAS ESTATALES EN AMÉRICA LATINA

Actores públicos y actores privados en la actividad petrolera argentina	141
<i>Sébastien Velut</i>	

Capacidades tecnológicas y transformación estructural de una compañía petrolera nacional ante la apertura económica en un país en vías de desarrollo	161
<i>André Furtado</i>	
La política petrolera colombiana o el accidentado tránsito de las quimeras a la realidad	207
<i>Alicia Puyana</i>	
La organización institucional de la industria petrolera mexicana a principios del siglo XXI	239
<i>Isabelle Rousseau</i>	

TERCERA PARTE
EL NUEVO NACIONALISMO PETROLERO
EN AMÉRICA LATINA

Chile y Argentina: ¿cómo afrontan individualmente sus desafíos energéticos dos países integrados?	299
<i>Jesús Mora Contreras</i>	
Neonacionalismo petrolero en los Andes	327
<i>Guillaume Fontaine</i>	
La articulación de las dimensiones nacionales, regionales e internacionales de la política petrolera bolivariana	353
<i>Achraf Benhassine</i>	
La “nacionalización” del gas boliviano. Retos y dificultades de un modelo de industrialización en desarrollo	373
<i>Franck Poupeau</i>	
Resúmenes de los textos, por autor	391
Glosario	401
Siglas, abreviaturas, acrónimos y términos especiales	411

INTRODUCCIÓN

Desde la revolución industrial, las energías fósiles —el carbón, el gas natural y el petróleo— han venido siendo los componentes esenciales para el adecuado funcionamiento de la economía mundial. Hoy en día, más del 90% del consumo de energía depende de las energías no renovables. De aquéllas, por el desarrollo rápido del transporte (carretera, aéreo y marítimo), la dominación del petróleo es notable (casi la mitad de las energías fósiles consumidas). Por lo tanto, en menos de un siglo, el acceso a las fuentes de energía —en particular, los yacimientos de petróleo— ha llegado a ser un envite estratégico: es un elemento de peso para la definición de las políticas nacionales, la diplomacia y hasta los conflictos bélicos. Por definición, las estructuras mundiales de abasto en energía primaria presentan grandes disparidades regionales que dependen de los recursos locales y las políticas que se han implementado.

En materia de energía —en particular de hidrocarburos— el continente americano presenta dos características.

Por un lado, en su conjunto, es una región dotada de recursos abundantes (tanto en energía fósil como en hidroelectricidad). La parte norte del continente, con sólo el 7% de la población mundial, produce cerca de una cuarta parte de la oferta mundial de petróleo y de gas natural. Es cierto que, paralelamente, es el principal consumidor, al utilizar la tercera parte de la energía mundial.¹ En Amé-

¹ El consumo anual de Estados Unidos es de ocho toneladas equivalentes de petróleo (tep) mientras no rebasa 3.5 tep; sin embargo, el PIB europeo representa el 75% del PIB estadounidense.

rica Latina, varios países poseen reservas en hidrocarburos que les permiten ser autosuficientes mientras algunos son exportadores netos. Pero su importancia como región reside en que estas naciones conservan una interesante capacidad de exportación por tener un nivel de consumo per cápita bajo en relación con otras regiones.

Por otro lado, en términos de flujos energéticos, este continente vive en autarquía relativa: reagrupa el consumidor más importante en hidrocarburos (Estados Unidos) —cuya necesidad de importar va creciendo— y una serie de países que exhiben un potencial petrolero y gasero bastante apreciable (en términos de reservas, costos de producción y capacidad de extracción y de exportación). Por razones económicas y geopolíticas, en la actualidad, los Estados Unidos privilegian las importaciones petroleras del hemisferio: 48% del crudo que consumen proviene de allí y sólo el 28% proviene de los países del Golfo. Por consecuencia, los países de la región han venido desarrollando una dependencia creciente hacia el mercado estadounidense: canalizan allí sus excedentes petroleros y dejan de lado a otros mercados potenciales (Europa y Asia, por ejemplo).²

A primera vista, entonces, el panorama continental luce bastante optimista. Pero si enfocamos nuestro lente sobre América Latina, una lectura más detenida subraya una serie de desafíos que habrá que enfrentar en los años próximos *so pena* de poner en riesgo la seguridad energética de la región. Como nos lo recuerda en esta obra Antonio Merino, las perspectivas de crecimiento del PIB a nivel regional (alrededor del 4.5%) indican claramente que la demanda en energía irá creciendo. Esta hipótesis está fortalecida por el alza en algunos indicadores tales como la población urbana

² Recientemente, Venezuela está buscando revertir esta tendencia. Se esfuerza en desarrollar nuevos mercados con países que son, de alguna manera, antagónicos a Estados Unidos (China e Irán, en particular).

que es la que tiene acceso a la energía comercial y la renta per cápita y por el descenso de los niveles de pobreza y extrema pobreza. Sin embargo, el autor subraya que este aumento fuerte en la demanda no viene acompañado por una oferta que esté a la altura. Al contrario, con excepción de Brasil, en varios países está disminuyendo. La carencia de inversiones suficientes en el sector—inexplicable en un momento de alza fuerte de los precios— deja entrever la posibilidad de que la región venga a ser importadora neta de hidrocarburos.

A la luz de las observaciones anteriores, y a manera de síntesis, podríamos decir que, en América Latina, las principales interrogantes son las siguientes.

1. La gran asimetría entre los países de la región en términos de producción, demanda y oferta de hidrocarburos y electricidad. Si bien es cierto que la autosuficiencia caracteriza a la región, a nivel de país coexisten naciones netamente importadoras, países autosuficientes y otros con una capacidad de exportación neta. Para reequilibrar la situación, se ha buscado fomentar interconexiones físicas bilaterales (entre un productor y un consumidor). La historia muestra también que, en varias ocasiones, hubo proyectos de integración regional de los mercados energéticos (eléctricos, petroleros y más recientemente gaseros). Estos proyectos de integración encierran una fuerte dimensión geopolítica que explica —en última instancia— la suerte que han corrido los intentos —muchas veces fallidos— para constituir un mercado regional.

2. El entorno institucional y las modalidades organizacionales. Es un tema esencial que está vinculado directamente con la cuestión del buen gobierno de las empresas (públicas, en su gran mayoría), su eficiencia y su productividad tanto en términos comerciales (maximización del valor) como socioeconómicos (desarrollo sustentable). Esta

cuestión es delicada, tratándose de empresas nacionales (*National Oil Companies*, NOC's). Por naturaleza, el funcionamiento de estas paraestatales responde a dos lógicas antagónicas que las caracterizan desde su nacimiento. La primera concierne a su campo de actividad –la función petrolera– que conlleva una forma de gestión y criterios muy específicos. La segunda es una función nacional vinculada al estatuto jurídico y la calidad de propietario único que tiene el Estado. Desafortunadamente, aquél está tentado por utilizarlas como instrumento privilegiado en su estrategia nacional de desarrollo económico y social por lo que suele predominar la racionalidad nacional y social sobre la comercial. La arquitectura de la industria ha reflejado esta prioridad. Los procesos de modernización de los años noventa se dieron por objetivo reequilibrar esta relación a favor de la misión comercial (petrolera). Ha implicado ofrecer soluciones de buen gobierno empresarial para que las compañías nacionales solventen sus problemas de gestión (sobrecarga de personal, rigidez en la organización del trabajo, funcionamiento casi burocrático, costos fijos elevados, carencia de una verdadera cultura empresarial, etc.) y para que se centren en su función básica, su “*core business*”: la actividad petrolera. Esto las ha llevado a implementar una política de *outsourcing* que llegó a desembocar en la privatización de algunas actividades. También estas reformas han buscado otorgar una mayor autonomía tanto financiera como de gestión a las empresas estatales sin que –en última instancia– el Estado pierda el derecho (poder) de orientación y control.

3. El desarrollo sustentable y la responsabilidad social de las empresas. El desarrollo sustentable es un tema crucial para la definición y la selección de la política de los hidrocarburos. Implica que se requiere encontrar los medios idóneos para que el desarrollo del consumo energético y de las externalidades negativas que le son asociadas

(emisiones de gases invernaderos, contaminación diversa, accidentes) no comprometan a futuro el desarrollo de una región ni, a mayor escala, del planeta. Es una cuestión que está relacionada con la competitividad, es decir, con la manera de garantizar un abasto en energía que sea el más barato posible y no contravenga al desarrollo medio ambiental de la comunidad; tiene que ver con la productividad de la empresa, su buen gobierno y con una gestión adecuada de la renta petrolera —evitar utilizarla a favor del gasto corriente para propiciar el desarrollo nacional y local (teniendo impacto sobre la economía no petrolera). También el cuidado del futuro incluye la preocupación ligada con el límite temporal de las energías fósiles que son por naturaleza recursos no renovables y además altamente contaminantes. Si el siglo xx había sido marcado por el desarrollo a gran escala de la energía comercial, por contraste el siglo xxi tendrá que enfrentar los problemas vinculados al cambio climático y los impactos nocivos en el entorno, ambos resultado del consumo masivo de las energías fósiles. En la región latinoamericana, estas dos preocupaciones son muy recientes. Sin embargo, varios países se sienten comprometidos para reducir la emisión de gases con efecto invernadero y han ratificado el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Crece la conciencia de la necesidad de diversificación energética a favor de las energías no convencionales; crece el compromiso para desarrollar nuevos mecanismos permitiendo la producción de energías más limpias, con un menor costo y con un marco jurídico propicio. Es, además, una región dotada de un potencial apreciable en términos de fuentes alternativas de energía: posee importantes recursos geotérmicos e hídricos, también ofrece un potencial eólico interesante y un muy alto nivel alto de insolación por m², sin contar las diferentes formas de biomasa. Bajo el impulso del éxito brasileño con la producción de etanol,

varios países latinoamericanos han entrado en la producción de agrocombustibles. Los biocombustibles, en efecto, son vistos a menudo como la panacea para resolver los problemas más apremiantes en términos de cambio climático y de seguridad energética fósil. Sin embargo, también son objeto de grandes debates entre la comunidad científica y los ecologistas. En particular, se cuestionan su real capacidad de generación de energía neta, su verdadera eficiencia energética, su nivel de contaminación (emisión de gases invernaderos) así como los costos reales (socioeconómicos) que su producción implica. Se requiere de un análisis minucioso para valorar y desentrañar los mitos de las realidades que los rodean.

Finalmente, la responsabilidad social de las empresas (particularmente petroleras) es otro tema ligado al desarrollo sustentable. Está relacionada con los problemas complejos que plantea a las colectividades locales, a las empresas estatales y a las compañías internacionales la presencia de una industria moderna y de gran escala en las zonas rurales, pobres y frágiles en el plano ecológico. Las tensiones sociales se agudizan en las regiones productoras en donde prevalece la extrema pobreza. Además, desafortunadamente, los diversos actores involucrados no han sabido cumplir con su misión de una manera adecuada. Pocas veces los estados han jugado su papel de árbitros fiables en los conflictos; por su lado, frecuentemente los operadores –sean empresas públicas o compañías privadas– se hacen de la vista gorda y olvidan incluir programas que ayuden a solventar los problemas sociales. No cabe duda de que son temas que han tomado relevancia recientemente y que, además, son cuestiones muy importantes. Sin embargo, rebasan el propósito de este libro y no serán abordados aquí.

Los artículos que integran esta obra se centran en los dos primeros temas. Regresemos a ellos para abordar de manera más amplia la problemática que los define.

LA ASIMETRÍA EN TÉRMINOS DE PRODUCCIÓN,
DEMANDA Y OFERTA ENERGÉTICA
ENTRE LOS PAÍSES DE LA REGIÓN

A nivel regional, las grandes brechas que existen entre las naciones, en términos de abastecimiento, plantean un problema de seguridad energética, entendida como disponibilidad y abasto de recursos a precios accesibles. Si las interconexiones físicas a nivel bilateral han sido un paliativo necesario, muchos han preconizado que sólo una verdadera integración de los mercados podría aportar una solución a largo plazo: permitiría aprovechar la complementariedad entre la demanda y la oferta a gran escala y, por lo tanto, asegurar un abasto estable y de calidad al mejor precio posible. Este tema, en América Latina, no es nuevo: desde hace más de treinta años es objeto de debates. En los años sesenta y setenta, esta preocupación llevó a crear organismos tales como la Organización Latinoamericana para el Desarrollo de la Energía (OLADE) y Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL). Sin embargo, estas instituciones no han logrado solventar esta cuestión –en lo técnico, por lo menos–. Reunificar los mercados de energía ha sido un proceso muy lento y muy complicado; los acuerdos de cooperación energética se han limitado a interconexiones bilaterales, primero en electricidad y, más recientemente, en gas natural. Nadie duda de que es un paso adelante y que, además, es necesario para lograr la integración. Sin embargo, no basta para llenar los requisitos de la ALADI: ser “un proceso de interconexiones estratégicas de redes de energía en unos corredores internacionales que permitan –bajo la supervisión de normas comunes y servicios adecuados– una circulación ágil y eficaz en un espacio de integración seleccionado”.³ Es difícil que se cumplan estos requisitos en América Latina.

³ www.aladi.org/nsfaladi/walfa/a/.

En efecto, por la dimensión de las inversiones, siempre los acuerdos de integración son de largo plazo: requieren de un consenso político interno, es decir, de una voluntad política de Estado (y no sólo de un gobierno). Sin embargo, la historia en América Latina nos enseña que la voluntad personal de los líderes tiende a imponerse: las políticas de Hugo Chávez y Evo Morales lo ilustran. México ofrece un ejemplo que no queda atrás: el anuncio por el presidente Fox al final de su sexenio de la construcción de una refinería en América Central —proyecto que fue anulado, *ipso facto*, por el nuevo mandatario, Felipe Calderón. Por otro lado, la estabilidad política, económica y jurídica es una condición que varias naciones no logran construir. Los países andinos conocen de manera crónica una gran inestabilidad política que acompañan graves crisis económicas. Tampoco es una región reconocida como fiable en cuanto al cumplimiento de sus compromisos. Numerosos ejemplos lo comprueban, desafortunadamente: la cesación unilateral de las exportaciones de gas natural por parte de Argentina hacia Chile en 2002; el alza considerable del precio del gas natural, decidido de manera unilateral por parte de Bolivia (afectando a Brasil y Argentina); el cambio de los contratos de las compañías petroleras en Ecuador (reforma a la Ley de Hidrocarburos), la revocación de los contratos a la OXXY (*Occidental Petroleum Corporation*) y la nueva ley venezolana que permite al Estado tener una participación mayoritaria en las alianzas con compañías extranjeras, en contra de lo que estipulaban los contratos establecidos.

La coordinación es otro tema esencial cuando se piensa en términos de integración de mercados. Es imprescindible crear numerosas leyes e instituciones, lo cual requiere de una legislación supranacional y una armonización mínima entre las políticas energéticas, reglas de coordinación y principios para asegurar la homogeneidad de los productos y de los mecanismos de precios. Además es necesario contar

con una actitud empresarial que privilegie la capacidad de previsión (definir y precisar los términos de los contratos, establecer mecanismos de información, de coordinación y ciertos criterios para actuar en casos imprevistos) y de control (crear mecanismos de control y de resolución de conflictos). El potente nacionalismo que enarbolan varios estados puede ser un obstáculo importante para que acepten estar supervisados por una entidad supranacional. Este nacionalismo contraviene a veces a la solidaridad necesaria entre los gobiernos: la guerra en los precios del gas natural impuesta por parte de Bolivia en 2006 a sus dos amigos, clientes y vecinos; la rivalidad escondida entre Venezuela y Brasil en términos de mercados petroleros, la competencia potencial para la oferta de gas natural entre Venezuela y Bolivia ilustran la observación de Moravcsick: “Es más fácil que los obstáculos a la negociación internacional nazcan al interior de un mismo estado que por la relación que tejen diferentes naciones”.⁴

La asimetría, por otro lado, alienta una intensa política diplomática, en particular, tratándose del petróleo.

Durante los últimos años, América Latina ha atestiguado enfrentamientos entre proyectos de integración energética divergentes que emanaron de programas de integración económica y comercial diferentes. En este momento, coexisten tres grandes visiones.

La primera, vinculada al modelo predominante en Estados Unidos (liberalización y apertura económica), está en armonía con los grandes preceptos del “Consenso de Washington”. Con el fracaso en 2005 del ALCA (Área de Libre Comercio de las Américas), Estados Unidos empezó a fomentar la firma de acuerdos bilaterales, es decir, de tratados de libre comercio entre un país latinoamericano y Estados

⁴ Véase Isabelle Rousseau, “L’intégration régionale des marchés d’hydrocarbures: réalités et défis”, *Visages d’Amérique latine*, París, Sciences-po., núm. 5 (2007), p. 33.

Unidos. Perú, Colombia y Uruguay adoptaron dicho modelo el cual habían suscrito con anterioridad tanto Chile como México. En lo energético, estos tratados buscan eliminar los obstáculos a las inversiones extranjeras en toda la cadena de valor de las industrias de este sector. Por lo contrario, desde principios de la década de 2000, bajo el liderazgo de Venezuela surgió una visión nacionalista y estadista: la Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe (ALBA). Se propone crear un bloque latinoamericano –y no continental como lo pretendía el ALCA– así como reactivar el papel del Estado en las diferentes actividades económicas (en particular, en el sector energético). Por el momento Bolivia, Cuba, Nicaragua y Ecuador siguen las pautas diseñadas en Caracas. El ALBA –gracias a los petrodólares– auspicia también una política de asistencia en beneficio de los países carentes de petróleo. Paralelamente, Venezuela busca establecer una sólida cooperación entre empresas estatales de la región (también con un fuerte componente asistencialista). Finalmente, Brasil juega como “jinete solitario”. Con el afán de ser el interlocutor privilegiado de Estados Unidos y un marco de referencia para el resto de América Latina, y muchas naciones del sur, desarrolla una política exterior *sui generis* mientras combina una política macroeconómica ortodoxa con programas sociales avanzados. En cuestiones de energía, pretende dotarse de una política a la altura de sus ambiciones. Busca, por un lado, la autosuficiencia en términos de hidrocarburos. Ésta fue lograda en 2007, mientras que, para el gas natural, se propuso alcanzarla en 2017. Los recientes descubrimientos en aguas profundas a lo largo de la bahía de Santos, en 2008, permiten a este país aspirar a ambiciones mayores. Además, Brasil se ha dotado de una compañía –Petrobras (Petróleos de Brasil)– y una organización industrial que ya son modelos para muchos países productores que arrastran una empresa estatal con fuertes ineficiencias y mala gestión.

Estas profundas divergencias –tanto geopolíticas como económicas– complican bastante la posibilidad de una integración regional.

EL ENTORNO INSTITUCIONAL Y ORGANIZACIONAL DE LA INDUSTRIA

En América Latina, como en las demás actividades económicas, el Estado ha jugado un papel determinante en la promoción de las industrias del sector (electricidad, gas y sobre todo petróleo). Ha procedido a nacionalizar las compañías internacionales que existían y a crear empresas públicas, verdaderos monopolios cubriendo el conjunto de las actividades del sector. Indudablemente, estas empresas han llenado con éxito los distintos papeles que les habían sido asignados. Para los gobiernos latinoamericanos, también era una manera de promover el desarrollo de la industria; consideraban que el control de los recursos energéticos podía ser una palanca ideal para consolidar el resto de la industria nacional. A la par, estas empresas cumplieron con su rol tanto en el plano fiscal como en el social. Además han sido un componente importante en el esfuerzo de integración del espacio nacional, al construir la infraestructura necesaria en las regiones de producción y crear redes de distribución y comercialización de los productos a través del país. Por su condición de monopolio, han llegado a ser las empresas más importantes de la región. Sin embargo, esta misma condición monopólica ha propiciado a la larga una serie de tensiones y una gran rigidez interna que ha alimentado de manera significativa los problemas macroeconómicos de la región. En los países productores, el petróleo ha participado ampliamente en la espiral del endeudamiento al financiar la modernización de su infraestructura: los petrodólares eran el garante para contratar una deuda enorme.

La insolvencia financiera de la región ha llevado a la mayoría de los países a adoptar programas de “estabilización” y de “ajuste estructural”. Condicionados por los organismos financieros internacionales —el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM)— han tenido que reducir el papel del Estado en la actividad económica y promover la presencia del sector privado, nacional e internacional. Esta ola “neo liberal” ha afectado también al sector energético sobre todo porque era visto como una de las causas del endeudamiento público. Así, en los años ochenta y noventa, la reorganización industrial del sector ha sido cuestionada fuertemente: era vista como una traba esencial para lograr una explotación más racional y eficaz de los recursos. Esta presión fue respaldada por Estados Unidos que quería garantizarse un flujo regular de petróleo desde la región. Para esto, consideraban necesario volver eficientes las empresas estatales, modificando por ende su arquitectura industrial. El contexto de profundos cambios en las industrias energéticas a nivel mundial —como respuesta a las nuevas fuentes de incertidumbre (económica, climática, geopolítica y tecnológica)— fue el tercer incentivo de peso para las reformas.

A pesar de aquello, a nivel regional, no ha habido homogeneidad ni en el ritmo ni en las modalidades organizacionales adoptadas. Cada país ofrece un ejemplo particular en función de su propio contexto (histórico, institucional, político, etc.). Encontramos un amplio abanico que va desde la privatización total (Argentina y Bolivia) hasta la preservación del monopolio de Estado (México), pasando por situaciones intermedias (Venezuela, Brasil, Colombia, Ecuador y Perú).

En este contexto institucional tan diverso, nos asignamos como tarea detectar qué entramado organizacional ha sido más eficaz —tratándose de la industria petrolera (y gasera)— para enfrentar las dificultades ligadas a la madurez de las reservas convencionales, a las oportunidades que ofrecen los

recursos no convencionales, o también para garantizar que la nación pueda beneficiarse de la renta que proviene de sus recursos naturales sin ahuyentar las inversiones privadas.

Es cierto que, desde inicios del siglo XXI, ha habido un cuestionamiento fuerte en contra de la participación creciente del capital privado (y de compañías internacionales) en este ámbito. El alza importante en los precios del petróleo, aunado a la llegada al poder de nuevas fuerzas de izquierda en una parte de América Latina, han favorecido la revisión de las políticas liberales en beneficio de un nuevo intervencionismo del Estado. El deseo muy comprensible de retomar el control de sus recursos naturales ha conducido varios gobiernos a aumentar su participación en los proyectos de extracción y –a veces– a renacionalizar la industria.

La cuestión de la distribución de la renta económica del petróleo o del gas –entre el propietario de los recursos, la empresa nacional y los operadores internacionales que han adquirido derechos sobre los recursos del subsuelo– está en el centro del debate. Sin embargo, las modalidades contestables con las cuales ciertas naciones –guiadas por líderes que tienden a personalizar el poder– han llegado a imponer sus decisiones, orientarán la postura que van a asumir las compañías internacionales afectadas. Por otro lado, el uso claramente político que un país como Venezuela hace de una parte de sus ingresos petroleros despierta inquietudes, tanto a nivel regional como al exterior.

Considerando estos múltiples desafíos y centrándonos sobre los hidrocarburos y la industria eléctrica, algunas de las preguntas centrales que animan las reflexiones de los trece autores del libro son las siguientes:

- ¿Qué tipo de resultados y de enseñanzas –en términos de inversiones y de estrategias de empresas– nos dejan los procesos de reforma que se han llevado a cabo así como la creación de un nuevo marco regulatorio,

en particular en la industria eléctrica de América Central y del Sur?

- ¿Cómo esta región –en particular el cono sur– va a enfrentar su dependencia creciente en relación con el gas natural, a sabiendas de que este hidrocarburo llegó a ser un componente esencial en la producción de electricidad?
- ¿Cuáles son las ventajas y los defectos de los diferentes tipos de gobierno que presentan los diferentes modelos de organización empresarial e industrial petrolera que coexisten en América Latina?
- ¿Cuáles son las perspectivas del proyecto bolivariano y del uso claramente político que un país como Venezuela hace de sus recursos petroleros? ¿Cuáles son las condiciones y los desafíos que estas nuevas posturas plantean a los operadores internacionales?

La presente obra se originó con las reflexiones que animaron el coloquio sobre “Los desafíos del sector energético en América Latina”, que tuvo lugar en junio de 2007 en la Maison de l’Amérique Latine en París. Sin embargo, va mucho más allá de los resultados que emanaron del evento. En efecto, la autora de esta introducción optó por enriquecer el análisis iniciado en aquel momento con la aportación de estudios complementarios sobre la cuestión petrolera a nivel regional. Asimismo convocamos a diversos especialistas del tema para incluir casos que no habían sido considerados en el Coloquio, como los de Colombia, Bolivia, Ecuador y una reflexión general sobre el cono sur (Chile y Argentina). En síntesis, casi la mitad del libro está constituida por artículos que no integraron el coloquio realizado en París.

La primera parte del libro examina la cuestión de la seguridad energética regional desde diversos ángulos.

A partir de un estudio detallado de los diversos parámetros que inciden en los niveles de producción y consumo de

petróleo en América Latina, Antonio Merino advierte que uno de los probables escenarios será una pérdida de seguridad petrolera si no se toman las medidas adecuadas en términos de inversiones, para contrarrestar la declinación actual en reservas y producción. Por su lado, Hugo Altomonte revisa los procesos de reforma de los noventa, que se hicieron con el afán de volver más eficientes los mercados eléctricos. Dedicando un particular énfasis a la creación de nuevos marcos regulatorios, el autor se pregunta por las causas de la actual crisis de estos mercados y propone posibles alternativas. Fabrice Noilhan desmistifica el papel del GNL (Gas Natural Licuado) en América del Sur, demostrando que es, antes que nada, un elemento de mediación entre consumidores y productores para regular el precio del gas natural. Edmilson dos Santos cierra esta parte con un análisis sobre la seguridad energética en América Latina. Propone enriquecer la concepción usual y limitada a la esfera energética que se tiene de ella para involucrar también consideraciones tecnológicas y de desarrollo social y económico.

La evaluación de las reformas institucionales y organizacionales que han llevado a cabo diversas empresas petroleras en América Latina, durante la década de los noventa, constituye el eje articulador de la segunda parte. Sébastien Velut examina de qué manera las relaciones entre la empresa pública y las compañías privadas —así como entre el gobierno federal y las provincias— se han transformado durante el largo proceso de construcción de la industria petrolera en Argentina. André Furtado analiza la evolución de la compañía petrolera pública brasileña —Petrobras— durante el proceso de apertura económica de los noventa. Asimismo establece cuáles han sido los costos para la industria parapetrolera. Considerando las nuevas actuaciones del sector privado en la industria petrolera colombiana, Alicia Puyana se pregunta hasta qué punto la política petrolera colombiana —que ha consistido de manera repetida en maximizar la

renta y minimizar los riesgos— no representa un fracaso de las políticas gubernamentales, ahora que los precios de los hidrocarburos se disparan. Finalmente, Isabelle Rousseau examina los problemas organizacionales que atañen a la industria petrolera mexicana. Asimismo, revisa la reforma que fue aprobada a finales de 2008 con el propósito de ver sus aportaciones y sus limitantes.

Era difícil dejar de lado la cuestión del nacionalismo petrolero tan comentada hoy en día. La tercera parte del libro aborda este fenómeno desde diversos ángulos. El estudio que nos ofrece Jesús Mora acerca de los disensos que se han dado entre Argentina y Chile acerca del gas natural muestra cómo, en última instancia, priva la opción nacional —ver nacionalista— aun cuando presenciemos un supuesto ámbito de mercados integrados. Guillaume Fontaine analiza el surgimiento y las modalidades específicas que han caracterizado a las reformas adoptadas en tres países del cono sur —Venezuela, Bolivia y Ecuador— que se caracterizan por un sesgo nacionalista. Asimismo, muestra que tanto factores endógenos como exógenos vienen a imponer límites a este nuevo fenómeno que de tal suerte que es imposible compararlo con nacionalizaciones previas. En esta misma veta, Achraf Benhassine enfoca su mirada hacia la política petrolera de Venezuela. Además de caracterizarla en sus tres variantes —nacional, regional e internacional— se empeña en mostrar cuáles son los alcances y limitantes de cada eje. Finalmente, Franck Poupeau se asignó como meta analizar los retos que implica la última nacionalización del gas en Bolivia desde dos perspectivas: la gestión de este recurso y sus efectos para la economía boliviana.

Esta obra no hubiera visto la luz sin la colaboración de varias instituciones y personas. El apoyo incondicional de Alain Rouquié, Presidente de la Maison de l'Amérique Latine en París, así como del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) durante la preparación del coloquio —que fue una de las

bases de la reflexión que aquí se desarrolla— ha sido un muy apreciable estímulo. Agradezco asimismo el respaldo continuo que me ha brindado el Centro de Estudios Internacionales de El Colegio de México, y a su director, Gustavo Vega, durante las diferentes etapas de este trabajo. *At last but not at least*, deseo expresar mi gratitud a mis tres asistentes que, a lo largo de todo este proceso, me han ayudado con la traducción al español de algunos artículos y con la revisión de los textos: Estrella Elizalde, Grisel Salazar y Clément Cadoret. Agradezco como siempre, el respaldo —para afinar detalles prácticos— de mi secretaria, Silvia Dolores López.

PRIMERA PARTE

EN TORNO A LA SEGURIDAD ENERGÉTICA

AMÉRICA LATINA:
LOS RETOS DE LA INDUSTRIA
DE LOS HIDROCARBUROS EN UN CONTEXTO
DE CRECIMIENTO ECONÓMICO

ANTONIO MERINO¹

INTRODUCCIÓN

El análisis de la oferta y la demanda actuales y previsibles de los hidrocarburos —en particular del petróleo— en la región latinoamericana debe tomar en cuenta el nuevo entorno de crecimiento económico. La principal conclusión que se deriva del análisis es que, ante el actual contexto de una pujante demanda de hidrocarburos, tanto en Latinoamérica como a nivel global, la región debería hacer frente al reto de aumentar la inversión en el sector y poner fin a una tendencia que está teniendo lugar en muchos países de reducciones en la producción.

Analizaremos, en primer lugar, el nuevo contexto de los mercados de hidrocarburos, poniendo de manifiesto la alta probabilidad de que hayamos entrado en un ciclo de precios elevados. Luego, revisaremos los factores que determinan la demanda de petróleo, concluyendo que todos apuntan hacia el sostenimiento de la demanda. Posteriormente, se estudiarán las previsiones de demanda a largo plazo, incluyendo una proyección propia de la demanda a largo plazo en la región.

¹ Director del Servicio de Estudios y Economista. Jefe Repsol YPF.

Se continúa con el análisis de la oferta y se comparan las previsiones de las agencias oficiales con la tendencia marcada por la evolución reciente, en la cual se pone de manifiesto el estancamiento en la producción, derivado básicamente de la insuficiente inversión. El artículo finaliza con el análisis de escenarios alternativos sobre el resultado de la interacción oferta-demanda, donde se pone de manifiesto que, de continuar las tendencias de los dos últimos años, Latinoamérica pasaría a ser importadora neta de energía en la próxima década. Dada la abundancia de recursos naturales en la región, para evitar esta ineficiente asignación de recursos, la clave está en aumentar la inversión. Este es el nuevo reto al que se enfrenta la industria, tanto estatal como privada, de los hidrocarburos en Latinoamérica.

EL NUEVO CONTEXTO DEL MERCADO DE LOS HIDROCARBUROS

El mercado de los hidrocarburos es cada vez más global, por lo que es necesario enmarcar la situación de Latinoamérica en el contexto mundial.

El mercado mundial de los hidrocarburos ha experimentado un cambio estructural en los últimos años, que ha llevado a numerosos analistas a plantear la hipótesis de que nos encontramos ante un ciclo alcista del precio de las materias primas más duradero de lo habitual, un “superciclo” o “megaciclo” de *commodities*, en especial de las energéticas, que se caracterizaría por la prolongación de precios altos durante un dilatado periodo con respecto al ciclo anterior.

Considerando el contexto actual, tanto las previsiones de precios del petróleo como del gas se han revisado al alza. La Agencia de Información de la Energía estadounidense (EIA) prevé que el precio del petróleo en 2010 se sitúe en 57 dólares barril (\$/bbl) y, a largo plazo, alcance los 60 \$/bbl en 2030. En cuanto al gas, las agencias internacionales

prevén precios de 6.3 \$/MBTU en 2010 y de 6.5 \$/MBTU en 2030.

Teniendo en cuenta el tradicional conservadurismo que caracteriza estas previsiones, se puede considerar que estas perspectivas de precios están situadas en la parte baja del rango de previsión que, a día de hoy, están revisando los analistas privados.

Este cambio en los precios y en las previsiones a futuro de los mismos ha estado determinado por una serie de factores que están operando sobre la oferta y la demanda.

Por el lado de la demanda, el fuerte crecimiento económico de países emergentes como China e India ha permitido que se produzcan aumentos de sus rentas per cápita, lo que, en el sector de los hidrocarburos, se ha traducido en un incremento de la demanda, especialmente impulsado por el mayor uso del transporte. Por otra parte, en el caso del petróleo, el consumo de los países de la OCDE está resultando inelástico a los precios, dado que la mayor parte del mismo también está destinado al sector transporte y, hasta el momento, no hay bienes sustitutivos viables a gran escala.

Por el lado de la oferta, los costes de exploración y producción en el sector están aumentando. En primer lugar, por la mayor dificultad de acceso a las reservas, tanto por cuestiones fisiográficas –como la localización en aguas profundas y ultra profundas– como legales, derivadas del denominado como “nacionalismo de los recursos energéticos”. En segundo lugar, por el aumento generalizado de los precios de los *inputs* de producción, especialmente de los metales. Como consecuencia de estos cambios en las condiciones de oferta, que se pueden concretar básicamente en mayores costes y mayor fiscalidad, se hace necesario un aumento nominal de la inversión que permita mantener unos niveles constantes de inversión en términos reales, que no está teniendo lugar.

La creciente competencia en el acceso a unos recursos con una mayor dificultad de explotación, el aumento de los

costos y la falta de inversión han llevado a que la oferta no esté creciendo a un ritmo suficiente como para satisfacer el aumento de la demanda y mantener capacidad ociosa en el sistema, lo que se traduce en aumentos de precios.

En este nuevo contexto, el papel de Latinoamérica continúa siendo de gran relevancia en el mercado de los hidrocarburos, ya que posee una considerable dotación de recursos naturales, especialmente en el caso del crudo. La región cuenta con el 9.7% de las reservas mundiales de crudo y con el 4.0% de las de gas natural. Las perspectivas a largo plazo muestran un crecimiento tanto en la producción como en el consumo de energía para la región. Estas perspectivas, como se analizará a continuación, se sustentan por el lado de la demanda en expectativas positivas económicas para la zona y bajos niveles de consumo de energía per cápita en relación con otras regiones. Ambos factores contribuirán a un fuerte crecimiento de la demanda en los próximos años.

Por el lado de la oferta, el nuevo entorno de elevados precios energéticos proporciona los incentivos y recursos necesarios para avanzar en el desarrollo del sector, sin embargo, hasta ahora no es perceptible el previsible aumento de la inversión necesaria para poner en producción y valor todas las reservas.

DEMANDA DE HIDROCARBUROS EN LATINOAMÉRICA

Los hidrocarburos, según los datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) para 2004, son la principal forma de energía para el consumo final en Latinoamérica, representando más del 60% del total. Las otras fuentes energéticas más utilizadas en el consumo final son los combustibles renovables y residuos, con una cuota del 20%, y la electricidad, que representa el 16% del total. Dentro de la composición

de la demanda de hidrocarburos, se puede observar que más del 75% de dicha demanda proviene del petróleo y sus derivados, y el resto, proviene del gas.

A continuación se realizará un análisis más pormenorizado de los factores que explican la demanda de los hidrocarburos.

Factores que inciden en la demanda de hidrocarburos

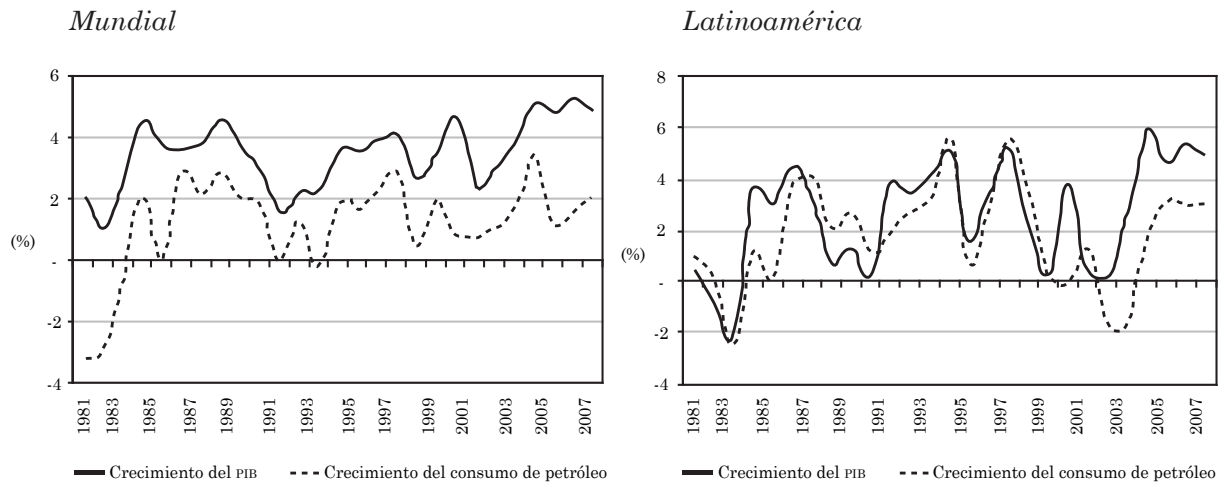
La demanda de hidrocarburos depende positivamente del crecimiento económico y de la población; se acelera a partir de determinados niveles de renta per cápita y de tasas de población urbana. También es relevante la distribución de la renta y la pobreza extrema como indicadores de las personas que comienzan a tener acceso a la energía comercial, y dejan de utilizar únicamente la biomasa. A largo plazo, los precios son también una variable explicativa clave. Los precios relevantes son los internos, por lo tanto, la fiscalidad de los productos consumidos es un factor más a considerar.

Crecimiento económico

El *crecimiento económico* es la variable explicativa clave de la demanda de hidrocarburos en Latinoamérica. En el caso del petróleo, la tasa de crecimiento de la demanda se ha movido históricamente casi en paralelo con la del Producto Interno Bruto (PIB) (gráfica 1).

Comparada con la media mundial, la intensidad energética en la región es mayor. En los últimos años, a un crecimiento económico mundial de casi el 5% le ha acompañado un crecimiento de la demanda de petróleo de sólo el 1.6% mientras que, en América Latina, aumentos del PIB del 5% se han traducido en crecimientos de demanda del 3% (gráfica 1).

Gráfica 1. Crecimiento del PIB y de la demanda de petróleo



Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI) y AIE. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

América Latina es la región del mundo emergente que menos ha mejorado su eficiencia energética, medida por el consumo de energía respecto al PIB. Esta relación ha pasado de 1.31 barriles equivalentes de petróleo por cada 1 000 dólares de PIB en 1990, a 1.24 en 2006. Es decir, que el *ratio* crecimiento de la demanda crecimiento del PIB está siendo muy estable. En consecuencia, las perspectivas sobre el crecimiento económico y sobre su “sustentabilidad” en el tiempo son especialmente claves en la región para realizar previsiones sobre la demanda de hidrocarburos. En este sentido, según el Fondo Monetario Internacional (FMI), Latinoamérica ha experimentado un crecimiento medio del 5.2% anual entre 2004 y 2006, la mayor expansión económica desde los años setenta. Además, se espera que este fuerte crecimiento continúe, situándose en 2007 en el 5.0% y en 2008 en el 4.3 por ciento.

En el largo plazo las perspectivas son optimistas. De manera consensual, los analistas del “Consensus Forecasts” prevén un sólido crecimiento medio anual entre 2007 y 2016 de un 4.2% (gráfica 2).

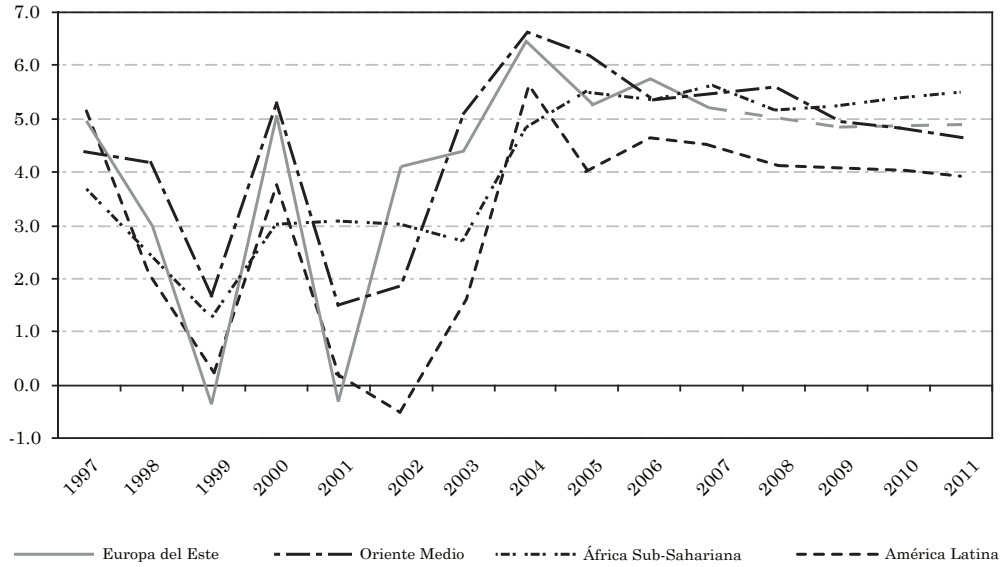
Población

Otra variable clave es la evolución de la población, especialmente si ésta va acompañada de un aumento del número de personas con acceso a la energía comercial. La ONU prevé que la población en Latinoamérica crezca a un ritmo anual del 1.2% entre 2004 y 2030, pasando de más de 560 millones de habitantes a 730 millones. Tradicionalmente la tasa de crecimiento de la población supone el rango inferior de las previsiones de demanda.

Población urbana

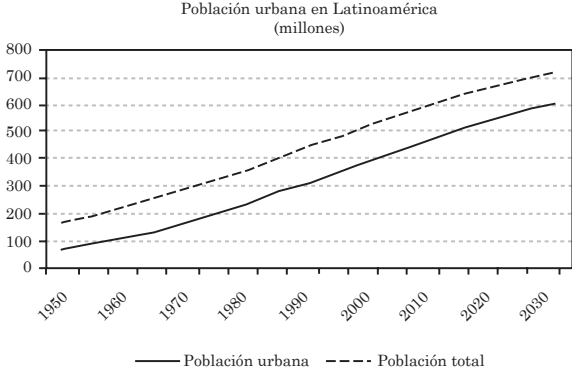
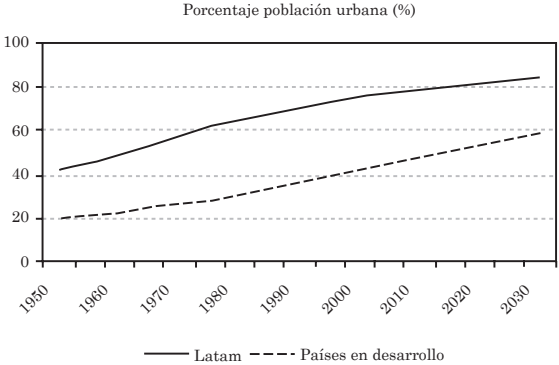
El hecho de que el crecimiento de la población tenga un sesgo hacia un mayor aumento de la población urbana supone

Gráfica 2. Previsiones de crecimiento económico



Fuente: “Consensus Forecasts” y estimaciones de la Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

Gráfica 3. Previsiones de población urbana



Fuente: ONU, "World Population Prospects. The 2006 Revision".

una mayor incidencia sobre la demanda de hidrocarburos. El patrón de consumo de los residentes en zonas urbanas difiere del patrón de quienes residen en áreas rurales, siendo superior la demanda de energía en las zonas urbanas, por el mayor uso entre otros de la electricidad, el transporte y la calefacción.

En lo que se refiere a la población urbana, la ONU prevé que entre 2000 y 2030 la población urbana latinoamericana pase de 394 millones a 609 millones de personas, y que el porcentaje de población urbana sobre el total pase del 75.4% al 84.3% en 2030 (gráfica 3).

Renta per cápita

La *renta per cápita* es la variable que mejor explica la dinámica de la demanda energética. El aumento de la misma es clave. Como consecuencia de la favorable evolución económica, los ingresos por persona han mejorado de forma sostenida desde 2003, hasta alcanzar los 9 589 dólares (en paridad de poder de compra y medidos en dólares internacionales de 2006) según el FMI. La mejora prevista de la renta per cápita en los próximos 20 años es de un 3.7 por ciento.

Indicadores sociales

Los *indicadores sociales* se han visto beneficiados por la expansión económica de los últimos años.

Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), entre los años 2002 y 2006 el nivel de pobreza ha descendido del 44% al 36.5% de la población, mientras la extrema pobreza se ha reducido desde el 19.4% al 13.4%. Esta reducción de la pobreza extrema es un indicador de potencial sostenimiento de la demanda de energía, al existir una relación directa entre las cifras

de pobreza extrema y la de personas sin acceso a la energía comercial (gráfica 4).

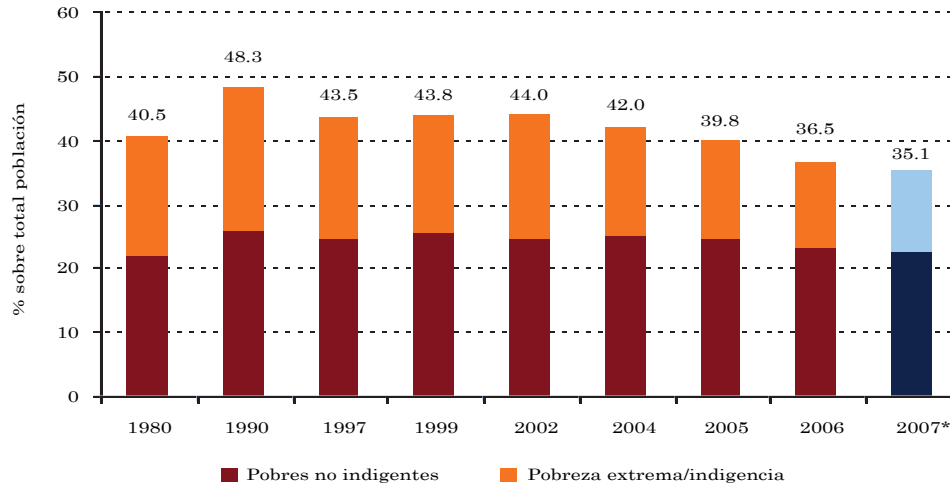
Fiscalidad

El último factor explicativo del fuerte crecimiento de la demanda de hidrocarburos en la región es la falta de traslación de los precios internacionales a los precios internos. En algunos países latinoamericanos, la fiscalidad aplicada sobre el sector de los hidrocarburos introduce distorsiones en los mercados. La baja imposición o los subsidios sobre el sector generan una falta de traslación de los precios internacionales a los precios nacionales, circunstancia que altera el correcto funcionamiento del mercado y estimula un exceso de demanda.

Según un estudio de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), en 2005 los subsidios a la gasolina, diesel, fuel, oil y GLP en Latinoamérica y Caribe supusieron el 2.3% del PIB regional (25 629 millones de dólares). La aplicación y cuantía de los subsidios difiere notablemente entre los distintos países de la región. Los que más fondos destinaron en 2005 para el subsidio de hidrocarburos fueron Venezuela, con 11 025 millones de dólares, México, con 4 645 millones de dólares, Ecuador, con 2 443 millones de dólares, y Argentina, con 3 194 millones de dólares. En términos del PIB, los subsidios supusieron el 8.9% del PIB de Surinam, el 8.3% del PIB de Venezuela y el 6.7% del PIB ecuatoriano.

Las consecuencias de estas medidas fiscales se traducen en una gran dispersión de los precios nacionales entre los países de la región. Por ejemplo, en el caso de Venezuela, el más llamativo, el precio de la gasolina súper es de 3 centavos de dólar por litro y el del diesel de 2 centavos de dólar por litro, mientras en Brasil, el precio es de 126 y 84 centavos de dólar por litro, respectivamente.

Gráfica 4. Indigencia y pobreza en Latinoamérica



Fuente: CEPAL, “Panorama social de América Latina, 2007”.

Evolución y previsiones de la demanda de hidrocarburos

Según *British Petroleum* (BP), en 2006 la demanda de petróleo en Latinoamérica supuso el 8.6% del total mundial, esto es 7.1 millones de barriles día (bld), y la de gas natural el 6.5%, 184.7 billones de metros cúbicos (bcm). Desde una perspectiva histórica, se puede observar cómo, desde 1970, América Latina fue aumentando su participación en la demanda total mundial de petróleo, si bien esta participación alcanzó un máximo en 1998 para caer hasta el año 2004 y, a partir de entonces, recuperarse, si bien, todavía en 2006 está por debajo de los máximos alcanzados de participación en la demanda mundial.

El crecimiento medio de los últimos dos años de la demanda de petróleo en Latinoamérica ha sido del 3%, notablemente superior al crecimiento medio registrado desde 1980 del 1.9%. En el caso del gas natural, su demanda prácticamente ha aumentado un 7% en los últimos tres años, muy por encima del crecimiento medio desde 1980 del 4.5% (gráfica 5).

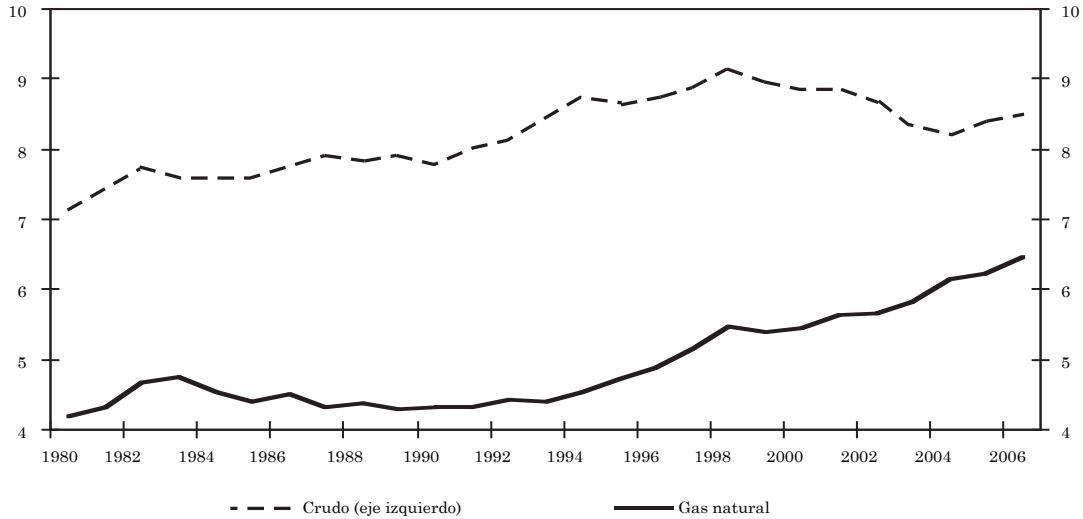
Previsiones oficiales de demanda a largo plazo

A largo plazo, para el periodo 2005-2030, la AIE prevé que la tasa de crecimiento anual del consumo de crudo² en Latinoamérica sea del 1.5% anual, desde 7 hasta 10.1 millones de bld. En el caso del gas natural, se estima que la tasa de aumento de su consumo será del 3.5% anual entre 2004 y 2030, desde 166 bcm en 2004 hasta 407 bcm en 2030.

Por su parte, las previsiones de la Agencia Internacional de Energía (AIE) indican un crecimiento de la demanda de

² La definición de crudo de la AIE no incluye biocombustibles derivados de biomasa.

Gráfica 5. Consumo de crudo y gas natural de Latinoamérica respecto al total mundial (%)



Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*, junio de 2007.

líquidos (que sería el concepto más preciso para reflejar la demanda total de energía que puede ser suministrada con petróleo)³ entre 2006 y 2030 del 2.4% anual, desde 7.1 millones de bld hasta 12.4 millones en 2030. Para la demanda de gas natural, esta agencia proyecta una tasa de crecimiento anual del 2.8% entre 2004 y 2030, desde 167 hasta 343 bcm.

Previsión de demanda en el escenario de crecimiento analizado

Si se realiza un análisis econométrico sencillo, estimando una ecuación de variación de la demanda de petróleo utilizando datos desde finales de los años sesenta y con las variables crecimiento del PIB de la región y del precio del crudo WTI, se comprueba que la demanda final de líquidos puede crecer claramente por encima de las previsiones de las agencias.

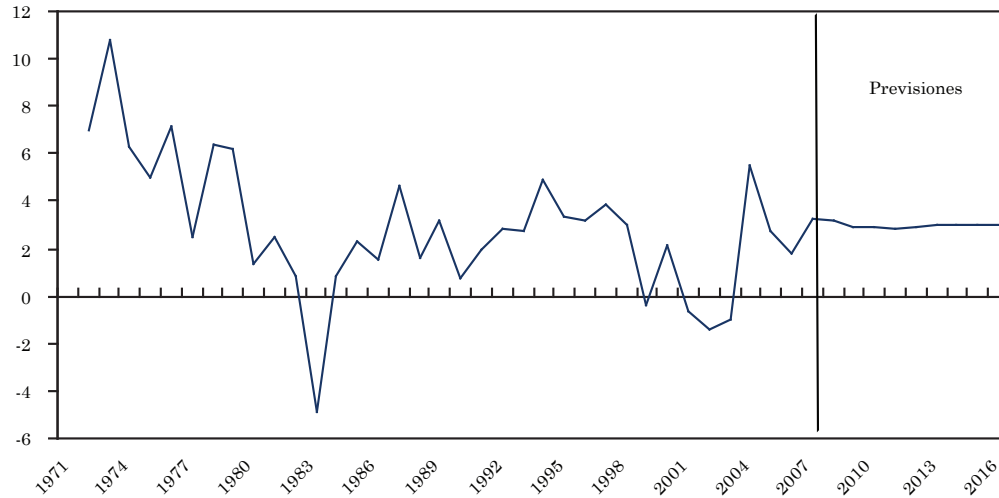
Teniendo en cuenta que el consenso de analistas prevé en promedio un crecimiento económico del 4.2%, y un precio del crudo de 75 dólares por barril, como resultado de este análisis se obtiene que la demanda de productos petrolíferos en el periodo comprendido entre 2007 y 2016 alcanzaría una tasa de aumento del 3% (gráfica 6).

Para reforzar la argumentación a favor de esta previsión, superior a la de las agencias oficiales, se pueden añadir las siguientes consideraciones.

En primer lugar, se han de considerar que todos los factores citados en el apartado “Factores que inciden en la demanda de hidrocarburos”, apuntan hacia un crecimiento económico

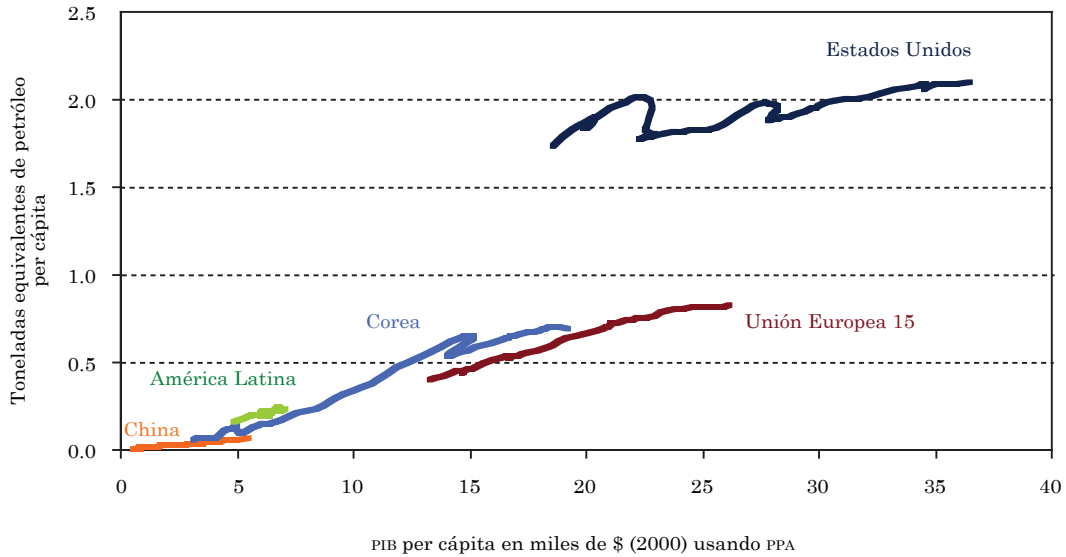
³ La EIA define como líquidos los llamados convencionales (el petróleo crudo y los líquidos de gas natural obtenidos de reservas subterráneas por medio de pozos convencionales) y no convencionales (incluye biocombustibles esquisto, arenas bituminosas, crudo pesado, extrapesado y derivados como los productos de crudo sintético y líquidos derivados del carbón y del gas natural).

Gráfica 6. Tasa de crecimiento de la demanda de petróleo:
evolución y previsiones



Fuente: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

Gráfica 7. Relación consumo de petróleo y renta per cápita



Fuente: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF, con base en datos de la AIE.

sostenido, un importante crecimiento de la renta per cápita y un aumento del acceso al consumo de energía comercial. Todos estos factores deberían sostener el crecimiento de la demanda de hidrocarburos. Para ellos basta recordar que el crecimiento económico del 5% de los últimos años ha llevado a un aumento de la demanda de petróleo del 3 por ciento.

En segundo lugar, la experiencia de otros países en desarrollo nos indica que con unas favorables perspectivas económicas para el futuro, en el escalón y nivel de renta per cápita y urbanización en el que se encuentra Latinoamérica, suele acelerarse la demanda de vehículos y con ello la demanda de productos petrolíferos (gráfica 7). Dicha experiencia parece mostrar que, en el estado actual del desarrollo regional, el margen de crecimiento en el sector de los hidrocarburos es superior al estimado en el apartado anterior. De hecho, observando la relación entre el PIB per cápita y el consumo de petróleo, América Latina estaría en un rango de ingresos por persona que tradicionalmente implica altos crecimientos de la demanda en el sector (gráfica 7).

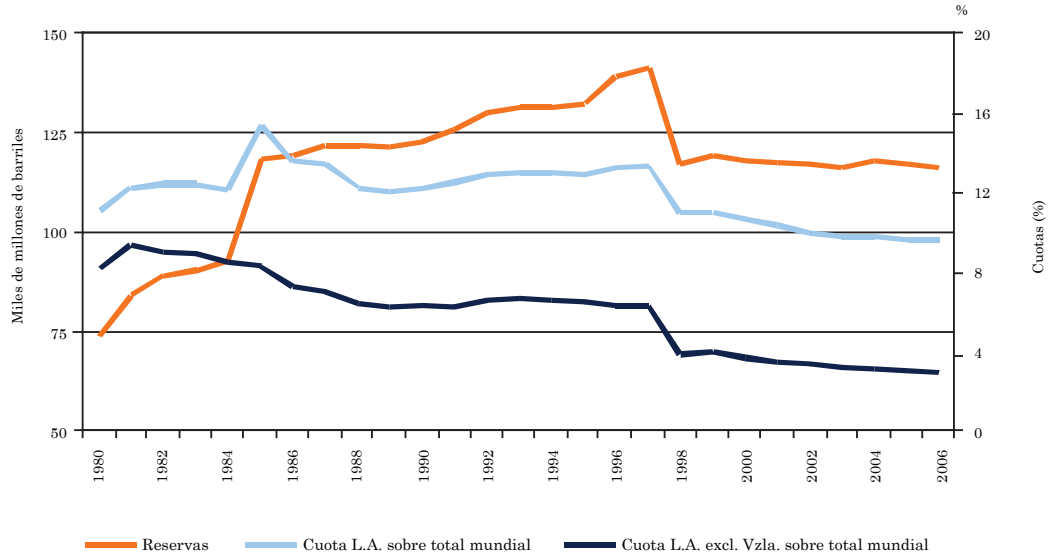
OFERTA DE CRUDO Y GAS NATURAL

Evolución y previsiones de las reservas y de la producción

Latinoamérica supone un 13% de la producción de crudo mundial y cuenta con un 10% de las reservas, según *Oil and Gas Journal*. En el caso del gas natural, la región actualmente produce el 7% del total mundial y posee un 4% de las reservas globales (gráfica 8).

América Latina dispone de abundantes recursos petrolíferos, pero están desigualmente distribuidos: de los 116 miles de millones de barriles de reservas probadas de crudo con las que cuenta, casi el 70% se encuentran en Venezuela, un 13% en México y un 12% en Brasil. La cuantía de reservas

Gráfica 8. Reservas de crudo en América Latina



Fuente: *Oil and Gas Journal*. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

probadas prácticamente no ha variado en los últimos siete años, pero sí ha disminuido moderadamente la participación de las reservas probadas en el total mundial, especialmente si excluimos Venezuela (gráfica 8).

Pese a esta distribución de reservas, el principal productor de crudo es México (en 2006 produjo 3.7 millones bld, el 35% de la producción latinoamericana de crudo), seguido por Venezuela (2.8 millones bld o el 27%) y Brasil (1.8 millones bld, un 17 por ciento).

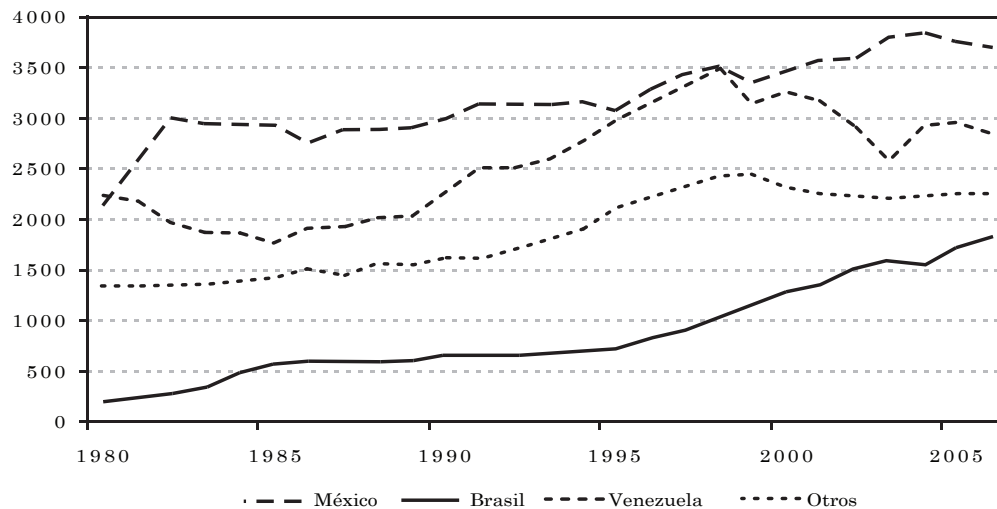
Al observar la evolución de la producción en los años recientes, se comprueba cómo Latinoamérica, con la excepción de Brasil, no ha aumentado su producción en los últimos dos años. Entre los cinco principales productores de crudo en 2006, esto es, México, Venezuela, Brasil, Argentina y Colombia, sólo Brasil y Colombia han experimentado aumentos en su producción desde 2004. Adicionalmente, mientras Brasil sí ha experimentado un fuerte crecimiento, en el caso de Colombia sólo ha crecido un 0.7% en 2006 y un 1.3% en 2005. En los últimos dos años, ciertos países —como México— están experimentando notables reducciones en su producción (gráfica 9).

La evolución reciente de la producción contrasta con el incremento de la oferta regional, producido durante gran parte de los noventa, especialmente en los países que liberalizaron o abrieron la exploración y la producción a empresas privadas, como fue el caso de Venezuela, Argentina y Brasil.

En la actualidad, varias de las cuencas petrolíferas están muy explotadas y es una realidad patente el hecho de que la nueva producción requiere de mayores inversiones, tanto por dificultades de acceso fisiográfico como por menor calidad de los crudos.

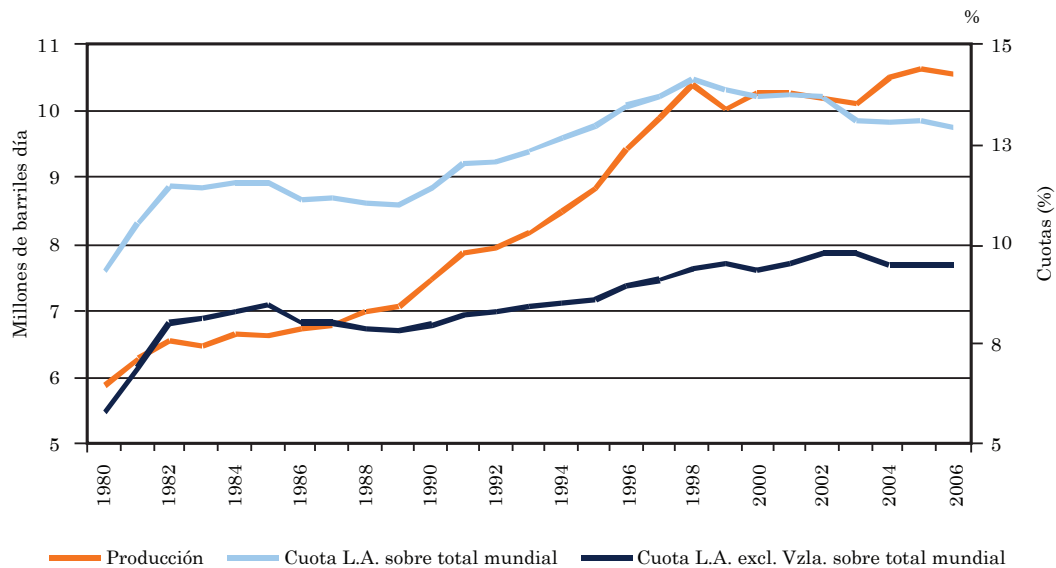
Como resultado de estas tendencias, la participación de la producción latinoamericana en el total mundial no ha dejado de disminuir (gráfica 10).

Gráfica 9. Principales productores de crudo en Latinoamérica
(1965-2005)



Fuente: *Oil and Gas Journal*. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

Gráfica 10. Producción y cuota de Latinoamérica sobre el total mundial



Fuente: *Oil and Gas Journal*. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

Previsiones oficiales de producción a largo plazo

A largo plazo, según la AIE, la producción de petróleo de América Latina crecerá a una tasa anual del 1.4% entre 2004-2030, desde 9.3 hasta 13.2 millones de b/d. Por su parte, según las previsiones de la AIE, la producción de líquidos crecerá en el periodo 2006-2030 a una tasa media anual del 1.2%, desde 10.6 hasta 14.2 millones de b/d (gráfica 11).

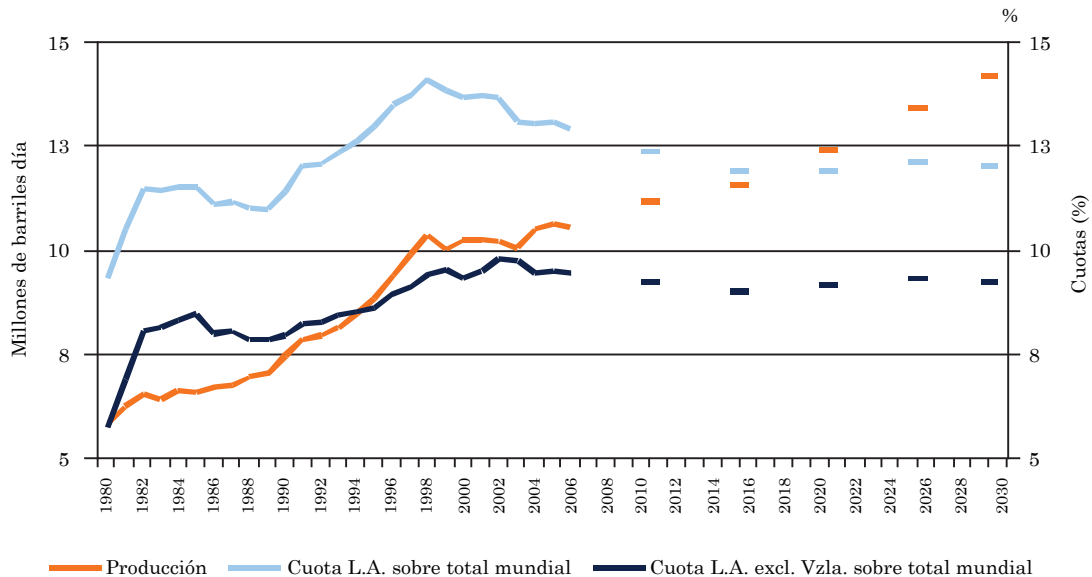
Según la EIA, los productores de crudo de la región, salvo México y Venezuela, tienen potencial de crecimiento en la próxima década.

En el caso de estos dos países no se prevé que la producción comience a expandirse hasta 2015 (en el caso de México hasta se espera un declive), cuando lo permitan las decisiones de inversión.

El país que cuenta con un mayor potencial de crecimiento de la producción es Brasil, desde los 1.8 millones de b/d producidos en 2006 hasta la cifra previsible de 3.9 millones de b/d en 2030, según las previsiones de la AIE, y hasta 3.5 millones de b/d según la EIA. Estas previsiones se basan en unas reservas probadas de cerca de 12 mil millones de barriles, en las políticas gubernamentales orientadas hacia el aumento de la producción y en un mercado que es cada vez más competitivo desde que, en 1999, se comenzó a permitir la competencia extranjera con Petrobras, la compañía nacional petrolera de Brasil.

Adicionalmente, la mitad de las reservas se hallan en zonas de aguas profundas, y Brasil es puntero en el desarrollo de la tecnología específica para la explotación en dichas zonas. En el caso de Colombia, las previsiones de la Agencia apuntan a un crecimiento de la producción hasta los 700 000 b/d en 2015, desde los 558 000 de 2006, a pesar de que el desarrollo de las infraestructuras en el sector petrolero se está viendo retrasado. A partir de 2015, se esperan modestos aumentos hasta 2030. Se espera que

Gráfica 11. Previsiones de la EIA: la producción hasta 2030



Fuente: EIA. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

también Ecuador pueda incrementar su producción en este periodo.

Según la EIA, la producción latinoamericana de gas natural crecerá durante el periodo proyectado un 2.4% anual. También la AIE apunta en su escenario de referencia a que se producirá un fuerte crecimiento de la producción en la región durante su periodo de proyección.

INVERSIONES

A pesar de sus vastos recursos energéticos, América Latina no ha dado respuesta, en términos de incremento de la inversión, especialmente en la exploración y producción, al aumento de los precios internacionales de los hidrocarburos. Esta situación contrasta con el aumento de la inversión en otras regiones y se perfila como el principal problema para el desarrollo del sector en la región.

Según J. S. Herold, aunque el gasto en exploración y producción y de adquisiciones de reservas probadas de las empresas que operan en Latinoamérica creció entre 2001-2006 un 154% (desde 9 100 hasta 23 100 millones de dólares), y el del resto del mundo aumentó en el mismo periodo un 149%, esta tendencia se ve sesgada por el crecimiento registrado entre 2001-2002. Desde 2004 hasta 2006, el ritmo de crecimiento de la inversión a nivel mundial se ha acelerado: aumentó a una tasa media anual del 28%, ritmo muy superior al de Latinoamérica donde sólo se ha registrado un 13 por ciento.

En 2006, esta tendencia ha sido más acusada. La industria en 2006 ha aumentado de forma global sus inversiones hasta 400 000 millones de dólares, registrando un crecimiento del 38% o, lo que es lo mismo, un aumento de 125 000 millones sobre la cantidad de 2005. Desde 1999, el año 2006 ha sido la primera ocasión en que la inversión ha sido superior al flujo de caja de las compañías.

Mientras, América Latina ha sido la región geográfica que ha experimentado un crecimiento más lento, aumentando sólo en un 14% sus inversiones en el área.

En concordancia, la cuota que representa la región respecto al total mundial de los gastos en exploración y producción ha caído desde casi un 9% hasta algo más del 7% (gráfica 12).

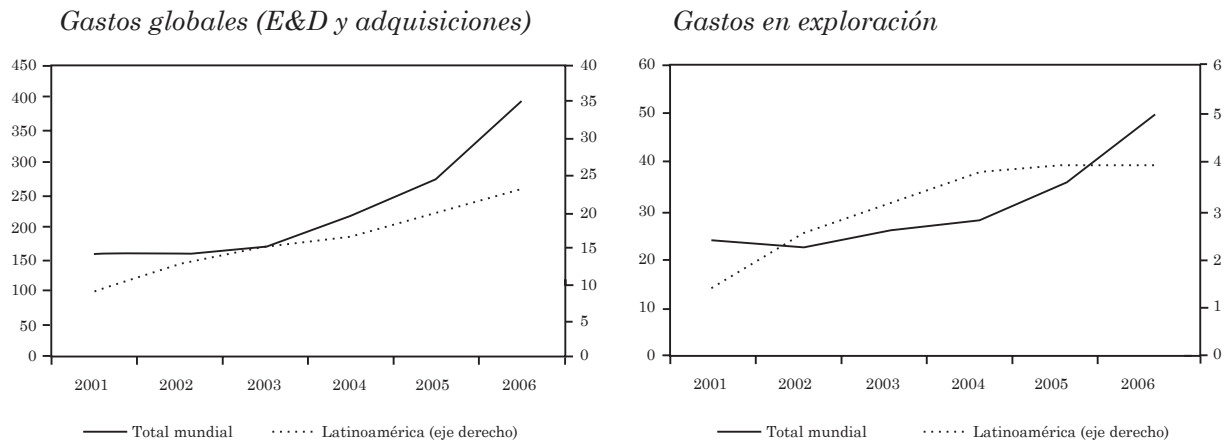
Dentro de la composición de estos gastos, es notable que América Latina fue en 2006 la única región que no experimentó crecimiento de la inversión en exploración. En el periodo 2004-2006, los gastos de exploración en la región aumentaron por debajo del 8% frente al 25% mundial. Estos datos son nominales y deben corregirse por la fuerte inflación de costos en el sector, lo que implica que, en términos reales, la inversión no ha aumentado o lo ha hecho de manera muy moderada.

Alguno de los indicadores de inflación de costes son dramáticos: las inversiones en exploración y producción se han visto encarecidas por la subida de los costes del acero entre 2000 y 2007 (116.7%), de la gerencia de ingeniería y proyectos (63.3%), de la mano de obra en construcción (86.7%) y de los materiales necesarios para el sector (46.7%). Según la AIE, las inversiones nominales en exploración y producción se duplicaron entre 2000 y 2005 y, sin embargo, ajustadas por la inflación en el sector, el aumento fue de sólo un 20% frente al 100% nominal.

De continuar esta tendencia de lentitud en la respuesta de la oferta se podría poner en peligro el crecimiento sostenido de la producción en el futuro.

Las previsiones de inversión globales en el sector de hidrocarburos en Latinoamérica, coherentes con las perspectivas de aumento de la producción para el periodo 2006-2030 en dólares constantes de 2006 son de 724 000 millones de dólares, de los cuales 432 000 millones se destinarían al sector petróleo y 292 000 millones al gas.

Gráfica 12. Gastos de capital (en miles de millones de dólares)



Fuente: J. S. Herold. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

Estas previsiones suponen una revisión al alza del 12.6% respecto a las realizadas por la AIE, el año pasado, para el periodo 2005-2030. Esta revisión por parte de la AIE de las necesidades de inversión se debe al aumento de costos en el sector, particularmente en la actividad de exploración y producción (gráfica 13).

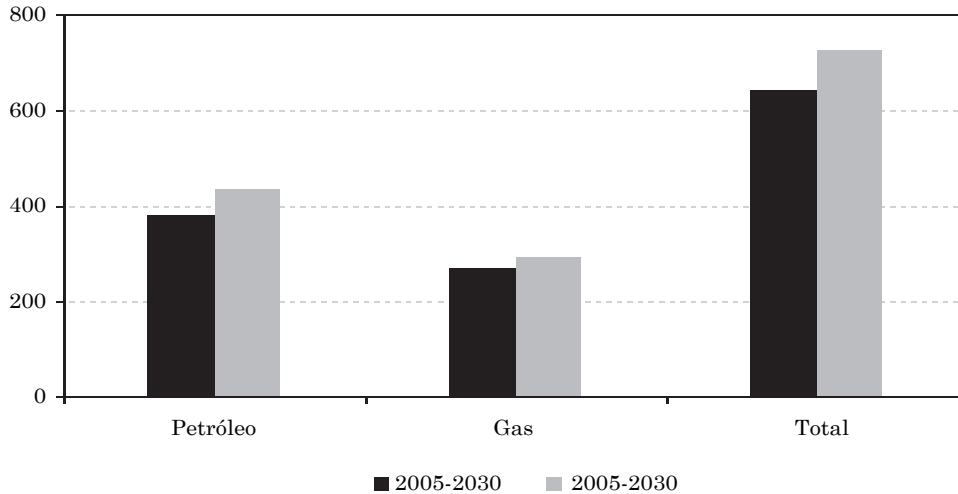
Es importante destacar que, históricamente, la inversión en la fase de exploración y producción se ha concentrado en las empresas privadas. En los últimos 25 años, las empresas privadas contribuyeron con más del 72% de esta inversión, aunque las reservas y la producción están crecientemente en manos de las empresas nacionales, totalizando un 88% y un 83% respectivamente.

Para satisfacer las necesidades de inversión en proyectos energéticos hay que contar con dinero público y privado. En lo que se refiere a la inversión privada, una de las principales dificultades se encuentra en el aumento del control estatal sobre los recursos en algunos países de la región, la inseguridad jurídica y el cambio en las reglas del juego. La conjunción de estos factores, sumados a los gastos crecientes de exploración y producción pueden desincentivar el desarrollo de esta inversión, debido a los altos costes irre recuperables que implica el desarrollo de estas actividades del ciclo de los hidrocarburos.

Para incrementar las reservas y la producción, en línea con lo previsto por las agencias oficiales, serían necesarios un aumento de la inversión en el sector tanto en exploración y producción como en infraestructuras, el fomento y desarrollo de la integración y agilidad del mercado y el dotar de un adecuado marco jurídico a las inversiones en el sector, para financiar los proyectos de largo plazo de desarrollo de infraestructuras energéticas.

El cumplimiento de estos objetivos probablemente requerirá del aumento de la cooperación pública y privada para su desarrollo, permitiendo a los Estados liberar presión

Gráfica 13. Necesidades de inversión acumulada en infraestructura para la oferta energética hasta 2030 (en miles de millones de dólares)



Fuente: AIE. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

presupuestaria y destinar los recursos a otras necesidades de inversión pública. Adicionalmente, de esta colaboración se puede derivar un mayor grado de desarrollo tecnológico que permitirá desarrollar una mayor independencia e integración energética en la región.

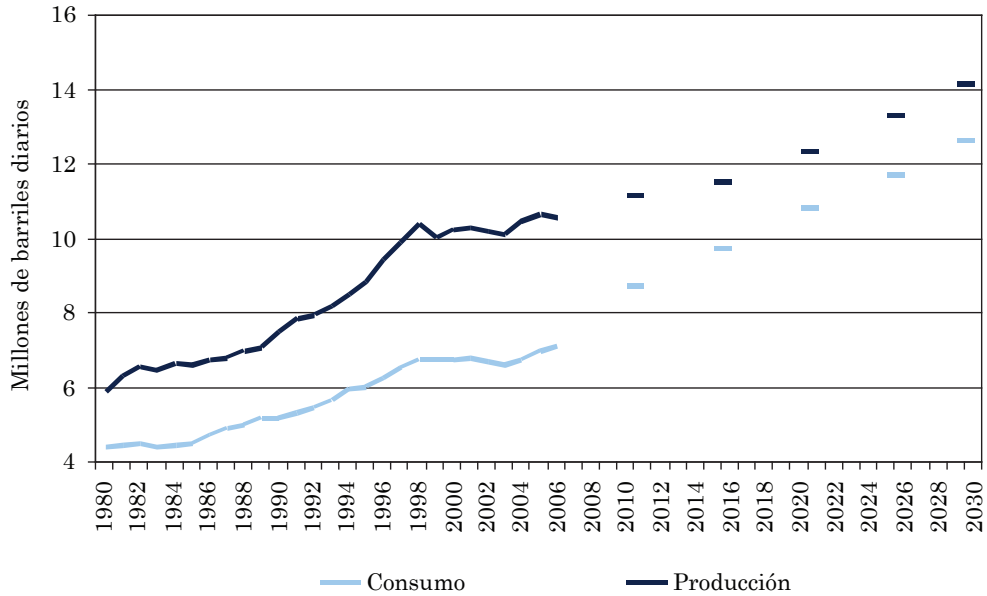
El reto fundamental es encontrar la forma de aumentar el gasto en exploración y producción tanto de las empresas privadas como de las nacionales para dar respuesta a la demanda, ya que, sin las inversiones necesarias y dado el dinamismo económico previsto para la región, Latinoamérica podría situarse por primera vez en su historia como importadora neta de hidrocarburos.

LA INTERACCIÓN OFERTA-DEMANDA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS: EL RETO DE LA INVERSIÓN

El escenario energético de consenso sobre América Latina se basa en el pesimismo histórico sobre sus perspectivas de crecimiento económico, y en la continuidad de altas tasas de crecimiento de la producción de petróleo, no vistas desde finales de los noventas. En este escenario la región continuará siendo exportadora neta de petróleo (gráfica 14).

Sin embargo, existen dos variables, no incorporadas a este “escenario oficial”, que han cambiado de manera sustancial en los últimos años y que suponen un futuro energético completamente distinto y, por tanto, un nuevo reto para la industria. En este artículo se ha intentado poner de manifiesto la potencial sustentabilidad de los nuevos cambios que actúan uno por el lado de la demanda –mayor crecimiento económico– y el otro por el lado de la oferta –insuficiencia de la inversión–. La interacción de ambos factores tiene implicaciones importantes ya que, de continuar las tendencias actuales, América Latina pasaría a ser una región importadora neta de petróleo, a pesar de sus abundantes recursos

Gráfica 14. Previsiones de consumo y producción de petróleo de consenso en Latinoamérica



Fuente: EIA. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

Cuadro 1. Escenarios de producción y consumo de petróleo en Latinoamérica (millones de barriles diarios)

		<i>2006</i>	<i>2010</i>	<i>2015</i>	<i>2020</i>	<i>2025</i>	<i>2030</i>	<i>Crecimiento 2006-2030 (%)</i>
Base (según EIA)	Producción	10.6	11.2	11.6	12.4	13.4	14.2	1.2
	Consumo	7.1	8.7	9.7	10.8	11.7	12.6	2.4
Mayor crecimiento de la demanda	Producción	10.6	11.2	11.6	12.4	13.4	14.2	1.2
	Consumo	7.1	9.1	10.4	11.9	13.1	14.4	3.0
Base demanda caída producción	Producción	10.6	10.2	9.9	9.4	8.9	8.5	-0.9
	Consumo	7.1	8.7	9.7	10.8	11.7	12.6	2.4
Continuación de las tendencias actuales	Producción	10.6	10.2	9.9	9.4	8.9	8.5	-0.9
	Consumo	7.1	9.1	10.4	11.9	13.1	14.4	3.0

Fuente: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF, basado en datos de la EIA.

naturales. Para evitar esto, la variable clave es el refuerzo de los incentivos a la inversión tanto pública como privada.

Para visualizar las implicaciones de la continuidad de las tendencias que se están produciendo actualmente en la región basta con cuantificar la evolución de dos factores: *a*) en primer lugar, las previsiones de crecimiento económico para la región dejan pensar que crecerá muy probablemente la demanda de petróleo en un promedio del 3% en los próximos años; *b*) en segundo lugar, parece imposible alcanzar las tasas previstas por las agencias de aumento de la oferta de petróleo, teniendo en cuenta la evolución reciente de la producción y de la inversión en la región. En el periodo 2005-2006, la producción cayó a una tasa del 0.9 por ciento.

Como se puede observar en el cuadro 1, el mantenimiento de tasas de consumo cercanas al 3% en los próximos años muestra que la región será importadora neta a partir de 2025, esto siempre y cuando realmente se consigan incrementos de producción en el entorno del 1.2%, en línea con lo previsto por la EIA.

Si además suponemos que continúa la tendencia de los dos últimos años, en lo que a la oferta se refiere, con caídas de la producción en cuantías similares a las que se han producido, la región pasará a ser importadora neta a partir de 2010.

Por último, con un escenario “continuista de tendencias de oferta”, es decir, no aumentos de la oferta, y previsiones de demanda similares a las “oficiales” en el entorno del 2.4%, nos encontraríamos con que la región será importadora neta prácticamente en 2015.

Parece anómalo que la región, con las reservas de hidrocarburos que cuenta, pudiera en un futuro no muy lejano pasar a ser importadora neta. Estos datos no hacen sino poner de relevancia en que el reto de la inversión es la clave.

A no ser que se faciliten los incentivos para la inversión privada o se incrementen dramáticamente los niveles de

inversión por parte de las empresas estatales, será muy difícil que la producción aumente a las tasas previstas por las agencias internacionales. Por otra parte, una visión positiva de las expectativas de crecimiento de la región refuerza las necesidades de invertir en el sector para evitar cuellos de botella sobre el desarrollo a largo plazo y en definitiva, sobre la reducción de la pobreza y el aumento del bienestar.

BIBLIOGRAFÍA

- Banco Interamericano de Desarrollo (2007), <http://www.iadb.org/>.
- BP (2007), *Statistical Review of World Energy June 2007*, BP Statistical Review of World Energy, Londres.
- Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe (CEPAL) (varios años), *Panorama social de América Latina*, <http://www.eclal.org/>.
- ____ (2007), “Estudio económico de América Latina y el Caribe 2006-2007”, <http://www.eclal.org/>.
- Consensus Forecasts (2007), *Consensus Forecasts Global Outlook: 2007-2017*, Consensus Economics.
- Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH (2007), *International Fuel Prices 2007*, <http://www.gtz.de/de/index.htm>.
- Energy Information Administration (EIA) (2007), *Annual Energy Outlook 2007*, DOE/EIA, Washington, D.C.
- ____ (2007), *International Energy Outlook 2007*, DOE/EIA, Washington, D.C.
- ____ (2007), *International Energy Outlook 2006*, DOE/EIA, Washington, D.C.
- ____ (2007), *Official Energy Statistics from the US Government*, <http://www.eia.doe.gov/>.
- FMI (varios años), *IMF World Economic Outlook (WEO)*, <http://www.imf.org/>.

- _____ (2007), *Regional Economic Outlook: Western Hemisphere*, <http://www.imf.org/>.
- _____ (2007), *World Economic Outlook Database for October 2007*, <http://www.imf.org/>.
- Herold, John S. (varios años), *Global Upstream Performance Review 2007*, John S. Herold, Harrison Lovegrove, <http://www.herold.com/research/>.
- Hughes, Baker (2007), *Baker Hughes Rig Counts*, <http://www.bakerhughes.com/>.
- International Energy Agency (IEA) (2007), *World Energy Outlook 2007: China and India Insights*, IEA Publications, París.
- IEA (2007), *IEA by Country. Statistics*, <http://www.iea.org/>.
- OCDE/IEA (2006), *World Energy Outlook 2006*, IEA Publications, París.
- _____ (2005), *World Energy Outlook 2005: Middle East and North Africa Insights*, IEA Publications, París.
- Oil and Gas Journal* (2007), Oil & Gas Industry Statistics, <http://www.ogj.com/>.
- Ríos Roca, Álvaro, Mauricio Garrón B. y Pablo Cisneros G. (2007), *Focalización de los subsidios a los combustibles en América Latina y el Caribe*, Organización Latinoamericana para el Desarrollo de la Energía (OLADE), <http://www.olade.org.ec/>.
- Ríos Roca, Álvaro (2007), *Solución al subsidio del GLP: focalización*, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), <http://www.olade.org.ec/>.
- Secretaría de Energía de Argentina (2007), *Información del mercado. Mercado de Hidrocarburos*, <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>.
- United Nations Population Division Home Page (2007), <http://www.un.org/esa/population/>.

MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN AMÉRICA LATINA: LA REGULACIÓN
PÚBLICA Y LAS ESTRATEGIAS
DE LAS EMPRESAS

HUGO ALTOMONTE¹

LOS PROCESOS DE REFORMA Y LA REGULACIÓN
EN AMÉRICA DEL SUR Y AMÉRICA CENTRAL

Origen y motivación de las reformas

El origen y las motivaciones de las reformas energéticas que han emprendido la mayoría de los países de América Latina y el Caribe en los años noventa son similares, aunque existen algunas diferencias, en cada subsector, en sus orientaciones y respecto de la distribución de responsabilidades entre el Estado y el sector privado. La mayoría de los países consideró que un estilo de desarrollo energético, como el de los setenta, basado en el protagonismo estatal que llevó a un alto nivel de endeudamiento externo, estaba agotado.² Ello se explica por factores inherentes a las contradicciones entre las políticas macroeconómicas y energéticas, el carácter de la gestión estatal, la orientación de las políticas redistributivas, los cambios en el destino de los flujos de financiamiento externo y la

¹ Officer-in charge. Natural Resources and Infrastructure Division. United Nations (ECLAC).

² Véase Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (1997), *op. cit.*

reducción de la capacidad de endeudamiento. A estos factores se sumó un casi generalizado convencimiento: que las fuerzas del mercado deben predominar en la asignación de recursos y que la intervención del Estado se justifica cuando se altere el interés público, se distorsione la libre competencia o se afecte significativamente la equidad social. Otros análisis³ insisten sobre la misma idea: la necesidad de adecuar la estructura y el funcionamiento de los sistemas económicos de la región al nuevo contexto mundial, claramente evidenciada por la crisis de los ochenta, fue la principal motivación de las reformas. El anterior esquema de crecimiento o de desarrollo de los países no resultaba ya sustentable, especialmente debido a la capacidad del Estado para captar el financiamiento requerido para el sostenimiento de ese esquema. De este modo, la reestructuración de las actividades productivas energéticas se originó principalmente en el requerimiento de adaptar la funcionalidad de su manejo a las transformaciones del plano económico general.

Los elementos específicos que los países esgrimieron para llevar a cabo el proceso de reformas energéticas en general, y eléctricas en particular, pueden clasificarse en factores exógenos y endógenos al sector. Entre los primeros cabe mencionar:

- *Deuda externa y balance de pagos.* En un buen número de países de la región se presentaron serias dicotomías entre los intereses macroeconómicos y energéticos. Estas contradicciones guardaron relación con el papel que jugó el sector energético en la fijación de precios y tarifas y el posterior impacto en el financiamiento del sector, así como en el manejo fiscal de las rentas energéticas. El reordenamiento de las cuentas fiscales, tendiente a lograr la disminución

³ OLADE/CEPAL/GTZ (reedición, 2007).

del déficit e incluso a alcanzar superávit primario para atender los servicios de la deuda externa, fue otro de los argumentos frecuentemente utilizados por entonces.

- *Estabilidad macroeconómica.* En muchas políticas macroeconómicas predominó –en décadas anteriores– la utilización de los precios y tarifas como un instrumento de control de las presiones inflacionarias. Estos se congelaron por lapsos prolongados o se fijaron por debajo del costo efectivo de las operaciones, por lo que tendieron a aplicar subsidios o a retrasar los reajustes de precios. Esto se tradujo en índices de “inflación reprimida” que terminaron en ajustes traumáticos cuando la situación fiscal y financiera de las empresas se hizo insostenible.
- *Desarrollo de mercados de capitales internos.* La reforma del mercado de capitales debía acompañar a las necesidades crecientes de capitales para el financiamiento de la expansión de los sistemas, tanto en generación como en transporte y distribución. La filialización y posterior privatización de las principales empresas eléctricas, en los años ochenta, repercutieron en el incremento de los montos de acciones transadas. Esto le otorgó profundidad al mercado bursátil. Asimismo, la profundización se dio por la importancia que tienen las empresas eléctricas en la demanda y colocación de fondos y por la creación de nuevos instrumentos en el mercado de capitales. Estos instrumentos, por ejemplo, sustituyeron al crédito tradicional, y generaron en su época una creciente necesidad al sector bancario de incursionar en nuevos negocios.

Entre los factores endógenos propios al sector, cabe mencionar:

- *La necesidad de inversión en la expansión de los sistemas.* La dramática caída de la inversión, luego de la crisis de la deuda de América Latina a mediados de los ochenta, fue uno de los principales argumentos esgrimidos por todos los gobiernos de la región. El número de falencias en los sistemas fue creciendo implacablemente, sean por cortes temporales, por fallas en los sistemas de transmisión-distribución, por salida intempestivas de máquinas generadoras –por obsolescencia y/o por falta de mantenimiento–, o simplemente porque el crecimiento de la demanda superaba al registrado en la oferta de capacidad instalada.
- *Introducir competencia en aquellos segmentos o mercados donde fuere posible.* Este argumento fue uno de los “pioneros” en países que introdujeron el sistema de apertura total de las redes. Competencia y desregulación del funcionamiento de los mercados a fin de lograr una mayor eficiencia productiva, mejorando de este modo la competitividad externa de la economía, eran objetivos –aunque poco claros para ciertos tamaños de sistemas– que fueron aplicados con mucha rigurosidad por parte de los organismos financieros internacionales.
- *Mejorar la eficiencia de los sistemas eléctricos.* Las ineficiencias se manifestaban tanto en la parte operacional –en la forma que se prestaba el servicio– como financiera –en la incapacidad del sector eléctrico de no producir abultados déficit. Diferentes elementos coadyuvaron a que, previo a la privatización, los sistemas de la mayoría de los países (con excepción de Chile y de la empresa estatal verticalmente integrada que servía a la ciudad de La Paz) presenten estándares técnicos y financieros (en las empresas públicas) sumamente ineficientes.

Modalidades adoptadas por el proceso de reformas

Los cambios en la industria eléctrica implicaron la reestructuración de los diferentes mercados de la cadena –generación, transmisión y distribución– la aparición de nuevos actores, una nueva estructura institucional, un cambio en los objetivos del abastecimiento “de un servicio público” como el eléctrico, y –por sobre todo– en modalidades diferentes que asumen los sistemas de coordinación económica en cuanto a sus tres componentes principales: *a)* la unidad de decisión; *b)* el mecanismo de asignación de recursos; y *c)* el objetivo económico dominante. En el contexto histórico latinoamericano situado a partir de la crisis de la deuda de 1982, no cabe duda que los objetivos de la profunda transformación operada en el sector eléctrico fueron mejorar la calidad del servicio prestado a los usuarios, así como frenar el drenaje de fondos de la administración central a las empresas públicas deficitarias, facilitando de esa forma la reducción del déficit público.⁴

Después de más de 10 años de aplicación de la reforma al subsector eléctrico y, en algunos casos, algo más de 20 años, es posible apreciar claros progresos en el funcionamiento del subsector, pero también un cierto estancamiento en su dinámica que aparentemente estarían indicando la necesidad de revisar las bases de dicho proceso y, eventualmente, corregir o completar aspectos del marco regulatorio.⁵

Si bien muchos países siguieron el modelo iniciado por Chile, a comienzos de los años ochenta, que patrocinara con fuerza el Banco Mundial, incorporaron modificaciones sugeridas por las experiencias de 10 años o más, de aplicación del modelo chileno. Fue el caso fundamentalmente de Argentina,

⁴ Hugo Altomonte (2002).

⁵ P. Maldonado (2004).

Bolivia, Perú, Brasil y, más recientemente, de Colombia.⁶ Otros países han asumido opciones distintas, manteniendo el paradigma previo con algunas modificaciones, que permitieron la incorporación de generadores independientes u otras variantes menores, como ha sido el caso de Costa Rica, México, Uruguay, Paraguay y Venezuela (cuadro 1). Así podemos sintetizar tres tipologías:

- a) El control central o monopolio del Estado. Antes de las reformas, los sistemas eléctricos de la casi totalidad de los países de América Latina y el Caribe se caracterizaban por la presencia exclusiva o muy predominante de empresas públicas.⁷ En términos generales, esas empresas estaban verticalmente integradas y se observaba una fuerte concentración (monopolio u oligopolio concentrado) en el ámbito de la gran generación-transmisión. En cambio, en algunos países, la distribución presentaba una mayor descentralización (empresas públicas estatales, departamentales o provinciales). De cualquier modo, el manejo global de los sistemas estaba sujeto de modo generalizado al control central del Estado nacional o federal: la fijación de tarifas y las decisiones de inversión eran manejadas centralizadamente, y la racionalidad estaba guiada por objetivos de promoción y desarrollo, aunque con frecuencia intervenían otras finalidades de carácter político de corto plazo (fiscales, monetarias, motivaciones partidarias).
- b) El comprador único (o reforma moderada) se caracteriza por una apertura parcial en la generación, esto

⁶ Colombia adoptó más bien el esquema de reforma inglés.

⁷ Sólo en algunos países del Caribe existían ya empresas privadas verticalmente integradas, reguladas de acuerdo con la tradición anglosajona, y el mencionado caso de la ciudad de La Paz.

es la posibilidad que “generadores independientes”⁸ puedan producir, pero deben vender la totalidad de su producción a la empresa verticalmente integrada, que por lo general ha quedado en manos del Estado nacional.

- c) Apertura total de las redes (o reforma radical). Consistió en la desintegración vertical de la cadena eléctrica como paso necesario para promover la disputabilidad en los mercados en la generación y, en algunos casos, en la distribución, seguida de un proceso de privatización. Por lo general, en este tipo de sistema, existen dos categorías de clientes: por una parte, clientes libres que compran energía a un precio pactado libremente con el oferente; por otra parte, clientes regulados para quienes la autoridad reguladora fija una tarifa. Los mercados eléctricos abiertos y competitivos requieren de una infraestructura institucional madura en relación con el sector político, regulatorio y legal, que realmente ayude a que el mercado funcione.

La tendencia seguida por los países de pasar de un modelo monopolístico a otro abierto o de comprador único obedeció a varios factores:

- Factores tecnológicos, como la saturación de economías de escala en la generación, restricciones ambientales y de seguridad; a éstos se suman los progresos desarrollados en las turbinas de gas y tecnologías de ciclo combinado, así como el aumento de la potencia de los medios informáticos en la operación de los sistemas.
- Factores ideológicos, impulsados fundamentalmente por los organismos financieros internacionales.

⁸ IPP por sus siglas en inglés (*Independent Power Producer*).

Cuadro 1. Estado de la reforma y capacidad de los sistemas

<i>Tamaño del Sistema MW</i>	<i>Apertura total de las redes</i>	<i>Comprador único</i>	<i>Monopolio del Estado</i>
0-500	Nicaragua	Surinam Guyana	Haití, Barbados, Grenada
500-1 000	Bolivia (¿futuro?) El Salvador	Honduras Jamaica	
1 001-2 000	Panamá Guatemala	Costa Rica T. y Tobago	
2 000-5 000	Perú, Ecuador, R. Dominicana	Uruguay	Cuba
5 001-10 000	Chile		Paraguay
10 001-20 000	Colombia		
> 20 000	Argentina Venezuela (¿futuro ?) Brasil (?)	México	

Fuente: Hugo Altomonte, con base en OLADE/CEPAL/GTZ (2000), “Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas”, Quito, Ecuador.

^{a)} De acuerdo con el enfoque de la normativa regulatoria, estos países deberían ser incluidos en la modalidad de coordinación de mercado. La ubicación en el cuadro refleja la situación de transición. Los casos de Bolivia (a partir del 1 de mayo de 2006), y de Venezuela, hacen prever que se vuelva a sistemas monopólicos u oligopólicos estatales.

^{b)} En Costa Rica el 81% de la distribución está integrada en un solo grupo estatal, el 19% lo sirven dos distribuidoras municipales y 6 cooperativas de electrificación rural.

Sin mediar estudios previos se procedió con una serie de modificaciones de las estructuras productivas a escala real sin haberse siquiera estudiado en el plano teórico (en particular lo concerniente a la disputabilidad de los mercados de tamaño mediano y pequeño).

DÉFICIT Y VACÍOS REGULATORIOS

La reforma introdujo un conjunto de instituciones destinadas a establecer el marco regulatorio, la fiscalización en el cumplimiento del mismo, la coordinación de la operación del sistema o los sistemas eléctricos y el manejo de los mercados mayoristas y minoristas. En la práctica, los entes reguladores y fiscalizadores no fueron dotados de los recursos ni autoridad suficiente para transformarse en el único interlocutor de los agentes operadores del sistema, siendo en muchos casos el regulador capturado por el regulado. A su vez, los organismos fiscalizadores no dispusieron de los marcos legales ni de los recursos humanos ni materiales para ejercer adecuadamente su función.⁹

La presión, muchas veces de caja fiscal y/o de los organismos multilaterales, por acelerar el proceso de reforma, se tradujo en marcos reguladores insuficientemente desarrollados. Aquéllos no fueron capaces de impedir la concentración del subsector ni la reintegración vertical y las conductas monopólicas que derivarían de ello, tampoco fueron capaces de eliminar las indefiniciones regulatorias que han dado origen a conflictos entre los distintos agentes y a la insatisfacción

⁹ Véase Fernando Cuevas “Evolución de diez años de reforma en la industria eléctrica del istmo centroamericano”, *XIV Asamblea General Ordinaria de la Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía Eléctrica de América Central* (Acerca), San Pedro Sula, Honduras, 22 de febrero de 2005.

y querellas de los usuarios, los que no han tenido canales institucionalizados de solución.

Varias son las fallas de regulación que se reconocen en los sistemas latinoamericanos, muchas de ellas obedecen al propio sistema y, otras, al entorno socioeconómico. Entre las primeras, se podrían citar:

Institucionales

Este tipo de falencias obedecen tanto a problemas encontrados por el ente regulador al comenzar con sus funciones, a su posicionamiento en la arquitectura del poder —y del gobierno—; a su dependencia del poder político (lo ideal es la independencia de los poderes políticos); a la presión que sufre el ente regulador por parte de las empresas tanto públicas como privadas —en particular las transnacionales—; presiones de un nuevo gobierno; problemas institucionales ocasionados por la constitución política de países con estados federales.

Dentro de las falencias institucionales se encuentran también la composición y el manejo de los centros de despachos de carga. En todos los países que propulsaron una reforma estructural del sector eléctrico, como en el caso de Chile, se han constituido organismos para coordinar la operación del sistema y las transacciones entre las empresas de generación, transmisión y distribución, con el fin de garantizar la operación eficiente de los sistemas eléctricos y administrar las transacciones en los mercados mayoristas. No existe un modelo único que determine la configuración de estos organismos. Con la excepción de Chile, que incluye en su conformación sólo a los generadores, la característica común del resto de países es que integran dos o más actores del sistema: empresas de generación, transmisión y distribución (Bolivia, Colombia y Honduras); titulares de generación y de los sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se

encuentren interconectadas (Perú); en algunos casos integran también, a antes reguladores del Estado. Por otro lado, su configuración jurídica es variable. En Argentina es una sociedad anónima integrada por asociaciones de los actores del mercado eléctrico mayorista (incluyendo a los grandes usuarios), mientras que en la mayoría de los casos asume la forma de un comité. En el caso de Chile, hasta la promulgación en marzo de 2004 de la ley núm. 19940 o llamada ley corta 1, lejos de estar en una situación de transparencia y fluidez de información para la toma de decisiones en caso de emergencias, tanto de actores privados —empresas distribuidoras— como de la autoridades reguladora y fiscalizadora, la forma en que ha estado constituido el CDEC en el Sistema Interconectado Central de Chile, restó posibilidades para el buen funcionamiento del mercado, aun con posterioridad a la promulgación del Decreto Supremo 327, artículo 102, del 12 diciembre de 1997.

La falta de fluidez y transparencia en el manejo de la información en el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) lo prueban, también, las declaraciones ante la Cámara de Diputados de la Secretaría de la Comisión Nacional de Energía: “...El CDEC difícilmente pueda manejar información objetiva. Las empresas han llegado a tal nivel de competencia y de diferencia de intereses comerciales que se les hace muy complicado entregar información adecuada al CDEC”.

Por su lado, el ministro de Economía declaraba: “...La información de los CDEC no está a disposición ni de los futuros inversionistas, ni de las empresas distribuidoras, ni de los usuarios, ni siquiera del organismo técnico de regulación”.¹⁰

¹⁰ Véase Cámara de Diputados de Chile, “Informe Comisión de Minería y Energía sobre la Investigación de los hechos que han motivado el racionamiento de energía eléctrica en el país”. Valparaíso, enero 1999. Informe de la Secretaría Ejecutiva de la CNE, p. 23.

Falta de competencia en el mercado mayorista

En aquellos países que han seguido el esquema de acceso abierto, la concentración y el tamaño de mercado muchas veces puede jugar en contra de la existencia de competencia (o, en su defecto, de ausencia de disputabilidad) en el segmento de la generación. La desintegración vertical (con una clara y estricta separación de las funciones propias de cada eslabón de la cadena) y el principio de libre acceso, sin discriminación alguna, a las redes de transporte y distribución, son condiciones necesarias para promover la disputabilidad (competencia efectiva y/o potencial) en los mercados eléctricos.

De otro modo, los costos hundidos que suponen tales inversiones de infraestructura de transporte y distribución, introducen asimetrías entre actores y/o barreras a la entrada para los competidores potenciales en la disputabilidad de tales mercados. Sin embargo, es claro que las transformaciones en la organización de la industria, tendientes a satisfacer esas condiciones necesarias, segmentación vertical y libre acceso, pueden no resultar suficientes para introducir un nivel significativo de competencia en los mercados eléctricos. La competencia requiere de la presencia de cierto grado de atomización en las etapas de generación y distribución, siendo especialmente importante que lo haya en la primera de tales etapas. Un número muy reducido de actores en las actividades de generación, y la eventual existencia de asimetrías entre los actores participantes en esas actividades,¹¹ pueden constituir escollos muy importantes para una real

¹¹ Esas asimetrías pueden referirse al tamaño de la parte del negocio manejado por cada actor, a diferencia de las condiciones de acceso a la propiedad de los activos y a todo otro aspecto vinculado con el poder de mercado o con ventajas competitivas.

competencia en el mercado.¹² Esto lo confirma el cuadro 2, que mide el índice para el año 2006.

Transmisión

En los sistemas segmentados vertical y horizontalmente, las empresas operadoras de sistemas de transmisión deben estar separadas legalmente de las generadoras y/o distribuidoras. En Chile, al hacerse la reforma en los años setenta, no se previó la segmentación del tramo generación-transmisión. Por lo tanto, en el sistema interconectado central, el generador más importante –Endesa– también poseía la transmisión (Transelec); a su vez, vía el *holding* ENERSIS, controlaba (y controla aún) la distribución metropolitana, a través de Chilectra. Esto ha sido considerado –por algunos analistas– como una barrera a la competencia.

En otros países, se ha tratado de evitar que las mismas empresas participen en todas las fases del sistema. En Argentina, por ejemplo, uno de los sistemas de transmisión de alta tensión es propiedad de Transener que actúa como una corporación independiente. En Perú, la ley buscaba evitar la concentración, aunque fue difícil evitar las relaciones intra-firma; en Colombia, se separaron los activos de generación y transmisión de la empresa estatal Interconexión Eléctrica, S. A. (ISA) que –a su vez– mantiene la propiedad sobre la red interconectada.

Debido a la concentración de la demanda y a la dispersión de los excedentes que presentan mayor competitividad, la

¹² A este respecto, puede resultar ilustrativa la experiencia de la reforma eléctrica del Reino Unido, donde la generación quedó concentrada principalmente en tres empresas. Según la opinión de algunos autores, el grado de competencia es extremadamente limitado (véase, por ejemplo, G. MacKerron, “Does Competition in Electricity Lead to Deregulation? Lesson from Experience in England and Wales”, *Conference Paper for the 18th IAEE Int. Conference*, Washington, D.C., julio de 1995).

Cuadro 2. Índice de Herfindhal-Hirschman

<i>País</i>	<i>Potencia (MW)</i>	<i>Índice HHI</i>	<i>Grado de concentración</i>
Argentina	> 20 000	1 190	Moderadamente concentrado
Brasil	> 20 000	2 044	Altamente concentrado
Perú	< 5 000	2 319	Altamente concentrado
Chile	< 10 000	3 541	Altamente concentrado
Colombia	> 10 000	1 305	Moderadamente concentrado
El Salvador	< 1 000	5 090	Altamente concentrado
Guatemala	< 2 000	4 596	Altamente concentrado

red de transporte resulta un elemento crítico para la confiabilidad del abastecimiento. Es especialmente cierto en lo que se refiere a ciertos corredores de algunos países (Argentina, Brasil, Ecuador, por ejemplo), donde la disponibilidad de la red de transporte es crucial para una efectiva competencia en el mercado de generación.

En muchos países, la regulación estableció un mecanismo sumamente complejo para la concreción de las ampliaciones del transporte. La iniciativa para tales ampliaciones no podía —ni puede en la actualidad— partir del concesionario de las redes de alta tensión preexistentes. Debe surgir de actores (normalmente generadores) interesados; una vez realizado el proyecto y superada la auditoría técnica, se requiere la aprobación por parte de todos los “beneficiarios” eléctricos (calificación que no siempre se corresponde con los beneficios económicos) en audiencia pública llevada a cabo por los entes de regulación. Sin embargo, en la práctica, ese mecanismo ha demostrado ser muy poco operativo. Ha dado lugar a problemas que, en última instancia, han implicado una ineficiente asignación de los recursos; finalmente, puede resultar mucho más onerosa que el eventual sobre equipamiento resultante de mecanismos más centralizados.

*Desintegración de la cadena eléctrica*¹³

La conveniencia de proceder a la desintegración vertical de la cadena eléctrica como paso necesario para promover la disputabilidad en los mercados está vinculada con el tamaño absoluto de los sistemas eléctricos (país o región de integración), considerando la parte interconectada o económicamente interconectable. No se estima económicamente conveniente desintegrar sistemas del orden de 1 000 a 2 000 MW —o menos—, debido a que los costos de transacción,

¹³ Véase Hugo Altomonte y Graciela Moguillansky (1999).

a que se daría lugar en caso contrario, podrían superar largamente a las eventuales mejoras de costos por la acción de la competencia (efectiva o potencial).¹⁴ Por otra parte, es muy probable que —en sistemas eléctricos de esa magnitud— las economías de secuencia (integración vertical) sean aun muy significativas. En consecuencia, proceder a la segmentación en el caso de sistemas pequeños puede significar un encarecimiento del servicio para el usuario final.¹⁵

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño supere los límites indicados y se haya optado por la segmentación de las etapas de la cadena, la separación entre las funciones de generación, transmisión y distribución, debería ser estricta, especialmente en aquellos casos en que se haya procedido a la enajenación de activos y planteado una *apertura completa*.

La propiedad de la transmisión por parte de un generador puede ser un factor de limitación de la competencia, en la medida que el resto de los generadores no puedan tener acceso en igualdad de condiciones, respecto del generador propietario de dichas redes, al uso de las redes de transmisión para abastecer el mercado de distribución o a un usuario dado. A este respecto las experiencias internacionales son muy variadas. Por ejemplo, en el ámbito europeo, existen países donde la transmisión es propiedad de las distribuidoras y, otros, en que la transmisión se mantiene en manos del Estado y su utilización está abierta a todos los actores, sin que se puedan ejercer poderes monopólicos.¹⁶

¹⁴ CEPAL (1997).

¹⁵ El intento de promover la disputabilidad en mercados pequeños, y muy especialmente en desarrollo, puede resultar contraproducente. Tal como lo expresa F. E. Banks en la conclusión de su reseña sobre desregulación y privatización en el ámbito eléctrico, “El mercado es un instrumento muy valioso que debe ser explotado tanto como sea posible; pero el mercado tiene sus límites. Traspasar esos límites podría ocasionar intolerables costos a los integrantes de la sociedad...” (F. E. Banks, 1996 y Héctor Pistonesi, 1997).

¹⁶ CEPAL (1997).

También es de destacar que no parece conveniente que, en un sistema desintegrado, un generador o un distribuidor o alguna de sus compañías relacionadas, accionistas o socios relacionados, posean –directa o indirectamente– derechos de propiedad, conjunta o individualmente, que representen más de un determinado porcentaje de la capacidad total de su actividad. Dichos porcentajes pueden ser diferentes según su función en el sistema y deben ser definidos en la ley, de acuerdo a las condiciones específicas de cada sistema. Incluso, todos estos principios regulatorios pueden resultar insuficientes en la práctica debido a que –aun con participaciones minoritarias– pueden promoverse acciones anticompetitivas. Es por tanto necesario que tales disposiciones regulatorias sean complementadas por la existencia de mecanismos de fiscalización tendientes a minimizar la posibilidad de concreción de tales acciones. Chile no ha escapado a estas afirmaciones.

La desintegración vertical (con una clara y estricta separación de las funciones propias de cada eslabón de la cadena) y el principio de libre acceso sin discriminación alguna a las redes de transporte y distribución, son condiciones necesarias para promover la disputabilidad (competencia efectiva y/o potencial) en los mercados eléctricos. De otro modo, los costos hundidos que suponen tales inversiones de infraestructura de transporte y distribución, introducen asimetrías entre actores y/o barreras a la entrada para los competidores potenciales.

*Disputabilidad de mercados*¹⁷

En el caso de la electricidad y el gas natural, que tienen el carácter de no comercializables debido a la necesaria utilización de redes para su transporte y distribución, la introduc-

¹⁷ Extractado de Héctor Pistonesi (2003).

ción de los mecanismos de mercado supone un complejo proceso de construcción institucional y regulatorio. La introducción de la disputabilidad requiere de la segmentación vertical de los tres principales procesos (producción o generación, transporte y distribución), la estricta incompatibilidad en el manejo de tales funciones y el principio de libre acceso de terceros a las redes. La partición horizontal en los eslabones de producción o generación y de distribución es también necesaria si se pretende fomentar la existencia de algún grado de competencia en los correspondientes mercados.

En el caso de la electricidad, debido a cuestiones de tipo tecnológico¹⁸ y a la racionalidad predominante en los potenciales actores privados (altas tasas de retorno y rápida recuperación de la inversión), la disponibilidad de gas natural a bajo costo constituye también un condicionante para la disputabilidad en el mercado de generación.

En lo que respecta a la cadena del gas natural, las posibilidades de competencia están seriamente limitadas por el reducido número de actores que se desenvuelven normalmente en el ámbito de la producción y por los pocos nodos de conectividad entre oferentes y demandantes. Por tanto, el escaso mallado de los sistemas de gasoductos es otro factor limitante para la promoción de la competencia.

La idea básica de la disputabilidad es que un mercado puede ser vulnerable a las fuerzas competitivas aunque esté caracterizado por una situación monopólica u oligopólica. En otros términos, si las empresas que ocupan el mercado son técnicamente ineficientes, aplican precios excesivos a sus productos o explotan a los consumidores de alguna otra manera, la entrada exitosa de competidores es posible. Así, los mercados disputables deben estar caracterizados por la libre y fácil entrada y salida, de modo tal que la competencia

¹⁸ Posibilidad de utilizar equipos de alto rendimiento aun en escalas reducidas (turbinas de gas a ciclo abierto y, especialmente, la de ciclo combinado).

potencial puede ser suficiente para disciplinar el comportamiento de las firmas oligopólicas o monopólicas presentes en el mercado. Un mercado se dice perfectamente disputable si —en él— se verifican las siguientes propiedades: 1) Los potenciales entrantes tienen acceso al mismo conjunto de técnicas productivas y demandas de mercado que aquéllas que están disponibles para las empresas presentes en el mercado. 2) No existen restricciones legales para la entrada o salida del mercado y tampoco hay costos especiales que deben enfrentar el entrante. Es decir que la tecnología utilizada puede implicar economías de escala pero no requerir necesariamente costos hundidos. 3) Las firmas presentes en el mercado sólo pueden modificar sus precios con cierto periodo de demora (reacción no instantánea), pero los consumidores responden inmediatamente a la diferencias de precios.

Si la tecnología que caracteriza a la industria implica la presencia de costos hundidos, entonces esos costos constituirán una barrera a la entrada ya que ellos deben ser afrontados por el potencial ingresante, pero no deben ser erogados nuevamente por la o las firmas ya presentes en el mercado.

La implicancia normativa principal de la teoría de los mercados disputables es la no necesidad o inconveniencia de la regulación en los mercados que sean disputables, especialmente si la regulación constituye una barrera legal a la libre entrada de nuevas empresas a la industria considerada.

Dado que la perfecta disputabilidad no existe, el Estado puede crear condiciones aproximadas de disputabilidad en ciertos mercados, por medio de medidas institucionales y regulatorias. En muchos casos, dado que el mercado mayorista eléctrico ha sido tratado como disputable (por tanto, no regulado) y la distribución como una actividad regulada, se ha verificado una suerte de divergencia en las opciones de inversión que están provocando problemas en el abastecimiento eléctrico de muchos países. Así, por ejemplo, se han

considerado mercados disputables a la generación de ciertos países cuyo tamaño de mercado no es lo suficientemente grande como para que intervengan un número importante de generadores, o que el acceso a redes no esté lo suficientemente “abierto”; o la concentración no permita la entrada de nuevos actores. En todos estos casos, se ha demostrado que la disputabilidad no fue tal y que se necesita una cierta coordinación de la cadena, dada las particularidades de las industrias de bienes que se distribuyen por redes y el carácter no almacenable de la energía eléctrica.

RESULTADOS Y ENSEÑANZAS QUINCE AÑOS DESPUÉS DE LAS REFORMAS

*Cambio tecnológico y eficiencia*¹⁹

La privatización del subsector, las exigencias de los estados para que las empresas públicas cumplan con patrones de eficiencia similares a las de la empresa privada, la eliminación de los subsidios, la disponibilidad de gas natural, se tradujo en mejoras globales de la eficiencia empresarial, por la vía de la introducción de tecnologías de alta eficiencia, como es el caso de las centrales de ciclo combinado, y por la reducción de las pérdidas de operación. En relación con los costos de distribución se redujeron fundamentalmente las pérdidas técnicas y “no técnicas”, y se mejoró la relación clientes servidos por empleado. En el caso de la transmisión, las mejoras de eficiencia han venido fundamentalmente por el alza significativa de los voltajes de transmisión, siendo relativamente frecuente los voltajes de 500 kv, e incluso superiores.²⁰ Por el contrario, han sido poco frecuentes aquellos que descendían bajo los 220 kv.

¹⁹ Extractado de Pedro Maldonado (2004).

²⁰ En el caso de Itaipú, interconexión Paraguay-Brasil 750 kv.

No es posible señalar que exista una promoción de cambios tecnológicos que se originen en políticas energéticas de los países, salvo las implícitas que derivan del marco regulatorio. Y esto se da cuando el marco apunta a incorporar los equipos generadores más eficientes posibles, de manera de asegurar que la nueva inversión sea despachada durante el mayor tiempo posible. Ello se aplica tanto en el caso de las tecnologías energéticamente eficientes como de las energías renovables no convencionales, donde, a la excepción de Brasil, no se aprecian esfuerzos sistemáticos. Es probable que los compromisos suscritos en Johannesburgo impongan la obligación de introducir significativamente las energías renovables en la matriz energética.

El análisis de la evolución de los precios a nivel mayorista y minorista, permite señalar que no siempre las mejoras de eficiencia en generación debidas a la introducción de tecnologías modernas y de alto rendimiento, se tradujo en beneficios claros para los usuarios finales, especialmente para los clientes regulados. En otros términos, no siempre las tendencias de los precios mayoristas coincidieron con las tendencias de los precios del sector residencial. Incluso es sorprendente que —en algunos países— el precio residencial sea inferior al del sector industrial, donde las ventas en alta tensión predominan, es probable que —a pesar de los objetivos declarados de la reforma— se mantengan subsidios al consumo residencial por razones sociales y/o políticas.

*Los precios mayoristas:
¿una restricción a la inversión?*

La entrada del gas natural y las plantas de ciclo combinado en los esquemas tarifarios de Argentina, junto con la creciente competencia en el mercado mayorista y la devaluación del peso en 2002, provocaron la caída sostenida de los precios en Argentina y crearon una preocupante reticencia a inver-

tir. Asimismo, en Chile, los precios caen con la entrada, en el Plan de Obras de las centrales de ciclo combinado y una política sostenida de baja del precio de nudo. Aquélla es revertida en el año 2000, con el objeto de atraer inversiones en generación (cuadro 3 y gráficas 1 y 2).

En Colombia, los precios durante los años 1997 y 1998 estuvieron influenciados al alza por efecto de La Niña. Por último, los precios de barra en Perú son significativamente mayores que en el resto de los países considerados.²¹ Esto se debe, en gran parte, al freno a modernizar el parque generador impuesto por el gobierno, a la espera de la entrada de Camisea en el mercado (cuadro 3).

Rentabilidad e inversión

En varios trabajos elaborados para América Latina, se demuestra que aún no se ha descubierto un mecanismo eficaz para transferir a los pequeños y medianos consumidores la baja de los precios de la electricidad en el mercado mayorista. Esto significa, de alguna forma, que las empresas generadoras –al no estar reguladas– perciben una rentabilidad asociada al riesgo de cualquier actividad económica; en cambio, las distribuidoras –que están reguladas– de percibir una tarifa relacionada con sus costos, no debieran presentar demasiados riesgos en cuanto a las utilidades o rentabilidad de este tipo de actividad.

La sostenida tendencia decreciente de los precios en el mercado mayorista se exhibe como uno de los mayores éxitos de las reformas de varios países, en el sistema eléctrico argentino. El dinamismo en el proceso de inversión –hasta 1999-2000 en cierta medida– ha sido una de las causantes de ese comportamiento de los precios. En efecto, el precio *spot* en el Mercado Eléctrico Mayorista muestra, en el periodo

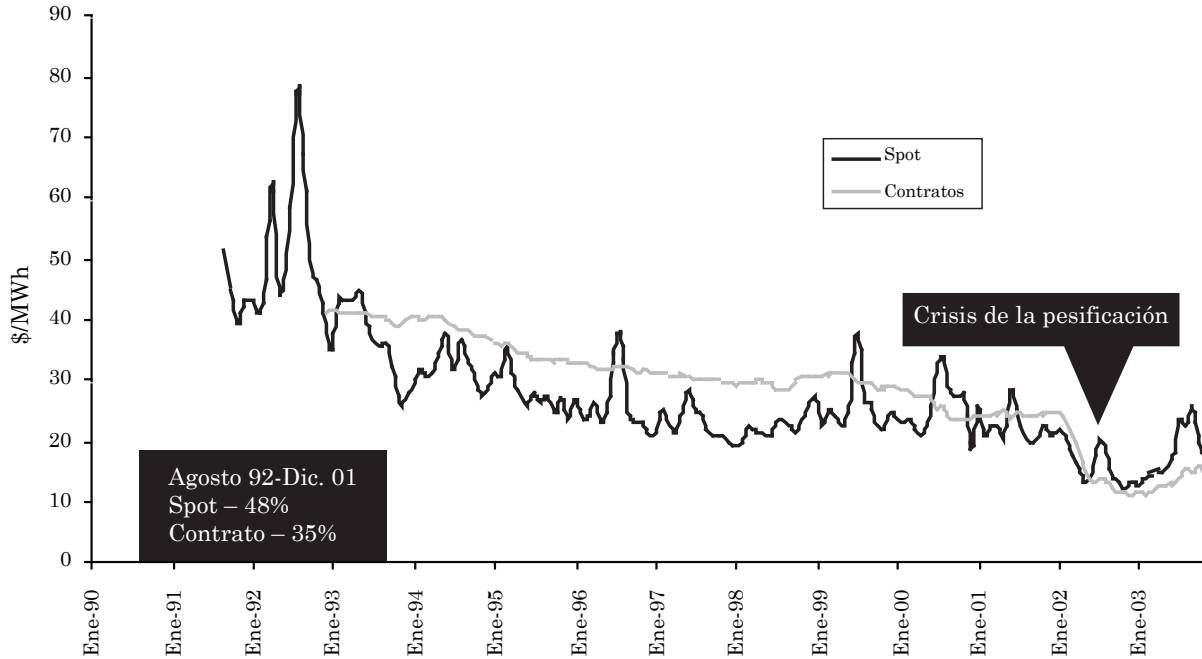
²¹ Entre 50 y 100% más alto que el resto de los países.

Cuadro 3. Precios mayorista, nudo, barra y de bolsa en US\$/kwh

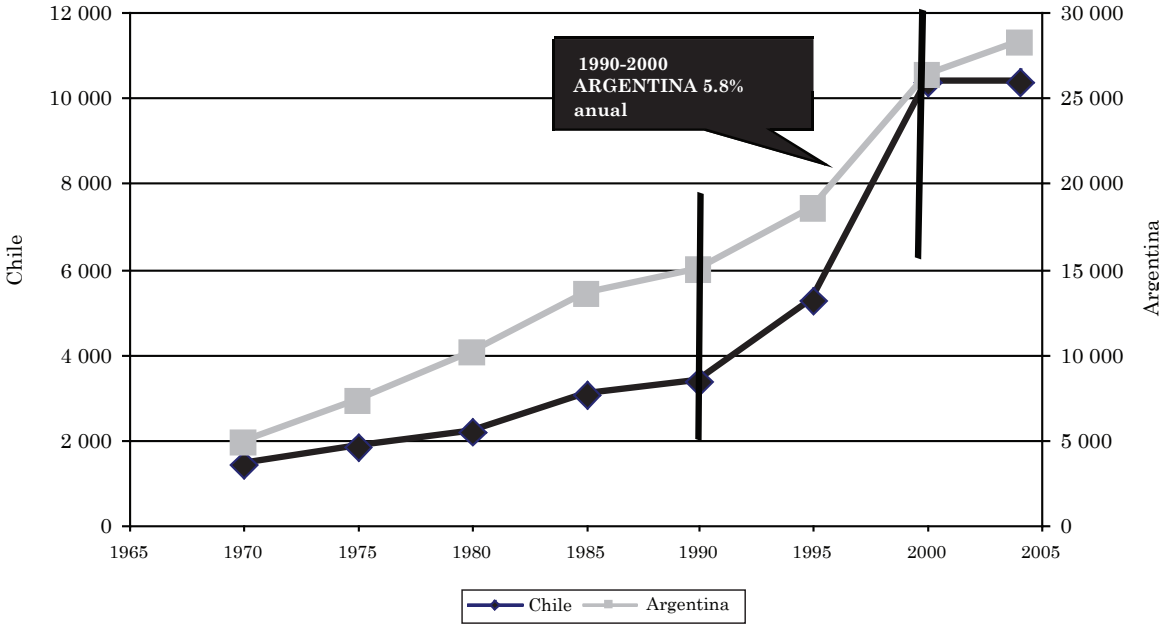
	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>
Argentina	0.049	0.036	0.032	0.030	0.029	0.025	0.024	0.026	0.028	0.023	0.009
Chile-SIC	0.036	0.039	0.044	0.047	0.044	0.041	0.033	0.029	0.032	0.035	0.033
Colombia				0.035	0.021	0.056	0.041	0.019	0.028	0.028	0.022
Perú		0.041	0.041	0.047	0.047	0.046	0.039	0.041	0.043	0.043	0.042

Fuente: OLADE y entes reguladores de cada país.

Gráfica 1. Argentina. Evolución del precio de contratos a precios de diciembre de 2001



Gráfica 2. Evolución de la potencia instalada en Argentina y Chile (MW)



Cuadro 4. Rentabilidad de empresas de distribución en Chile

	<i>1992-1995</i>	<i>1996-1999</i>	<i>2000-2002</i>
CGE	10.47	11.96	15.18
Río Maipo	21.38	22.79	22.85
Chilectra	14.99	19.38	17.79
Emelectric	17.33	23.6	19.12
Eliqsa	22.12	21.56	15.59
Emelari	10.26	18.04	11.27
Conafe	5.7	13.42	18.32
Emelat	14.91	17.34	15.05
Litoral	7.85	12.94	16.1

Fuente: Leonardo Lomuscio, *Rentabilidad de las empresas de distribución y su relación con las fijaciones tarifarias*, Pontificia Universidad Católica, Santiago, 2004.

1991-1998, una tendencia que implicó una reducción de más del 50 por ciento.

Pistonesi (2000)²² señala: “puede afirmarse que la tendencia decreciente en los precios del mercado mayorista no parecen haberse trasladado, de manera significativa, a las tarifas en los mercados de distribución”. Por su parte, Finon (1995)²³ destaca que –en el caso de América Latina– la renta generada por el sistema eléctrico se desplaza de los consumidores hacia los accionistas y directivos de las empresas privatizadas. En efecto, es posible demostrar que esas evoluciones tarifarias dieron origen a rentabilidades por encima de las “normales” como el caso de Perú que se situaron por encima del 15% promedio entre 1995-1998 (H. Campodónico,

²² Héctor Pistonesi (2000).

²³ Dominique Finon (1995).

1997), y Chile, donde Chilectra presentó rentabilidades sobre patrimonio del orden de 22% (G. Moguillansky, 1997).

En el cuadro 4 se muestran las diferencias de rentabilidades de las empresas de distribución en Chile. Al respecto se puede observar que el negocio de la distribución es altamente rentable en Chile. Si se toma el periodo 1992-2002, se observa una tendencia creciente hasta 1999, y luego una leve disminución en los últimos años. Sin embargo, el promedio simple creció de 13.9% entre 1992-1995 a 17.9% entre 1996-1999 y fue de 16.8% entre 1999-2002. Estas rentabilidades contrastan con las que se verificaron en el segmento de la generación que —entre 1990-2000— fue del 5.8% en promedio, con años de rentabilidad negativa como fue el periodo 1998-1999.

*Escaso avance en el proceso
de integración eléctrica*

La falta de incentivos regulatorios afecta la inversión en las redes de transporte de energía²⁴ y, por ende, a la eficiencia energética. No sólo aumentan las pérdidas por congestión sino que esto retarda el reemplazo de los equipos ineficientes, tales como transformadores, cables y conductores de distribución y transmisión.

A pesar de los beneficios y las evidentes mejoras de eficiencia de los sistemas eléctricos en su conjunto, no se han logrado avances significativos en el proceso de interconexión a nivel regional. Se deben destacar los esfuerzos cumplidos por Centroamérica y la región andina. El primero ha sido un intento de materialización de la idea; el segundo, un esfuerzo sistemático para llevar a cabo el proceso a partir de bases, antes de avanzar en la concreción física de la iniciativa. Lo anterior no ignora la importancia de las centrales binaciona-

²⁴ Ello es más evidente en la transmisión que en la distribución.

les y, en menor grado, de los incipientes esfuerzos realizados entre países de la región.

Para avanzar en este proceso, se requiere, entre otras cosas, establecer acuerdos entre los países para homogeneizar aspectos básicos de la regulación, por ejemplo, la remuneración de las redes de transmisión; la identificación de condiciones de complementariedad que permitan explotar los recursos de cada país, en periodos lluviosos, normales o secos; la definición de las condiciones comerciales y la operatoria tanto para las transacciones de corto plazo como las de largo plazo; la composición, el rol, la autoridad de la entidad responsable de la operación y el despacho del sistema común; la normalización de los requerimientos que regirán la confiabilidad de los sistemas.

La reacción de dos países frente a la crisis de inversión

Dos países han reaccionado con la sanción de nuevas leyes a la falta de inversión: Brasil y Chile.

En Brasil, la ley de marzo 2004, crea un "Pool" (*Ambiente de Contratação Regulado*), que trata de calibrar la demanda con la oferta de electricidad. Este modelo inspirado en el sistema de comprador único, permite que una parte del mercado sea de "riesgo" al no estar regulado por cuanto existe libre contratación entre generadores y clientes libres (aquellos que tengan potencia contratada por encima de 10 MW). En el sistema de Brasil coexistirán por tanto contratos de largo plazo, mercado *spot*, mercados regulados, etc. Lo más importante de esta ley es que la electricidad a comercializarse en el Pool tendrá un precio resultante del promedio de todos los contratos de largo plazo y será el mismo para todas las empresas de distribución. El riesgo de toda la actividad será asumido por todos los actores, es decir generadores, distribuidores, y usuarios. De esta forma, en el caso de Brasil,

se busca que las inversiones necesarias para abastecer el mercado futuro estén garantizadas.

En Chile, se dictó una primera ley (núm. 19940) en marzo de 2004 denominada “ley corta núm. 1” que regulaba las tarifas de transmisión y creaba algunos incentivos menores para la inversión. Dado el poco avance registrado en las inversiones, fue necesario aprobar una nueva ley (núm. 20018), un año después, en mayo de 2005. Esta ley da incentivos claros a la inversión privada en generación. En efecto, los distribuidores deben hacer licitaciones públicas sobre energía y potencia a diez años de plazo, para clientes libres y regulados, que garantice el abastecimiento a mediano plazo. Se establece además un sistema de precio basado en precio a largo plazo estabilizado para un mínimo de diez años. Las primeras licitaciones serán de 9 963 GWH para el periodo 2010-2024 con un máximo referencial potencial de 2 735 MW. La segunda será para un promedio anual de 10 000 GWH, para el mismo periodo y potencial referencial de 2 832 MW.

*Estrategias empresariales*²⁵

La combinación del incremento de la competencia en los mercados de origen y el surgimiento de oportunidades de inversión, resultantes de los programas de privatización latinoamericanos, significó una masiva llegada de capital extranjero al sector eléctrico de América Latina y, en particular, en el Cono Sur. En una primera fase, las empresas transnacionales de energía buscaron consolidar sus posiciones de mercado mediante la adquisición de los activos más valiosos (nótese que del total invertido entre 1990-2000 las compras de activos existentes representaron el 75% del total invertido, destinando solamente el 25% a nuevas

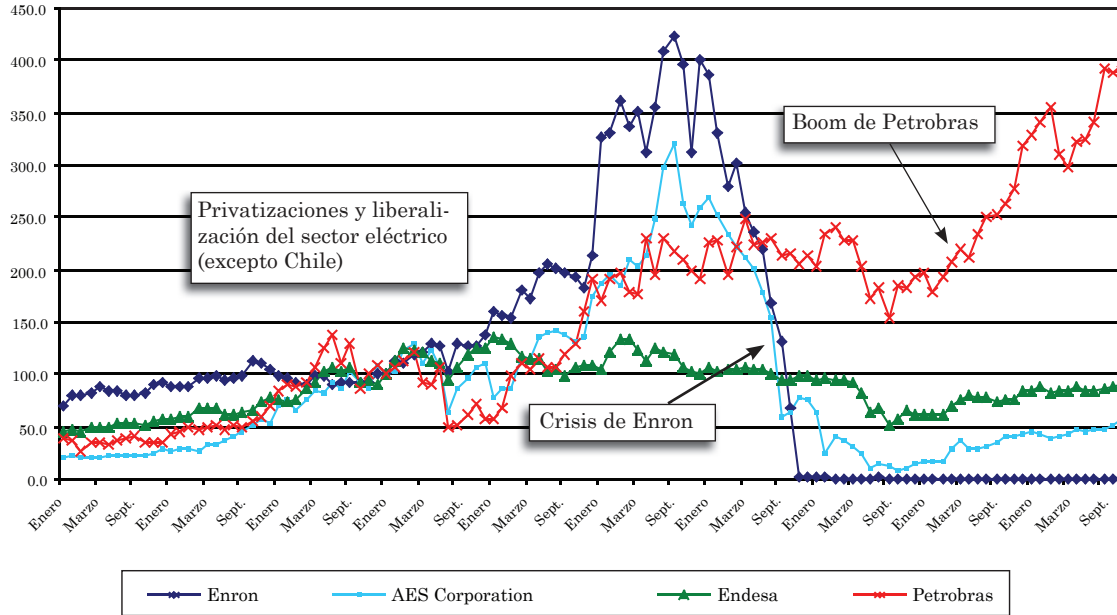
²⁵ CEPAL (2005).

inversiones). Una vez logrado este objetivo, comenzaron a implementar programas de mejoramiento y ampliación de los sistemas energéticos nacionales, así como iniciativas de diversificación hacia otros sectores conexos. En particular, la incorporación de la tecnología del ciclo combinado estimuló la profundización de las sinergias entre los subsectores de la electricidad y el gas natural. Las empresas eléctricas comenzaron a mostrar interés en acercar los insumos energéticos a los grandes centros de consumo participando en la construcción de gasoductos transfronterizos. No obstante, pronto este proceso se vio truncado como consecuencia de la compleja crisis que debieron enfrentar las compañías extranjeras a inicios de la presente década.

En respuesta a la crisis, estas empresas articularon planes de reorganización corporativa basados esencialmente en un regreso hacia su actividad principal, es decir la generación, transmisión y distribución de electricidad, y en una amplia iniciativa de saneamiento financiero. Los mercados financieros castigaron con dureza a las compañías eléctricas. Esto limitó el acceso de estas a nuevos recursos (gráfica 3). Al mismo tiempo, varias empresas petroleras comenzaron a ampliar su participación en la cadena gas natural-electricidad, estimuladas por los favorables precios del petróleo y las buenas oportunidades de negocio derivadas de las dificultades que enfrentaban las compañías eléctricas.

En la actualidad, comienzan a definirse las bases para una mayor integración de los segmentos de electricidad y gas natural. Por ello, tanto las empresas de electricidad como las de hidrocarburos muestran interés por mantener activos en ambas actividades (cuadro 5). De este modo, se avanza hacia la constitución de empresas energéticas integradas. Por una parte, las empresas eléctricas desean tener control sobre los insumos necesarios para la producción de energía. Por otra, las compañías petroleras desean asegurarse un mercado para el gas natural que producen.

Gráfica 3. Evolución bursátil de compañías con intereses eléctricos en el cono sur (índices, 100 = enero de 1998)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) con base en información de Bloomberg.

Cuadro 5. Cono Sur: integración de las cadenas energéticas de las empresas transnacionales (2004)

	<i>Argentina</i>				<i>Bolivia</i>				<i>Brasil</i>				<i>Chile</i>			
	<i>ELEC</i>		<i>GN</i>		<i>ELEC</i>		<i>GN</i>		<i>ELEC</i>		<i>GN</i>		<i>ELEC</i>		<i>GN</i>	
	<i>G</i>	<i>D</i>	<i>P</i>	<i>T</i>	<i>G</i>	<i>D</i>	<i>P</i>	<i>T</i>	<i>G</i>	<i>D</i>	<i>P</i>	<i>T</i>	<i>G</i>	<i>D</i>	<i>P</i>	<i>T</i>
Empresas eléctricas																
Endesa	■	■		■					■	■			■	■		■
AES Co.	■								■	■			■			
Suez-Tractebel				■					■	■			■	■		■
EDF	■	■							■	■						
EDP									■	■						
Iberdrola						■			■	■			■			
Empresas de hidrocarburos																
Repsol-YPF	■		■	■			■	■	■			■				■
Total	■		■	■			■	■	■			■				■
Petrobras	■	■	■	■			■	■	■		■	■				

ELEC: Electricidad. GN: Gas natural. G: Generación. D: Distribución. P: Producción. T: Transporte.

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Las estrategias de las empresas transnacionales eléctricas en el Cono Sur se pueden sintetizar en:

- Endesa y Tractebel integran operaciones de gas a sus negocios de electricidad en la región. Endesa recientemente forma parte del consorcio GNL-Chile, el que procura abastecer con Gas Natural Licuado a Chile (en particular sus centrales eléctricas de ciclo combinado).
- Electricidad de Portugal (EDP) hace lo mismo en Brasil. En Portugal y en España ya había ensayado algo parecido.
- Iberdrola y EDF tienen nuevas prioridades fuera de la región.
- AES y Enron tuvieron un rol significativo antes de los escándalos financieros. Hoy Enron busca vender sus operaciones de la subregión y AES redefine su participación en América del Sur.

Las empresas petroleras desarrollan las estrategias siguientes:

- Repsol-YPF y Total tratan de asegurarse que el acceso a los principales yacimientos de gas natural (Argentina y Bolivia) –y, en menor medida, en Brasil– tengan una salida en la producción eléctrica. Para ello, buscan negocios en la generación en Argentina y Brasil y, en la distribución, en Argentina.
- Petrobras, últimamente, ha entrado al negocio de la generación. La pregunta que cabe hacerse es si –para realizar sus reservas de gas en Bolivia– tomará o no una posición agresiva en la generación.

A MODO DE CONCLUSIÓN:
LAS POLÍTICAS PÚBLICAS Y LA NECESIDAD
DE REESTRUCTURAR LA CADENA ELÉCTRICA

La apertura comercial que caracteriza la estrategia de desarrollo de muchos países de la región —y su sustentabilidad—, parecen sugerir que los países deberían recuperar su capacidad de definir orientaciones de largo plazo y de coordinar los esfuerzos de los distintos actores. También parecen señalar que deben diseñar claras políticas que apunten a un abastecimiento seguro y de calidad, respetuoso del medio ambiente, a la satisfacción de los requerimientos energéticos de toda la población,²⁶ a una diversificación de las opciones energéticas que concilie el corto, mediano y largo plazo y que incorpore a la población en esquemas efectivos de participación informada desde las primeras etapas en cuanto a la concepción de los proyectos energéticos importantes.

En el marco de una política energética como la señalada, la eficiencia energética debería jugar el rol de opción estratégica en el abastecimiento de los requerimientos de la población y de las actividades económicas, tanto en el caso de los países exportadores de energía como de aquellos que son deficitarios de estos recursos. Desde una perspectiva de más largo plazo, a partir de ahora, los países deberán enfrentar el desafío de modificar sus matrices energéticas para que las energías renovables satisfagan un porcentaje creciente de las necesidades a nivel regional.

Dados los resultados respecto de la concentración de la propiedad y de la reintegración vertical de hecho, que se ha producido, principalmente como resultado de la transnacionalización del subsector, quizá resulte más conveniente, por lo menos en los sistemas medianos (y con mayor razón en

²⁶ No sólo abasteciendo sus viviendas sino que proporcionando la energía necesaria para aumentar la productividad de sus actividades económicas.

los pequeños), promover la integración vertical de los sistemas, imponiendo a los futuros concesionarios la obligación de abastecer la demanda del área que les sea asignada. En consecuencia, cabe preguntarse si las eventuales ventajas de la competencia, que —en la práctica— no habrían ocurrido, compensan la potencial o real vulnerabilidad de los sistemas, con los impactos económicos, ambientales y sociales que podría acarrear el desabastecimiento. En los casos en que ello ocurre actualmente, sería conveniente interrogarse sobre la necesidad de apuntar a la reforma clásica con desintegración del sistema y el mercado como operador del mismo o mantener el esquema de comprador único que existe en algunos países.

Frente a la vulnerabilidad de los sistemas, es fundamental establecer las condiciones bajo las cuales el Estado podría jugar su rol subsidiario. En estos casos, la política pública (por tanto, el Estado) no puede renunciar a recursos económicos, legales e institucionales, para cumplir ese rol subsidiario.

Si bien existe una tendencia a reducir el nivel de demanda máxima requerido para constituirse en cliente libre, como una forma de promover la competencia, incluso llegando a 100 kw, como ocurre con algunos países de la OCDE, sería conveniente —dadas las características del mercado y de los usuarios— reservar esta categoría a los clientes con demandas sobre 2000 kw. En mercados altamente concentrados aún está por demostrarse que la existencia de bolsas de energía y/o de comercializadores se justifique, y quizá lo más adecuado sea mantener un esquema de precios regulados.

Otro tema que merece ser atendido con relativa urgencia son los procesos de integración de las cadenas productivas. Por un lado, en el caso de la electricidad, la cada vez más importante concentración que se está produciendo en los países de la OCDE, tarde o temprano, terminarán reproduciéndose en América Latina, generando problemas en

las articulaciones de los mercados y las relaciones con las distribuidoras. En segundo término, las integraciones de las cadenas gas-electricidad no solamente llevan a ejercer posiciones dominantes en el segmento de la generación, sino a que los marcos reguladores que hoy rigen en la mayoría de países de la región no tengan vigencia.

Resulta indispensable que el Estado asegure el abastecimiento y la calidad del suministro. Esto supone coordinar, orientar y planificar el desarrollo del subsector de manera de alcanzar un adecuado equilibrio térmico-hidráulico del parque generador, una elevada confiabilidad del sistema y una diversificación de las fuentes energéticas. La calidad del servicio no sólo busca el bienestar de los usuarios y la protección de sus equipos sino, además, la competitividad de los países. Lo anterior no excluye la responsabilidad que tiene el sector privado, dentro del marco definido por la ley, de asegurar una expansión de la infraestructura que responda a las exigencias de eficiencia económica y calidad técnica.

BIBLIOGRAFÍA

- Altomonte, H. (2002), “Las complejas mutaciones de la industria eléctrica de América Latina: falencias institucionales y regulatorias”, en Víctor Rodríguez Padilla (coord.), *La industria eléctrica en México en el umbral del siglo XXI*, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Altomonte, H. y Graciela Moguillansky (1999), “La crisis eléctrica en Chile: ¿Del modelo a imitar a principio de los noventa al modelo a evitar en el 2000?”, Santiago, (junio).
- Banks, F. E. (1996), “Economics of Electricity Deregulation and Privatization: An Introductory Survey”, *Energy*, vol. 21, núm. 4.

- CEPAL (1997), “Análisis de la legislación eléctrica en América Latina”, Documento LC/R 1726, mayo.
- _____ (2005), “La inversión extranjera directa en América Latina”, 2004, LC/G.2269-P/E, marzo.
- Finon, Dominique (1995), “La diversification des modèles des industries électriques dans le monde: une mise en perspective”, *Revue de l’Energie*, núm. 465, febrero.
- Maldonado, P. (2004), “Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma eléctrica en América del Sur”, *Cuadernos de la CEPAL*, núm. 72 (Serie Recursos Naturales e Infraestructura), julio.
- OLADE/CEPAL/GTZ (2003), “Energía y desarrollo sustentable. Guía para la formulación de políticas”, *Cuadernos de la CEPAL*, Santiago de Chile.
- _____ (2007), “Energía y desarrollo sustentable en América Latina y El Caribe: guía para la formulación de políticas”, *Cuadernos de la CEPAL*, Santiago de Chile.
- Pistonesi, H. (1997), *Elementos de teoría económica de la regulación* (IDEE), Fundación Bariloche, Argentina.
- _____ (2000), “Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma”, *Cuadernos de la CEPAL*, núm. 10 (Serie RNI) LC/L.1402-P.
- _____ (2005), *Teoría económica de la regulación*, Fundación Bariloche, Argentina.
- Sánchez Albavera, Fernando y H. Altomonte (1997), “Las reformas energéticas en América Latina”, *Cuadernos de la CEPAL*, núm. 1 (Serie medio ambiente y desarrollo).

EL PAPEL DEL GAS NATURAL LICUADO EN SUDAMÉRICA

FABRICE NOILHAN¹

SUDAMÉRICA ES UN CONTINENTE RICO EN GAS...

Las reservas gaseras de Sudamérica² se elevan, según British Petroleum (BP),³ a 6 300 millones de m³ (Gm³), lo que representa un 3.5% de las reservas mundiales. Estas reservas tienen la misma magnitud que las reservas de América del Norte (8 000 Gm³, de los cuales alrededor de 6 000 Gm³ se destinan a Estados Unidos). Las reservas sudamericanas han aumentado en estos últimos años debido a nuevos descubrimientos gaseros importantes, en particular en Venezuela, Brasil y Bolivia. Sin embargo, permanecen distribuidas de manera muy desigual: Venezuela dispone de más de dos tercios de las reservas regionales, muy por

¹ Director de Seguridad en el Abastecimiento en la Dirección General de Energía y Clima de la Secretaría de Ecología, Energía, Desarrollo Sustentable y Planificación territorial (Francia). El autor se expresa a título personal y las opiniones y las afirmaciones aquí vertidas no expresan las de la administración francesa.

² En este artículo, se considerará como América del Sur al subcontinente sudamericano. En particular, no incluiremos a Trinidad y Tobago en el equilibrio gasero regional.

³ *BP Statistical Review of World Energy* (2007), junio. Las cifras sobre las reservas, la demanda y la producción gasera recogidas en este artículo se obtuvieron de esta publicación.

delante de Bolivia (11%), Argentina, Brasil y Perú, alrededor del 5% cada una (figura 1).

El consumo gasero del subcontinente, en fuerte aumento desde hace cinco años (más 30%), sigue siendo modesto: aproximadamente 130 Gm³ al año, o sea, el equivalente del consumo anual de Francia (45 Gm³) y Alemania (87 Gm³) juntos. Las reservas serían suficientes, al ritmo actual de consumo, para cerca de 50 años. Sin embargo, en los últimos años han ocurrido numerosas tensiones en la región en cuanto al abasto de gas natural.

...DEL CUAL LA PRODUCCIÓN
SIGUE SIENDO MODESTA

Esta situación paradójica se explica en parte por la debilidad de la producción. En Estados Unidos, la producción representa 524 Gm³, es decir, cerca de cinco veces la producción de Sudamérica (109 Gm³), considerando reservas comparables. Las reservas sudamericanas son en efecto ampliamente subexplotadas: la producción de Venezuela (dos tercios de las reservas regionales) sólo representa 28 Gm³, o sea un cuarto de la producción sudamericana. Esta situación podría durar. En efecto, el hecho de que las empresas nacionales de Venezuela y Bolivia retomen el control en el sector de los hidrocarburos debería incitar a la prudencia a las compañías internacionales y podría ser perjudicial para la realización de inversiones en exploración y producción.

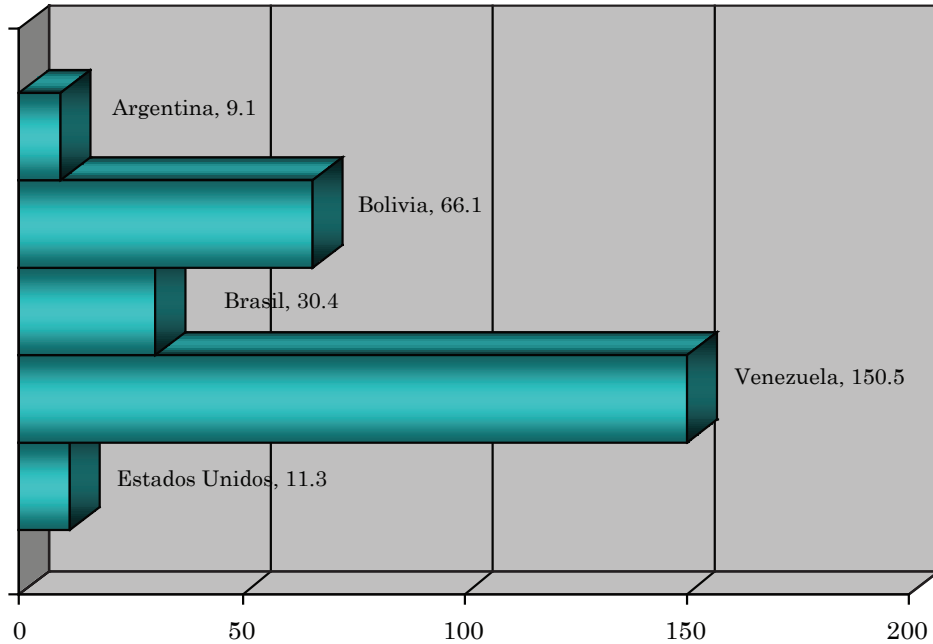
En octubre de 2007, Bolivia anunció que, lejos de los tres mil millones de dólares previstos, las inversiones de las empresas extranjeras para el año 2007 no llegarían a 600 millones de dólares.

Los anuncios de las asociaciones entre Bolivia y Venezuela con otros países fuera del continente –como Irán– no han desembocado a la fecha en inversiones significantes. La producción boliviana a corto plazo podría no resultar

Figura 1. Distribución de las reservas gaseras



Gráfica 1. Proporción reservas/producción



Fuente: BP *Statistical Review of World Energy*, junio 2007.

suficiente para satisfacer a la vez la demanda local y los contratos de exportación hacia Brasil y Argentina.

Al contrario, Argentina, principal productor de gas del subcontinente, intenta explotar sus reservas a un ritmo regular, comparable al que se puede observar en Norteamérica. Debe enfrentar un importante aumento de la demanda (+ 25% en diez años), mientras que sus reservas se reducen.

... Y DONDE LOS INTERCAMBIOS SON INSUFICIENTES

Otra explicación de las tensiones consiste en el desarrollo insuficiente de los intercambios e infraestructuras para el transporte del gas. Así pues, la región padece frecuentemente congestiones debidas a las infraestructuras en transporte del gas. El caso más revelador es el de Argentina, donde el gas representa un 50% de la demanda energética por la utilización masiva del gas natural para vehículos. El consumo de este energético debería seguir incrementándose porque se prevé un crecimiento económico importante. Sin embargo, este país, que sigue siendo el primer productor, el primer consumidor y un exportador neto de gas, no es capaz de transportar el gas fácilmente de los centros de producción hacia las zonas de consumo; pues, esto depende de las importaciones de gas procedentes de Bolivia. Por otro lado, debido a incidentes de producción y transporte, o de alzas imprevistas en la demanda, los contratos de exportación hacia Chile, del cual Argentina es el único proveedor, se han suspendido frecuentemente.

Otro freno al crecimiento de los intercambios es el precio pagado por los países importadores de gas. Bolivia, que es el principal país exportador de la región, padeció durante mucho tiempo de su situación de dependencia. Las exportaciones a Brasil y Argentina crecieron paulatinamente desde hace diez años, a favor de un alza importante en la producción

(duplicada entre 2002 y 2006), para alcanzar respectivamente 9 Gm³ y 2 Gm³. Pero esta alza en la importación no incrementó el valor del gas, que se vendía a muy bajo precio (10 a 20 dólares por barril equivalente de petróleo-\$/bep) hasta la crisis de mayo de 2006. En este momento, el gobierno boliviano publicó un decreto de “nacionalización”, acompañado por la exigencia de un alza del 60% en el precio del gas. El precio debía subir progresivamente hacia un nivel de 30 \$/bep, sin embargo, la crisis afectó a Brasil, que resintió su dependencia hacia Bolivia.

Así pues, en estos últimos años, Bolivia, Argentina, Brasil y Chile han tenido que padecer una situación poco conveniente en cuanto a los precios del gas, así como por las suspensiones en el suministro de este energético. El proyecto del “anillo energético” en forma de gaseoducto entre Argentina, Brasil, Chile, Perú y el Uruguay, planea desarrollar los intercambios internacionales. Sin embargo, presenta pocas probabilidades de realizarse. En efecto, Perú favorece las exportaciones de GNL en el mercado norteamericano, lo que resultaba más rentable: Por su lado, Bolivia y Venezuela, principales poseedores de reservas, no participan en el proyecto.

Venezuela, que dispone de las más amplias reservas del subcontinente, pretende dar la solución para estabilizar los intercambios, a través de la construcción del *Gaseoducto del Sur*. Se trata de un ducto de más de 8 000 kilómetros destinado a conectar las reservas venezolanas con los principales centros de consumo en Brasil, Uruguay y Argentina. Pero la factibilidad –a mediano plazo– de este proyecto está limitada por su costo (20 mil millones de dólares), las dificultades medioambientales para la travesía de la Amazonia, y los plazos importantes de realización. El costo del transporte por gaseoducto sería muy poco competitivo con relación a un transporte por metanero, considerando las enormes distancias entre los puntos de distribución.

Al parecer, la solución más viable en el plano técnico consistiría en reforzar las interconexiones entre Bolivia, Argentina, Brasil y Chile. Pero ello se topa con los planes de Chile y Brasil: ambos países quieren diversificar sus suministros, por la alza de los precios del gas boliviano. También se topa con las dificultades que Bolivia ha tenido recientemente para aumentar su producción gasera. Así, la mayoría de los países de Sudamérica se está orientando hacia el gas natural licuado (GNL).

ALGUNOS ELEMENTOS
SOBRE EL CONTEXTO INTERNACIONAL
DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)

El comercio del gas natural licuado (GNL) ha registrado una progresión muy importante desde mediados de los años de 1990, con un crecimiento superior al 7% al año. Este desarrollo se explica en parte por la rarefacción de los recursos próximos de los grandes mercados consumidores, y, por otra parte, por una disminución de los costos de transporte del gas bajo forma licuada; estos costos se redujeron a la mitad en quince años, por las economías de escala y la disponibilidad de nuevas tecnologías.

La reducción del costo de transporte permitió conectar parcialmente los mercados regionales, en particular, arbitrajes en caso de escasez de gas. En contraposición a lo que sucede con el petróleo, el mercado sigue siendo todavía esencialmente regional: el transporte del GNL sigue siendo menos flexible y más costoso que el transporte del petróleo. En efecto, los costos de una cadena GNL (fábrica de licuefacción, metaneros, unidades de regasificación) no permiten tener capacidades inutilizadas importantes. Asimismo, el costo del transporte es aproximadamente de 10 \$/barril para atravesar el Atlántico, contra 2\$/b para transportar petróleo sobre el mismo trayecto.

El mercado atlántico del GNL es especialmente dinámico, por el crecimiento constante de la demanda, mientras que la producción en Norteamérica y en Europa declina. La presencia de nuevos países productores de gas (Nigeria, Trinidad y Tobago, Guinea Ecuatorial) permite que crezcan los intercambios. Pero la travesía del Atlántico se realiza sólo cuando hay una crisis en el suministro que induzca una fuerte diferencia de precios entre Estados Unidos y Europa. Esto sucedió, por ejemplo, después de los huracanes que azotaron el Golfo de México en 2005.

Sobre la cuenca atlántica, Europa debe importar una gran cantidad de gas para satisfacer su demanda (las importaciones de GNL representan un 14% de la demanda de la Unión Europea). Estados Unidos igualmente importa GNL, puesto que sólo satisface un 3% de su demanda. África es exportador de gas, y Sudamérica (fuera de Trinidad y Tobago) no desempeña hoy un papel significativo en el mercado mundial. De esta manera, el precio del GNL tiende a alinearse sobre un precio “europeo” del gas.

LA MAYORÍA DE LOS PAÍSES SE DIRIGE HACIA EL GNL

Al mismo tiempo que América del Sur es suficientemente rica en gas, la mayoría de los países se orientan hacia la licuefacción del gas para los países productores y la regasificación del gas para los países consumidores. Esto tendría sentido si las distancias a recorrer tuvieran la importancia suficiente para que la construcción de gaseoductos resultara económicamente rentable, o si la construcción de tales gaseoductos planteara problemas ecológicos o técnicos insuperables. Pero parece que la principal razón por la cual los países productores como países consumidores voltean hacia el GNL es el descontento por el precio: los países productores consideran que no se valorizan sus recursos como lo

podrían hacer en los mercados internacionales. Por su parte, los países consumidores consideran que las alzas de precio sufridas recientemente, a raíz de las decisiones de Bolivia, son injustificadas y que el mercado del GNL proporcionará cantidades de gas importantes a un precio menor.

Así pues, Perú considera más rentable vender GNL a Norteamérica que a sus vecinos. El proyecto Camisea, situado al sur de Perú, que funcionará a partir de 2010, proporcionaría entonces a Repsol YPF 4.5 mil millones de m³ de gas al año destinados a la fábrica de gasificación de Manzanillo para abastecer centrales eléctricas mexicanas. El precio de venta del gas sería de casi 35 \$/bep. Varios proyectos de licuefacción de gas se anunciaron a principios de los años 2000 en Venezuela, pero no parecen concretarse a pesar de los recursos gaseros importantes del país.

Por su parte, Chile debe hacer frente a un fuerte aumento de su consumo gasero desde hace unos diez años, por la instalación de varias centrales de producción de electricidad a partir del gas. Chile ha previsto construir una terminal de gasificación en Mejillones, para garantizar, a corto y largo plazo, el aprovisionamiento en energía del norte del país que padece de restricciones recurrentes en las entregas de gas procedentes de Argentina. La decisión de invertir en GNL, tomada en septiembre de 2007, ilustra la imposibilidad de encontrar un acuerdo con Bolivia para la importación del gas: el recuerdo de la guerra del Pacífico en 1873 por el acceso al mar sigue presente.

Brasil, de ahora en adelante, firma acuerdos de asociaciones con Nigeria y Algeria para compras específicas de GNL. A pesar del elevado precio de las entregas de GNL (hoy cerca de 40 \$/bep), esta tecnología aparece como una fuente de diversificación y de seguridad de abasto. Al parecer, Brasil optaría por soluciones de gasificación a bordo de los metaneros, permitiendo encaminar el gas en donde se ubica la demanda, mediante la instalación de varias terminales de recepción a lo largo de la costa atlántica.

EL GNL, HERRAMIENTA DE MEDIACIÓN

Pero estos anuncios de optar por el GNL se enfrentan con las realidades económicas: para Brasil o para Chile, el GNL no podrá ser competitivo con relación a las importaciones de gas boliviano. En periodo de tensiones sobre el abasto energético de una de las tres grandes regiones de consumo (Norteamérica, Europa o Asia), el precio del GNL puede alcanzar los 100 \$/bep, lejos de los 30 \$/bep exigidos por Bolivia. Los proyectos brasileños no podrían responder al tamaño de las necesidades gaseras del país: las infraestructuras previstas son ligeras, la regasificación se realiza a bordo del metanero y, por lo tanto, se destinan únicamente a resolver demandas puntuales. Además, el número de metaneros disponiendo de unidades de gasificación seguirá siendo poco elevado. Su disponibilidad en caso de necesidad no será garantizada: Estados Unidos e Inglaterra se han dotado de infraestructuras que permitirán recibir tales metaneros, por lo que Brasil tendrá que ofrecer un precio más elevado.

Del lado de los países productores, si bien los proyectos de Perú avanzan, en cambio, para Bolivia o Venezuela, la licuefacción del gas parece un proyecto lejano.

Por ello, anunciar una preferencia por el GNL parece, antes que nada, un medio de presión hacia los países productores y consumidores. Es necesario lograr, a largo plazo, un ajuste de los precios regionales con relación a las cotizaciones mundiales del GNL.

Una vez encontrado un “justo” precio del gas, América del Sur podrá enfrentar sus retos de manera unida: aumentar la producción gasera, realizar las inversiones en infraestructuras (gaseoductos procedentes de Bolivia, fábricas de licuefacción en Venezuela, unidades de gasificación en Brasil y Argentina) que permiten tener la capacidad de transporte suficiente. Mientras tanto, será necesario adaptar la demanda gasera a los recursos disponibles.

SEGURIDAD ENERGÉTICA
EN AMÉRICA LATINA:
REFLEXIONES SOBRE LA EXPERIENCIA
DEL CONO SUR

EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS¹

REFLEXIONES INICIALES
SOBRE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA:
¿CÓMO DEFINIR LA SEGURIDAD ENERGÉTICA?

De acuerdo con Alhajji,² la seguridad energética (SE) es un concepto vago: existen más de quince distintas definiciones en la literatura especializada. Por lo tanto, no es sorprendente que las opiniones de los expertos estén divididas en dos grandes grupos. El primer grupo considera que la SE es un concepto vacío, habitualmente manipulado por los políticos para respaldar políticas energéticas deficientes y, con frecuencia, en contra de las reglas del mercado. El segundo grupo considera a la SE como un asunto real, que requiere atención así como políticas energéticas sólidas y específicas. Con el tiempo, el debate internacional sobre la energía se ha movido de manera pendular entre estas dos posiciones extremas. Actualmente, parece prevalecer la visión que enfatiza la importancia de la SE.

¹ Profesor Asociado, Universidad de São Paulo, Brasil.

² Alhajji (2007).

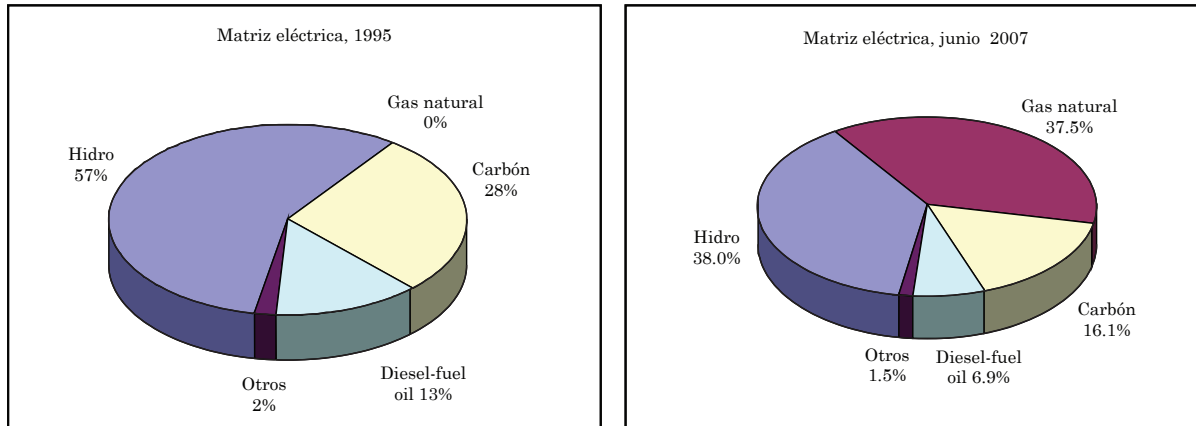
Históricamente, la discusión sobre la SE estaba limitada al petróleo, el recurso energético de mayor intercambio comercial. Durante la década de los setenta, y a principios de la década de los ochenta –del mismo modo que hoy en día– los países consumidores de petróleo se preocupaban por la seguridad de su suministro de petróleo (proveniente principalmente de fuentes extranjeras, y frecuentemente, inestables). A finales de los años ochenta y principios de los noventa, los países productores de petróleo enfocaron su atención a la cuestión de su acceso a los mercados. Últimamente, el debate sobre SE traspasó las fronteras del petróleo y comenzó a afectar otras alternativas energéticas, particularmente el gas natural, incluyendo el gas natural licuado (GNL).

Con la extensión del debate, las complicaciones también aumentan. En primer lugar, el crecimiento del riesgo de una crisis energética incrementa la inseguridad energética, sin embargo, mayor inseguridad no implica necesariamente crisis energética. Además, el debate relativo a la seguridad o la inseguridad energética usualmente se relaciona con discusiones sobre la independencia o la interdependencia energética. Con frecuencia conllevan a utilizar argumentos políticos y nacionalistas. El Cono Sur provee ejemplos sobre la confusión fácil que hay sobre estos dos asuntos.

En Chile, los bloqueos unilaterales en las exportaciones de gas natural, provenientes de Argentina, impusieron dificultades energéticas insostenibles que se convirtieron en un asunto de seguridad energética de primer orden. De acuerdo con Tokman,³ y como se muestra en la gráfica 1, después de las sequías a principios de los años noventa, Chile intentó asegurar su suministro de energía eléctrica privilegiando las importaciones de gas natural argentino. La diversificación de las fuentes de suministro puede ser

³ Tokman (2007).

Gráfica 1. Evolución de la matriz eléctrica chilena



Fuente: Tokman (2007).

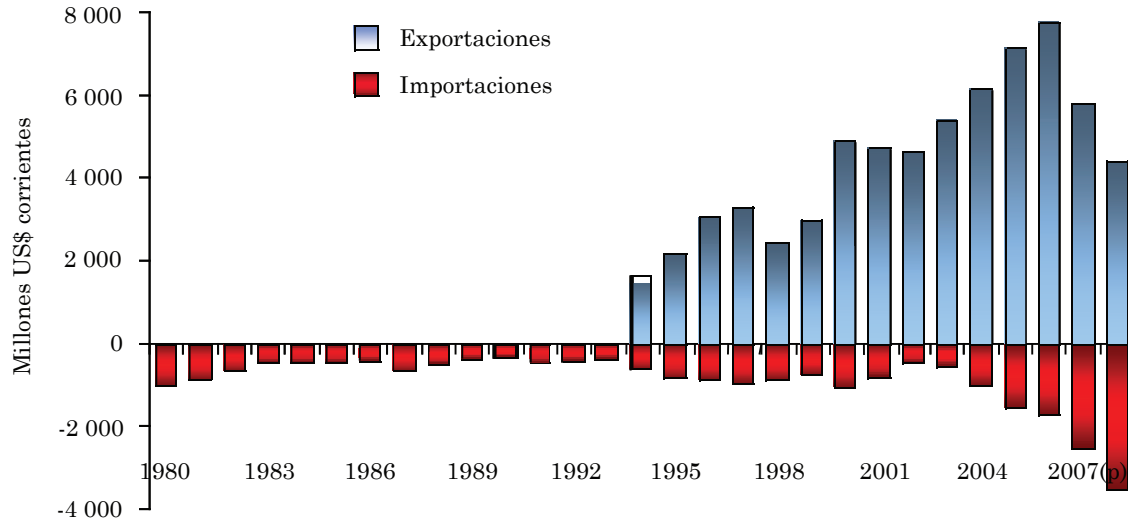
considerada como una política favorable a la SE. De este modo, en 1995, Chile produjo más del 50% de la suma total de su electricidad a partir de fuentes hídricas. En 2007, el gas natural ya había ocupado el 37.5% del abastecimiento eléctrico del país. Desde la perspectiva chilena, la inseguridad energética está claramente relacionada con la creciente dependencia hacia un vecino que no le brinda demasiada confianza (por el contexto histórico y porque Argentina llegó a adoptar políticas que conducen a racionamientos energéticos).

Para Argentina, por otro lado, la inseguridad energética es concebida en términos del comportamiento poco confiable de las compañías energéticas (principalmente los inversionistas extranjeros), que no se responsabilizan para invertir e incrementar la disponibilidad de la energía nacional. Las políticas energéticas nacionales tampoco son favorables pues se gestionan a partir de manejos políticos de los recursos energéticos, lo que reduce la atracción que pueda ofrecer el mercado nacional para nuevos inversionistas. Desde 2002, con la recuperación económica del país, el consumo de gas natural aumentó rápidamente mientras que la producción no se ha recuperado. Para Gerold,⁴ como se muestra en la gráfica 2, a largo plazo, las exportaciones de gas y energía de Argentina deberían descartarse. Este país se va a transformar en importador de energía y enfrentará problemas estructurales de inseguridad en su suministro de energía.

En Brasil, durante la crisis de energía eléctrica de 2001, la escasez hidroeléctrica nacional creó una sensación de inseguridad energética. En ese momento, tal y como pasó en Chile, la diversificación de fuentes de suministro de energía hacia las importaciones de gas boliviano (y también de Argentina) se veía como una estrategia eficaz para reducir la

⁴ Gerold (2007).

Gráfica 2. Balanza comercial energética de Argentina



Fuente: Gerold (2007).

alta dependencia del país en la energía hidroeléctrica. Sin embargo, a partir de 2002, las importaciones de gas se convirtieron rápidamente en la principal fuente del sentimiento de inseguridad energética. Para Tavares,⁵ las importaciones de Argentina no pueden ser consideradas como fuentes seguras de largo plazo para Brasil. En efecto, si Bolivia mantiene los suministros establecidos en el contrato para hacer viable la construcción del gasoducto que la conecta al Brasil, ya no dispone de capacidad de producción para satisfacer la demanda energética futura de sus vecinos.

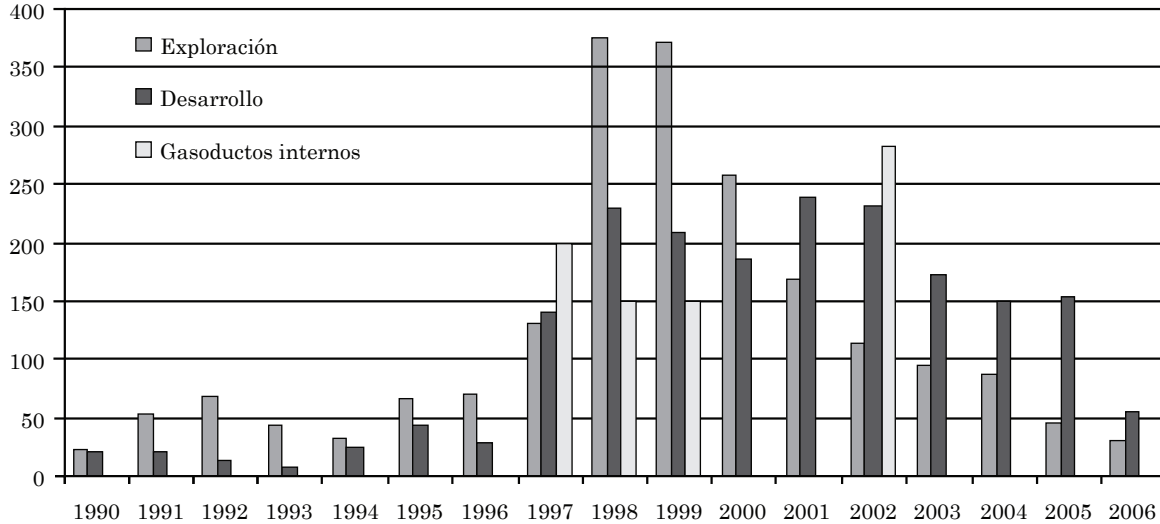
Las gráficas 3 y 4 muestran que las inversiones de la industria petrolera o del gas en Bolivia presentan bajas importantes desde 2002. Esto apunta a un cambio con la tendencia de finales de los años noventa, cuando Bolivia pretendía transformarse en el principal exportador de gas de la región. De este modo, incluso Argentina que presenta caídas en sus reservas de energía no puede satisfacer su demanda sólo con las importaciones del gas de Bolivia. Para mantener los flujos acordados a Brasil y proporcionar más gas a su creciente mercado, Bolivia tiene que reducir las exportaciones a Argentina.

Reales o potenciales, muy fácilmente las crisis energéticas vuelven a ser un asunto político. Los políticos y la sociedad deben tomar decisiones difíciles sobre asuntos complejos y, casi siempre, el debate desborda y se transforma en un torrente de declaraciones políticas vacías contra las importaciones de energéticos, proponiendo una mayor dependencia en el autoabastecimiento. Esto representa simplemente otra cara de un creciente nacionalismo energético, alimentado por dicho sentimiento de inseguridad energética que está extendiéndose.

⁵ Tavares (2008).

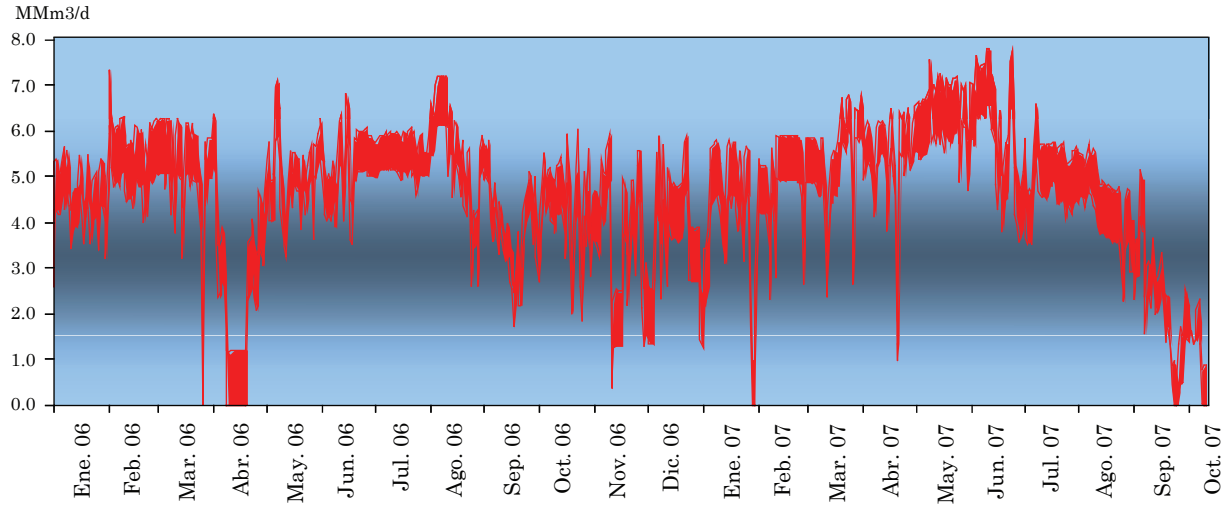
Gráfica 3. Inversiones en petróleo y gas en Bolivia

US\$ MM



Fuente: Gerold (2007).

Gráfica 4. Gas importado por Argentina desde Bolivia



Fuente: adaptado de Gerold (2007).

EL MANEJO DE LOS ASUNTOS
DE SEGURIDAD ENERGÉTICA
CON UNA PERSPECTIVA MÁS AMPLIA

La primera dificultad, al enfrentar un asunto de SE, es distinguir entre el corto y el largo plazo. Las perspectivas más visibles e inmediatas son materiales y energéticas; afectan directamente las actividades económicas y las condiciones sociales. Sin embargo, la SE también debe ser analizada desde una perspectiva más amplia, incluyendo otros factores económicos y también otras variables sociales, geopolíticas y ambientales.

*La perspectiva material
de la seguridad energética*

Desde una perspectiva material o puramente energética, como lo describe Alhajji,⁶ la SE significa tener recursos energéticos disponibles para proteger el aparato de seguridad nacional, es decir *impulsar el aparato militar nacional*. Éste es un problema común a los productores y los consumidores de energía; involucra principalmente al acceso a los productos energéticos finales.

A pesar de todas las controversias políticas y fronterizas que aún existen en el Cono Sur, esta dimensión de la SE no parece ser un problema considerable en la región. Sin embargo, como lo propone Moutinho dos Santos,⁷ el aumento en la percepción de riesgo que afecta toda la zona y el resurgimiento de problemas geopolíticos regionales que parecían adormecidos originan (aunque de una manera muy leve por ahora) amenazas de “carreras armamentistas” que estaban presentes en los años sesenta y setenta. Esa consideración de seguridad nacional –desde una óp-

⁶ Alhajji (2007).

⁷ Moutinho dos Santos (2007).

tica militar— es particularmente preocupante en el caso de Bolivia, cuando sus provincias productoras pugnan por más autonomía. La escalada de los conflictos nacionales en Bolivia puede involucrar toda la región y adquirir dimensiones inesperadas, pues las condiciones de inestabilidad ya se encuentran presentes.

Esto arruinaría los esfuerzos de integración regional y la SE estaría aun más comprometida en todos los países. Por lo tanto, es fundamental que no se suspenda el diálogo acerca de una política común en cuanto a la seguridad regional, también es importante apaciguar la desconfianza mutua y recrear un “espíritu de futuro común entre los países”.

Proteger las instalaciones energéticas
contra el terrorismo o la guerra

Éste es también un problema común a consumidores y productores. Y siempre ha sido un tema menor para América Latina. Sin embargo, como lo describe Moutinho dos Santos,⁸ en particular en Brasil, es posible detectar preocupaciones crecientes hacia Bolivia y su incapacidad para atender sus principales problemas sociales y políticos. Las comunidades indígenas inconformes en Bolivia continúan amenazando con bloqueos y rupturas que llevan a reducciones en las exportaciones de gas natural. Las consecuencias de una posible guerra civil en el país vecino son percibidas con gran temor por Brasil, Chile y Argentina, que manejan fronteras de grandes dimensiones con Bolivia y dependen de infraestructuras difíciles de proteger para mantener los flujos de gas boliviano.

⁸ Moutinho dos Santos (2007).

Prevenir interrupciones repentinas y severas en el flujo de energía del país

Éste es principalmente un problema para los consumidores de energéticos. Esta perspectiva, de acuerdo con Tokman,⁹ se volvió una verdadera pesadilla para Chile enfrentado a abruptos cortes en las importaciones de gas argentino con alternativas más costosas y de corto plazo basadas en petróleo, cuyo precio se ha venido disparando en el mercado internacional. Este es también un problema para Brasil: su dependencia en la energía hidroeléctrica parece estar tambaleándose y, por otro lado, el “escudo de gas natural” basado en las importaciones de Bolivia no resulta suficiente. Una eventual amenaza de inestabilidad conjunta en los suministros hidroeléctricos y de importación de gas desde Bolivia sería muy difícil de manejar hasta 2015.

Garantizar mercados para las exportaciones de energía

Éste es un problema que afecta directamente a los países productores y exportadores de energía. Los riesgos para los exportadores de petróleo se hicieron evidentes en los años ochenta: sus mercados tradicionales disminuyeron puesto que los países importadores de petróleo desarrollaron fuentes de energía competitivas (aunque muchas veces subvencionadas) y emplearon iniciativas para generar usos más sensatos y racionales de la energía. En el Cono Sur, las sinergias estructurales de complementación energética entre los países deberían modificarse totalmente a partir de 2010-2012. Brasil y Chile representan las fuentes más importantes de esas transformaciones.

⁹ Tokman (2007).

Brasil avanza con proyectos gasíferos *offshore* e importación de gas natural licuado (GNL). Además, desde 2007, el país descubrió yacimientos de petróleo y gas aparentemente de grandes dimensiones. El estímulo de la competencia entre las fuentes internas de gas natural y las importaciones, principalmente desde Bolivia, no solamente parece posible sino casi inevitable. En Chile, la decisión de importar GNL —a Santiago y Norte Grande—, así como la promoción de nuevas inversiones en generación eléctrica a carbón e hidroeléctricas deberían fomentar también mayor competencia para las fuentes de gas a nivel regional. Se prevén, por tanto, cambios fundamentales en el suministro energético en todo el Cono Sur; requerirán mayores inversiones, pero permitirán superar los problemas de inseguridad energética en el periodo 2008 a 2010-2012. Esa nueva situación agravará los problemas para el crecimiento de mercados en Bolivia y agravará el problema de SE a un país que, en el largo plazo, depende de la demanda de gas de los países importadores.

La dependencia boliviana de las importaciones argentinas aparece casi irrevocable. Sin embargo, tal dependencia involucra otras formas de riesgo. La situación económica y energética en Argentina está lejos de encontrar una solución aceptable, que sea a la vez atractiva para los proveedores de energía (nacionales o exportadores), y también, para los inversionistas, con el fin de garantizar una integración factible de los mercados.

La perspectiva económica en la seguridad energética

Desde una perspectiva económica, la SE significa garantizar un suministro confiable y adecuado de energía a un “precio razonable”. Aunque podría ser fácil definir qué es un suministro adecuado (ajustado a las necesidades de los consumidores) y confiable (con bajo riesgo de una interrupción

inesperada), resulta totalmente distinto determinar qué es un “precio energético razonable”. En efecto, los productores y los consumidores tienen puntos de vista radicalmente distintos en este aspecto.

Del mismo modo que los precios altos pueden representar una amenaza para los consumidores, un escenario opuesto –con precios bajos– es definitivamente un peligro para los productores. Esto, a largo plazo, terminará por crear inseguridad para los consumidores. Así, la SE desde una perspectiva económica debería considerar por lo menos dos elementos.

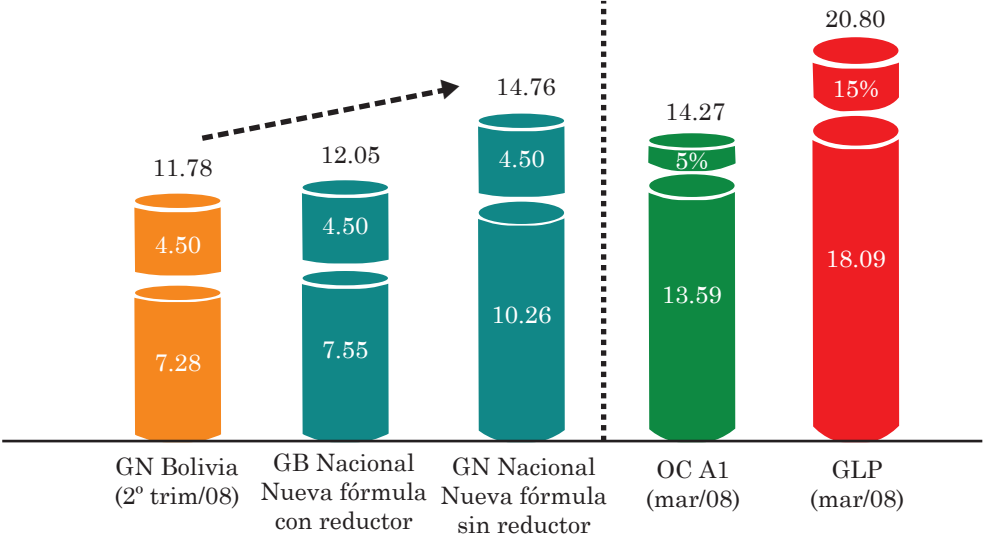
Eludir aumentos (o descensos) abruptos en el precio de los energéticos

Más importante que el precio en sí mismo, son los cambios súbitos –altibajos– los que pueden crear dificultades económicas para los consumidores y/o productores de energía. Además, para cada país en particular, es necesario considerar la importancia de la energía en el total de la balanza comercial. Brasil y Bolivia tuvieron conflictos en relación con el precio del gas: ambas partes los vieron como intentos malintencionados y unilaterales de fijar un “precio injusto” para el gas. A principios de 2008, de acuerdo con Tavares,¹⁰ y como se muestra en la gráfica 5, el gas boliviano llegó a los consumidores brasileños con un precio ligeramente inferior al gas producido en Brasil.

Los ajustes requeridos no deberían implicar negociaciones traumáticas originando un clima de tensión política y de desconfianza mutua. Por otro lado, puesto que el gas natural vendido en Brasil tiene un precio equivalente al gasoil, la sustitución energética en la industria vuelve a ser más difícil. En relación con la generación eléctrica del gas, la situación en el mercado brasileño es más compleja e incierta, porque

¹⁰ Tavares (2008).

Gráfica 5. Precios del gas en Brasil



Fuente: adaptado de Tavares (2008).

el gas es la alternativa más competitiva en los momentos de sequía, cuando el suministro hidroeléctrico es insuficiente. Sin embargo, la mayor parte del tiempo, los precios de la electricidad en Brasil no permiten que se produzca gas sin que se mantengan subsidios elevados. En el mediano y largo plazo, la competitividad del gas en relación con otras fuentes de energía tendería a aumentar. Sin embargo, la política energética brasileña promueve las grandes hidroeléctricas en el Amazonas y la producción creciente de petróleo. Puede mantener su matriz energética, viendo que, históricamente, es un país que nunca ha privilegiado al gas. En Argentina, el cuadro es aún más complejo, porque los precios practicados en los mercados internos parecen irreales y poco atractivos. Pero el país necesita un tiempo largo de transición hacia precios energéticos internacionales. Mientras no se lleven a cabo las decisiones políticas internas requeridas, todo precio de energético importado será considerado “injusto”.

Disminuir la volatilidad abrupta

Las incertidumbres que generan la alta volatilidad impactan tanto a los consumidores como a los productores. No sólo implicarán mayores dificultades para definir los gastos de energía (realizados por los consumidores) y el total de ventas (realizado por los productores) en el corto plazo, sino que obstaculizará la planeación de la inversión a largo plazo, por los riesgos crecientes.

Esta perspectiva económica de la SE es un asunto fundamental para los países de América del Sur. Argentina, Brasil, Uruguay y hasta Chile (como consumidores) son países cuyas actividades económicas se caracterizan por una baja productividad, alta intensidad energética y fuerte dependencia en la exportación de materia prima (por encima de los bienes tecnológicos) para pagar las importaciones

de energéticos. Por eso, son particularmente vulnerables a los cambios súbitos en los costos de los energéticos.

Por otro lado, Bolivia, Paraguay y Venezuela y, en menor medida, Argentina, Perú y Brasil (como productores de energéticos) son países altamente dependientes en los precios altos para sus exportaciones de energéticos; en efecto, los ingresos deben subsidiar el bajo nivel de precios, artificialmente establecido, del consumo interno de energéticos y amortiguar continuamente el gasto público. Además, en relación con el gas natural en particular, la construcción y/o expansión de la infraestructura gasera exige inversiones de gran magnitud y beneficios económicos de largo plazo. Para estas inversiones, la estabilidad económica, contractual y fiscal es esencial. La volatilidad excesiva de las condiciones económicas de los proyectos representan barreras importantes para los inversionistas, principalmente los privados, imponiendo la intervención estatal como única solución alternativa plausible.

AMPLIANDO EL DEBATE EN SEGURIDAD ENERGÉTICA

Una política o estrategia sensata en materia de SE debe adoptar un enfoque amplio. Al menos, debe incluir las cuatro perspectivas siguientes:

La relación entre los aspectos tecnológicos
y el uso final de los energéticos

Si ciertas tecnologías requieren energía específica, no todas las actividades económicas son igualmente vulnerables a un problema particular de inseguridad energética. La SE no se limita a garantizar el acceso a las fuentes de energía también implica la voluntad de dar a los distintos recursos el uso más apropiado. Esta perspectiva del uso final de

los energéticos casi nunca está presente en la mayoría de las políticas energéticas.

Energía y desarrollo

Tanto para los consumidores como para los productores, elevar la SE requiere tener acceso a mejores tecnologías. En efecto, los consumidores necesitan tecnología para incrementar su eficiencia; los productores la requieren para mantener su producción y también para asegurar que los ingresos derivados de las exportaciones sean utilizados en beneficio del desarrollo nacional. Cuando la sociedad no percibe que las exportaciones de materia prima conducen al desarrollo de la nación, en términos de un país más justo y con más oportunidades para todos, se incrementa el sentimiento nacionalista. Esto afecta también la atmósfera política.

Energía y seguridad social

La seguridad energética debe ser responsable, tanto en el plano social como también, y cada vez más, ambiental. En el corto plazo, se considera a menudo que subsidiar los energéticos permite reducir las inequidades sociales. Además, los impuestos aplicados a los energéticos se utilizan para reducir el déficit público y promover el equilibrio macroeconómico. Sin embargo, el mantenimiento de los subsidios y los gravámenes a largo plazo pueden provocar distorsiones en el mercado y mayores ineficiencias económicas y energéticas. Es menester impulsar la eficiencia y la productividad para reducir las tensiones sociales de largo plazo, promover mayor igualdad de oportunidades y de distribución del ingreso, y lograr un acceso a la energía más equitativo, incluso a precios reales.

Política internacional

Las transacciones energéticas deben ser consideradas como un elemento central en el comercio bilateral o regional. De hecho, el comercio de energéticos puede ser la base para ampliar las relaciones comerciales entre los países. Conduce a tejer relaciones diplomáticas y geopolíticas más extensas que pueden abarcar desde disputas por cuestiones fronterizas hasta la creación de un liderazgo regional o inversiones transnacionales realizadas por compañías nacionales.

CÓMO MEJORAR LA SEGURIDAD ENERGÉTICA

La SE no sólo es un concepto difícil de entender sino que intentar mejorar su definición es casi un “arte”. El primer paso es inclinarse, o bien por confiar en las fuerzas del mercado, o bien por la intervención gubernamental para fomentar la seguridad energética. No se trata de una decisión trivial, siempre implica asumir posiciones ideológicas que a menudo son vacías y permiten evadir preguntas fundamentales y difíciles como:

- ¿Las fuerzas del mercado son más eficientes (económicamente y políticamente) para resolver la crisis de energía?
- ¿Mayor competencia en los mercados energéticos conduce necesariamente a mayor seguridad?
- ¿Puede el gobierno enfocarse únicamente en promover mayor competencia como una estrategia para garantizar mayor SE? De ser así, ¿qué intervención gubernamental se requiere para incrementar la competencia en los mercados energéticos?
- ¿Pueden las fuerzas de mercado y las decisiones privadas impulsar y asegurar una mayor SE en el largo plazo sin un respaldo político?

Para Tokman,¹¹ Chile ha sido un ejemplo exitoso. Ha permitido demostrar los beneficios de una acción coordinada entre el gobierno y los empresarios, para paliar los efectos negativos durante la escasez de gas natural. Reconocer las dificultades de una crisis energética grave, y lograr un consenso social para encontrar soluciones rápidas y viables, son tareas políticas difíciles: requieren un fuerte liderazgo político para conseguir que los actores económicos revisen sus contratos previos y establezcan nuevas condiciones para sus relaciones comerciales. Además, el gobierno y las compañías privadas deben trabajar de la mano para encontrar estrategias energéticas alternativas, tanto de corto como de largo plazo.

Chile no ha renunciado a su modelo energético basado en el mercado, ni siquiera durante los momentos más críticos, cuando los cargamentos de gas argentino cesaron por completo. Las compañías energéticas mantuvieron los compromisos de largo plazo con el país, aun cuando sus beneficios a corto plazo se vieron amenazados.

Otro asunto a considerar es si se opta por la interdependencia energética o por la independencia energética para mejorar la SE. De acuerdo con Moutinho dos Santos,¹² el Plan Nacional Energético 2030 de Brasil (PNE-2030) restablece un proyecto nacionalista que busca reducir la dependencia energética de Brasil con respecto a los países vecinos. También establece claramente como meta lograr la autosuficiencia en la producción de gas natural en el futuro cercano. Por otro lado, Chile se rehúsa a depender de sus vecinos. De cualquier manera, estas políticas pueden reducir las opciones energéticas para Brasil y Chile, y comprometen su SE en el largo plazo.

¹¹ Tokman (2007).

¹² Moutinho dos Santos (2007).

Los países del Cono Sur aún necesitan encontrar una manera de crear nuevas formas de cooperación que sean más confiables y sostenibles entre productores y consumidores de energéticos. Las relaciones regionales de largo plazo no pueden ser afectadas por decisiones unilaterales o comportamientos oportunistas de cualquier lado. Los países, de manera individual, deben ceder buena parte de su soberanía para establecer sus propias políticas y estrategias energéticas. Los países deben fortalecer a las instituciones multilaterales para definir políticas públicas encaminadas hacia la armonización legal y fiscal; la resolución de conflictos, y el establecimiento de estrategias comunes que, en conjunto, favorezcan la SE regional.

Hay mucho camino por recorrer: casi no existen instituciones multilaterales en la región. Incluso al interior de cada país, las políticas energéticas aún son consideradas como elemento importante para la soberanía nacional y los gobernantes no parecen preparados para renunciar a su poder en beneficio de otra autoridad. Además, en cada país, frecuentemente las decisiones energéticas han sido tratadas de manera inadecuada y han sido subordinadas a intereses políticos o económicos más o menos legítimos. En la medida en que cada país se encuentra en una etapa distinta de desarrollo social, político y económico, sus compromisos hacia la adopción de decisiones estratégicas de largo plazo son totalmente diferentes.

Desafortunadamente, aún es posible que se den situaciones problemáticas en los planos económico, social y político, en Argentina o en Bolivia. Esto reduce las opciones y la escala de tiempo para tejer estrategias y podría provocar consecuencias desfavorables e impredecibles para sus sectores energéticos. Por otro lado, a pesar de sus numerosas dificultades de largo plazo en diversas áreas, incluyendo el sector energético, Brasil y Chile están mejor preparados para tener una perspectiva de largo plazo en cuanto a su SE.

Considerando que la región parece favorecer una mayor interdependencia económica, debería existir una manera de fomentar un acercamiento entre Brasil y Chile en asuntos de SE. Y, por lo tanto, los países deberían crear un punto de referencia permitiendo que la región construya su integración energética sobre nuevas bases: unos fundamentos más realistas, propiciando una verdadera colaboración, papeles bien definidos para el gobierno y los agentes privados, sociales y económicos, que favorezcan las reglas del mercado y la competencia sin sacrificar un proyecto geopolítico y estratégico global.

Tal proyecto, inspirado de una visión a largo plazo, como lo propone Alhajji,¹³ no debería considerar a la seguridad energética regional de manera aislada. Debería contemplarla como parte de una política de seguridad regional más amplia que implicaría que la integración regional energética sea la base de un desarrollo global, tanto para los productores como para los consumidores. La fuerza de la región para promover la seguridad regional provendría de su habilidad para utilizar sus recursos energéticos en la promoción de las aspiraciones por:

- Una sociedad libre con alto nivel moral y habilidad empresarial.
- Un compromiso de largo plazo con la productividad y la justicia (es decir producir riqueza con mayor igualdad social y mayor respeto al ambiente y las generaciones futuras), conduciendo, por lo tanto, a una mayor prosperidad.
- Transmitir esta prosperidad a los aliados, socios y amigos.
- Compartir las dificultades sociales, políticas y económicas.

¹³ Alhajji (2008).

Considerando que las condiciones económicas pueden cambiar de acuerdo con las nuevas circunstancias en el escenario energético global, la región podría reconstruir su integración energética gracias a los cuidados siguientes:

- El entendimiento de que la integración energética es un proceso dinámico.
- Negociaciones continuas sobre precios, y otros asuntos económicos, que permitan divisiones justas de los ingresos provenientes de los energéticos entre productores y consumidores.
- Compartimiento de los esfuerzos para una mejor eficiencia en la utilización de los recursos energéticos.
- Voluntad constante para adaptarse a las nuevas circunstancias, especialmente para introducir el uso de tecnologías.

CONCLUSIONES

Los países grandes en América del Sur disponen de recursos energéticos importantes. Por lo tanto, tradicionalmente han adoptado políticas energéticas autárquicas, centradas en el desarrollo de los recursos naturales y persiguiendo la autosuficiencia. En la década de los setenta, las decisiones geopolíticas de los regímenes militares que gobernaban los países en el Cono Sur permitieron la construcción de extensos proyectos hidroeléctricos binacionales, tales como la enorme Presa Itaipu, entre Brasil y Paraguay. En la década de los noventa, los gobiernos civiles, asociados con compañías energéticas nacionales y con inversionistas internacionales, promovieron una nueva era de integración energética, basada principalmente en vastos ductos de gas natural, como Gasbol, que conecta Bolivia y Brasil.

Paulatinamente, se creó un sentimiento de interdependencia energética como una estrategia regional para promo-

ver la SE. Chile se volvió 100% dependiente del gas argentino. Brasil, mediante la cooperación con sus vecinos, desarrolló una fuerte dependencia hacia la electricidad proveniente de Paraguay (aproximadamente el 15% del total de su suministro), y del gas natural de Bolivia (aproximadamente el 50% del gas natural vendido en el país hasta 2007).

Las rupturas en los contratos de suministro de gas a largo plazo que Argentina impuso de manera unilateral, así como las negociaciones bolivianas para intercambiar mayores provisiones de gas a cambio de tierra (con miradas hacia el Océano Pacífico y para recobrar los territorios perdidos tras la guerra contra Chile), acabaron por alejar a los chilenos de la idea que ve la interdependencia energética como un beneficio.

Para Brasil, las clases medias y altas urbanas se sintieron amenazadas y traicionadas por Bolivia, cuando aumentó unilateralmente el precio del gas. Se incrementaron con ello los costos energéticos para los consumidores de gas: eran principalmente industriales establecidos en los estados más modernos de Brasil que intentan sobrevivir a la competencia global. Además, la competitividad de la generación de gas en Brasil colapsó: la estrategia que se estableció, después de la escasez de electricidad de 2001, pretendía reducir la dependencia de Brasil en la energía hidroeléctrica nacional. Sin embargo, no podría sostenerse sin subsidiar enormemente a la electricidad.

Los brasileños que ya utilizaban gas natural (una elite minoritaria) también se sintieron traicionados por el gobierno. En efecto, creían que era vinculado a las políticas promovidas por los bolivianos y a los otros gobiernos populistas o izquierdistas de países, tales como Venezuela y Argentina.

Para el gobierno de Bolivia, es cierto que un aumento en las regalías y en los precios del gas ayudaría a reducir la desigualdad social al transferir los ingresos a las comunidades indígenas más pobres, que hasta ahora no han perci-

bido los beneficios de las ventas de gas. Además, la presencia dominante de inversiones transnacionales, aunque sean realizadas por compañías nacionales regionales, nunca ha contribuido a rescatar el sentimiento de “soberanía nacional” y de liderazgo propio en la toma de decisiones.

La alta dependencia por el gas puede haber limitado la acción de los gobiernos brasileño y chileno, en términos de política exterior, frente a Bolivia y Argentina, que habían violado varios principios fundamentales de cooperación energética e interdependencia. Bolivia confiscó varias inversiones de compañías internacionales (incluyendo la brasileña Petrobras) y la nueva Ley de Hidrocarburos redujo sustancialmente la atracción comercial para los operadores extranjeros. Sin embargo, la compañía boliviana nacional YPFB aún no tiene la capacidad financiera o tecnológica para promover las inversiones a largo plazo requeridas para mantener la producción de gas y las exportaciones. Así, mientras el gobierno boliviano intenta fomentar alianzas diplomáticas confusas con Argentina, Cuba, Venezuela e incluso con Irán, y como aspira encontrar salidas para los conflictos federativos del país, las estrategias brasileñas y chilenas para aumentar la SE siguen otros caminos, sin considerar las importaciones de gas boliviano como parte de la solución.

Sin embargo, el aislamiento de Bolivia (o incluso de Argentina) respecto a los países importadores de energía, atentos a resolver sus problemas energéticos, no es una solución definitiva ni sostenible. La SE, problema delicado para los productores, continuará incomodando y generando inestabilidades económicas, sociales y políticas en toda la región. Sólo esforzándose en “re-inventar la integración regional” se podrá salir del atolladero. Esto debería ser el asunto en el que se concentren los esfuerzos de negociación de los líderes regionales.

Para llegar a este fin, este artículo subrayó la importancia de un enfoque más amplio del tema, siguiendo a

Alhajji.¹⁴ También subrayó la necesidad de considerar la integración energética y la SE como elementos importantes, pero no únicos (y tal vez ni siquiera los más fundamentales), hacia una política de acercamiento entre “viejas parejas” que habían perdido interés en buscar un futuro común. Un nuevo proyecto geopolítico para el Cono Sur debe constituirse sobre la base más amplia de una *política de seguridad regional*, es decir en una política que integre también otros aspectos que se relacionan con la dimensión energética. La realización de estas nuevas aspiraciones dependerá de la habilidad de la región para utilizar sus recursos energéticos a favor de una mayor productividad, un impulso tecnológico más acentuado y una mejor distribución de la riqueza y las oportunidades.

BIBLIOGRAFÍA

- Alhajji, A. F. (2007), “What Is Energy Security?”, *Middle East Economic Survey*, vol. L, núm. 39, 24 de septiembre.
- ____ (2008), “What is Energy Security? Dependence, Interdependence and Energy Security”, *Middle East Economic Survey*, vol. LI, núm. 2, 14 de enero.
- Gerold, D. (2007), “Seguridad energética en el contexto regional. La visión de Argentina”, *Seminario Internacional. Seguridad Energética en el Contexto Regional*, Santiago, Chile, 18 de octubre.
- Moutinho dos Santos, E. (2007), “Energy Security in Latin America: Thoughts on the Brazilian Experience”, *Special Luncheon Speech: Seminario Internacional. Seguridad energética en el contexto regional*, Santiago, Chile, 18 de octubre.
- Tavares, M. (2008), “Riscos e oportunidades da indústria de gás natural no Brasil”, *VI Congresso Brasileiro de*

¹⁴ Alhajji (2008).

Planejamento Energético, Salvador da Bahia, Brasil, 28 de mayo.

Tokman, M. R. (2007), “Seguridad energética en el contexto regional. La visión de Chile”, *Seminario Internacional. Seguridad energética en el contexto regional*, Santiago, Chile, 18 de octubre.

SEGUNDA PARTE

LA REORGANIZACIÓN
DE LA INDUSTRIA PETROLERA
Y LAS EMPRESAS ESTATALES
EN AMÉRICA LATINA

ACTORES PÚBLICOS
Y ACTORES PRIVADOS
EN LA ACTIVIDAD PETROLERA
ARGENTINA

SÉBASTIEN VELUT¹

INTRODUCCIÓN

Desde el descubrimiento del petróleo argentino en Comodoro Rivadavia a fines del año 1907, las relaciones entre actores públicos, tanto nacionales como locales, y actores privados de distintos tipos han sido objeto de disensos. Su inestabilidad se debe, entre otros factores, a los cambios políticos e ideológicos de Argentina, pero también a las bruscas fluctuaciones económicas que marcan todo el siglo XX hasta la dramática crisis de 2001-2002. Interactúan también con la historia energética las dinámicas propias del federalismo argentino, o sea, de las relaciones entre nación y provincias.²

Los debates sobre las políticas energéticas en Argentina han tenido como eje central el problema del mejor uso de los recursos disponibles para el desarrollo nacional, y el papel respectivo del Estado y de las empresas, en especial las extranjeras. La creación y la posterior consolidación de la empresa nacional Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF),

¹ Encargado de investigación. Institut de Recherche pour le Développement (IRD). Centro de economía y ética para el medio ambiente y el desarrollo (CEED).

² Velut (2002).

fue parte de la respuesta, privilegiando la explotación de los recursos existentes en el país para el abastecimiento del mercado nacional. Sin embargo, la presencia fuerte de YPF a partir de los años 1930 no eliminó las empresas internacionales que operaron en Argentina por varias décadas, vinculadas a empresas privadas argentinas y al sector público. La privatización de la empresa en 1993 marcó un punto de inflexión importante en la historia petrolera y energética de Argentina. En pocos años, el país volvió a ser un exportador significativo de hidrocarburos, para enfrentar hoy un grave problema de escasez de recursos y achicamiento de los horizontes de producción.

A esta primera dimensión de la relación entre el Estado, la empresa estatal y las empresas privadas, nacionales o extranjeras, hay que agregar las tensiones entre provincias y nación propias del régimen federal. Se plantea, en particular, la cuestión de la participación de las provincias productoras en los beneficios de la explotación de sus recursos no renovables y el problema de las condiciones de acceso a la energía para las provincias que no disponen de hidrocarburos fósiles en su subsuelo. La privatización de 1993 fue también una federalización, que otorgó a los gobiernos provinciales mayores responsabilidades en la gestión de la actividad.

Quince años después, la situación energética, en especial petrolera, de Argentina parece crítica. Los requerimientos siguen una curva ascendente de manera tal que las insuficiencias del suministro fragilizan el crecimiento económico, y se traducen por situaciones de escasez de energía (cortes de electricidad, falta de gasoil en el campo para la cosecha, etc.) planteando la necesidad de generar una política energética distinta.

Los presidentes Néstor Kirchner (2003-2007) y Cristina Fernández de Kirchner (2007-2010) han interpretado un anhelo profundo de la sociedad argentina, cuestionando las reformas de estilo neoliberal propiciadas en los dos mandatos

de Carlos Ménem (1989-1999), y justificando políticamente e ideológicamente la vuelta del Estado en la actividad energética. Sin embargo, no hay vuelta atrás posible hacia el tiempo (¿feliz?) del estatismo petrolero: se han multiplicado los actores y el Estado nacional ha abandonado, quizás para siempre, algunas de sus potestades sobre el sector energético. Por otra parte, la caída de las reservas hace también inviable el estatuto de país exportador de hidrocarburos que tuvo Argentina por menos de una década.

Presentamos, en primera instancia, la evolución de los marcos regulatorios de la actividad desde el descubrimiento del petróleo, para mostrar la variabilidad de la repartición de funciones entre empresas privadas y públicas, y llegar a las reformas que prepararon y acompañaron la privatización de YPF. Analizamos luego la nueva organización de la producción, del transporte y de la distribución de los hidrocarburos y, finalmente, insistimos sobre los problemas actuales del suministro de energía en Argentina.

PLANTEAMIENTO DE LA PRIVATIZACIÓN DE 1993

Desde el descubrimiento de petróleo el 13 de diciembre de 1907 bajo el impulso de la Dirección General de Minas, los papeles respectivos del Estado y de las compañías privadas fueron objeto de debates, en un escenario dominado por más de medio siglo por YPF. La empresa estatal fue creada contra las empresas privadas que se habían lanzado en la explotación del petróleo, lo que generó conflictos en aquellas provincias que tenían recursos petroleros y querían participar de su explotación (como la provincia de Salta). Para estas, la actividad de YPF fue percibida como una expoliación y una prueba más del peso del centralismo porteño sobre las autonomías provinciales, garantizadas en principio por la Constitución Nacional.

Se puede relacionar este conflicto con el desarrollo de YPF en los territorios federales de la Patagonia, o sea, bajo la administración directa del gobierno nacional, que pasaron a ser las provincias de Chubut y Río Negro, con su respectiva autonomía, sólo en 1955. YPF no sólo se instaló en esas provincias, sino que moldeó o hasta creó las sociedades locales atrayendo trabajadores desde el resto del país hacia los centros urbanos, como Comodoro Rivadavia, “capital del petróleo argentino” o localidades menores, pero profundamente transformadas por la actividad petrolera, como Plaza Huincul y Cutral Có en la provincia de Neuquén.³

El general Enrique Mosconi, fundador y director de YPF, se esforzó para asegurar la autonomía energética de Argentina, con una mirada estratégica, pensando en la necesidad de abastecer el ejército argentino en caso de conflicto. De hecho, YPF fue la primera compañía pública de hidrocarburos, creada en 1922, algunos años antes de Pemex, para cuya fundación Enrique Mosconi fue invitado a México. Enrique Mosconi propuso una nacionalización completa de los recursos petroleros, que volvieron a ser “bien privado del Estado”.

No obstante, aunque YPF se benefició de algunas ventajas, no dispuso nunca del monopolio de la actividad de exploración y de producción. Trabajaba en algunos perímetros, y otros se concesionaban al sector privado.

La Constitución peronista de 1949 se acerca más a la nacionalización total, afirmando (art. 40) que los yacimientos de petróleo, de gas y de carbón son propiedad de la nación. La ley 14773 de 1958 establece brevemente un monopolio para YPF, que se suspende casi inmediatamente bajo la presidencia de Arturo Frondizi, contra lo que él mismo había planteado en su libro *Petróleo y política*. Arturo Frondizi lanza luego la “batalla del petróleo” para satisfacer la demanda nacional y autoriza un sistema de concesiones para

³ Vapñarsky (1983).

obtener un aumento más rápido de la producción, otorgando grandes superficies a las firmas multinacionales.⁴

Las concesiones petroleras concedidas bajo la presidencia de Frondizi se anularon bajo la de Arturo Illia, a partir de 1963, para renegociarse rápidamente bajo la forma de contratos de prestación de servicio, para detener la caída de la producción. Argentina no podía explotar sola los recursos petroleros.

La “Revolución Nacional” de 1966 que llevó al poder al general Onganía es en el origen de la ley 17319 sobre la actividad petrolera, todavía parcialmente en vigor. Este texto vuelve a considerar los yacimientos de hidrocarburos como parte del patrimonio inalienable de la nación. En cambio, su explotación puede ser realizada por empresas públicas, privadas o mixtas. La ley establece un sistema de concesiones, y fija, en particular, el pago de regalías al 12% de la producción, percibidas por la nación pero transferidas a las provincias... Un dispositivo que fue la causa de numerosos conflictos entre las provincias y la nación por los atrasos o el no pago de las sumas destinadas a las provincias. Del mismo modo, la ley autoriza el acceso de los terceros a las capacidades disponibles de las infraestructuras de transporte.

A principios de los años ochenta, el presidente Alfonsín invitó a las compañías extranjeras a presentar propuestas para concesiones en Argentina, en el marco del plan Houston, logrando atraer nuevas inversiones.

Así pues, al final de los años ochenta, el panorama de la actividad petrolera en Argentina se diversifica. Al lado de la empresa nacional, que es el actor dominante, operan compañías internacionales como Shell, presente en Argentina desde 1914, Total, desde principios de los años ochenta y empresas de capital nacional como Pérez Companc, Astra

⁴ Carrizo (2003).

y Bridas. Pero YPF jugó un papel orientador fundamental, estructurando el modelo energético nacional.

Este modelo se caracteriza por la supremacía de los hidrocarburos, en primer lugar el petróleo y en seguida el gas en el consumo, que siguen representando las mayores fuentes de energía. La disponibilidad de recursos fósiles justificó esta opción que fue acompañada por la construcción de un sistema técnico-económico para proporcionar estos recursos a los mercados. Se realizaron en particular grandes oleoductos y gasoductos, sobre considerables distancias, como el gasoducto San Martín, que mide más de 3 000 km, y une la Patagonia Austral con la Capital Federal, siendo en la época de su realización el más largo del mundo. Se construyeron refinerías para producir localmente los combustibles líquidos destinados al mercado interno, privilegiando la refinería de La Plata, propiedad de YPF que sirvió de base para un polo petroquímico. Otro polo petroquímico que utiliza el gas como materia prima se radicó en Bahía Blanca.

Ambos polos asociaban empresas privadas y públicas en una compleja red de flujos de materia. El despliegue de YPF en todo el territorio permitió igualar los precios de los combustibles líquidos en el territorio, a partir de su red de estaciones de servicios. Del lado de la producción, se extendieron las regiones productivas, que se encontraban inicialmente en el noroeste del país, del norte de la Patagonia (provincias de Mendoza, Neuquén y Río Negro) hacia el sur (Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego). Estos avances significaron la estructuración y, a veces, la creación de sociedades pioneras,⁵ cuyas actividades giraban en torno de la actividad petrolera y de una empresa que organizaba los distintos aspectos de la vida de sus dependientes a través de sus sindicatos y actividades sociales, pero no propiciaba su industrialización.

⁵ Palermo (1988).

La privatización de YPF, programada por el gobierno de Carlos Ménem en su primer mandato (1989-1995), era parte del vasto programa de privatizaciones destinadas a reactivar la economía argentina atrayendo capitales y empresas internacionales, y dejando a los actores privados una mayor libertad para actuar. La venta de la compañía petrolera fue uno de los principales hitos de esta estrategia debido a su peso económico, político y simbólico. A fines de los años 1980, la empresa estatal afrontaba serias dificultades: reducción de la producción, inversiones insuficientes, gestión poco ágil, y degradación de la rentabilidad. Para algunos autores (Bernal, 2005) la obligación de YPF a firmar acuerdos desventajosos con empresas privadas y a absorber demasiados trabajadores provocó esta situación. La debilidad de YPF sirvió de pretexto para su privatización y el presidente Carlos Ménem subrayaba que era la única compañía petrolera en el mundo con pérdidas. A pesar de todo, YPF disponía de reservas de 2 170 Mmb de petróleo y de una producción de 465 Mb/d y de importantes activos (redes de transporte y tres refinerías).

La privatización fue preparada por la reorganización de la compañía para hacerla más rentable y por la flexibilización de las reglas que regulaban el mercado del petróleo. El ingeniero José Estenssoro, nombrado en 1990 presidente de YPF por el ministro de Economía reestructuró la empresa, superando la oposición de los sindicatos. Vendió activos no estratégicos, redujo el personal, externalizó algunas actividades incitando a los empleados a convertirse en prestadores de servicios, logrando hacer de YPF una empresa rentable capaz de atraer inversores extranjeros. La empresa devuelve al Estado un centenar de concesiones marginales para su posterior licitación a empresas privadas⁶ y el Estado se hace cargo de las deudas acumuladas hasta 1990.

⁶ Kozulj (2002).

Por otra parte, se cambiaron las reglas del comercio de petróleo para dar más libertad a los actores privados (decretos 1055 y 1212 de 1989). Uno de los puntos clave fue la posibilidad de comerciar libremente los hidrocarburos extraídos y la libre disposición del producto de estas ventas en moneda internacional. El sistema centralizado de asignación del petróleo por la Secretaría de Energía, que asignaba alícuotas a las refinerías, fue suprimido, dejando a los productores la posibilidad de vender como lo entienden y por lo tanto modular su producción en función de las demandas del mercado internacional. La privatización no se limita pues a la venta de una compañía renovada: se inserta en un nuevo marco jurídico y político.

La privatización ha sido preparada por la Ley 24145 de 1992 de “federalización de los hidrocarburos” que atribuyó al Estado nacional el 51% de las acciones, 10% al personal y 39% a las provincias para compensar el pago de las regalías cobradas por la nación a las empresas, pero nunca entregadas a las provincias. La federalización permitió también el reconocimiento de la propiedad del subsuelo por las provincias sobre el continente y la plataforma continental hasta doce millas marinas de las costas, los recursos de la plataforma, más allá de las doce millas, siguieron siendo propiedad nacional. Esta medida contradujo la ley 17319 de 1967, que no ha sido formalmente derogada, y sirvió de marco a la actividad, cuando la definición de la propiedad de los recursos había cambiado. La Secretaría de Energía siguió siendo la autoridad de aplicación para la ley de petróleo, lo que incluyó la administración de las concesiones hasta el 2007.

La venta de la empresa se realizó en varias etapas. La cesión progresiva, inicialmente programada fue reemplazada por una venta rápida, al parecer para hacer frente a las apremiantes necesidades financieras del Estado argentino. Éste colocó en los mercados bursátiles 45.3% de sus acciones

y luego el 13.1%, sin buscar conformar un núcleo de accionistas, o involucrar actores del sector energético. A fines de 1993, el Estado sólo tenía un 20.3% de las acciones y las provincias un 4.7%. Los compradores fueron inversionistas internacionales, como fondos de pensión y de inversión, o empresas nacionales, como la petrolera argentina Pérez Companc. YPF gozó rápidamente de sus nuevas condiciones: su producción creció nuevamente y se internacionalizó comprando la petrolera Maxus. El valor de las acciones pasó de 10 dólares en 1993 (precio de venta) a 37 en 1998.⁷

A partir de 1998, Repsol toma progresivamente el control de YPF. Este actor nació de la privatización de la empresa pública española en 1989 y pretendía diversificar sus actividades y, sobre todo, adquirir activos en el *up stream* y reservas de hidrocarburos. Repsol empezó comprando al Estado argentino las acciones aún no vendidas, para luego lanzar una oferta pública de compra sobre el resto de los títulos que le permitió controlar el 98% del capital. El Estado argentino conservó sólo una “acción de oro” que le permitía nombrar un representante en el consejo de administración. Repsol cambia de nombre, llamándose Repsol-YPF, conservando así el adjetivo “fiscal” cuando no hay más propiedad pública de la compañía y de sus reservas. La adquisición de YPF permitió a Repsol aumentar sus reservas en un 64%, su producción en un 169% y sus beneficios en un 55 por ciento.⁸

La privatización fue asociada a una descentralización: descentralización de la propiedad de los recursos, descentralización relativa de la administración de las concesiones y descentralización de la percepción de los derechos petroleros que alimentaron directamente las arcas provinciales. El Estado argentino, al renunciar a toda influencia directa en la gestión de YPF, favoreció también un proceso de

⁷ Kozulj (2002).

⁸ CEPAL (2001).

internacionalización de la compañía. Permitió también a las compañías productoras vender tanto en el mercado nacional como en los mercados internacionales, en función de lo que consideraban más favorable, y llevando, por lo tanto, los valores del mercado interno de los combustibles líquidos a valores internacionales,⁹ mientras duró la paridad cambiaria entre el peso argentino y el dólar (1991-2001). Varios observadores han criticado el abandono por parte del Estado de los principales instrumentos de intervención y regulación sobre el abastecimiento del país en gas y en petróleo, que representaban en conjunto más de 80% de la energía primaria consumida en Argentina.

LA EVOLUCIÓN DESPUÉS DE LAS REFORMAS

Las reformas facilitaron la entrada en el mercado argentino de firmas internacionales, que se suman a las que, como Shell y Total, llevaban varios años de actividad en el país. La primera posee una refinería en el Gran Buenos Aires desde los años treinta y una red de distribución; la segunda era activa en *up stream*, y particularmente en el *off shore* patagónico. Repsol-YPF se convirtió en un actor central en todas las etapas de la actividad, desde la exploración hasta la distribución.

La producción sigue siendo fuertemente concentrada. Para el petróleo, Repsol-YPF viene seguido por Pan American Energy, y para el gas por Total Austral. Petrobras adquiere en 2002 la empresa familiar Pérez Companc, empezando a tener un papel significativo en el país, ubicándose en cuarta posición de productores. Varias empresas nacionales, o subsidiarias locales de grandes grupos tienen pequeñas concesiones productivas.

⁹ No se da esta misma igualación para el gas por motivos logísticos.

Cuadro 1. Principales compañías productoras en 2007

<i>Compañía</i>	<i>Petróleo (%)</i>	<i>Compañía</i>	<i>Gas (%)</i>
YPF	37.5	YPF	28.8
Pan American Energy	16.1	Total Austral	25.1
Chevron Argentina	8.3	Pan American Energy	11.6
Petrobras	7.9	Petrobras	9.4
Occidental Exp Arg	5.0	Plus petrol	8.6
Tecpetrol	4.9	Tecpetrol	3.5
Total Austral	3.8	Apache	2.2
Pluspetrol	2.5	Chevron Argentina	1.8
Petrolera Entre Lomas	1.9	Capex	1.6
Petro Andina	1.7	Occidental Exp Arg	1.1
Otros	9.5	Otros	2.4
Total nacional	233.9 Mb	Total nacional	780 250 Mpc

Fuente: Base de datos, Secretaría de Energía.

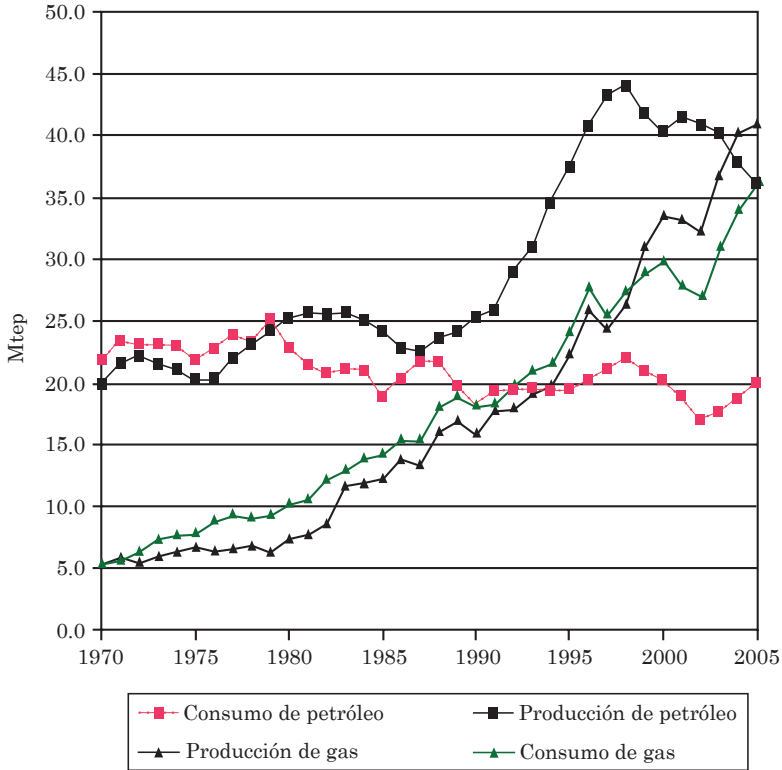
La entrada de capitales internacionales fue acompañada por un mayor uso de tecnologías avanzadas de recuperación de los hidrocarburos, pero no por esfuerzos significativos de exploración. En consecuencia, la producción de petróleo y gas aumentó, como lo muestra la gráfica 1.

La producción de petróleo permaneció ligeramente inferior al consumo hasta 1979. Después de esta fecha, superó el consumo, logrando así excedentes para la exportación. Al final de la década 1980 las curvas se acercaron de nuevo con un mínimo de producción en 1987. La producción creció suavemente hasta el 1991 y con mayor dinamismo hasta fines de la década, para disminuir hasta hoy. El auge exportador se limitó pues a estos años, que coincidieron con bajos precios para el petróleo.

Para el gas, el consumo y la producción siguieron curvas paralelas, con un pequeño déficit hasta 1998, compensado por importaciones desde Bolivia, que se conecta a la red argentina desde los años setenta. Sólo a partir de 1998 la producción supera el consumo interno, permitiendo disponer de excedentes para exportar, en este caso a Chile, y justificando la construcción de varios gasoductos transandinos en los sectores Norte (provincias de Salta y Jujuy, región de Antofagasta), Central (provincia de Mendoza, región Metropolitana) y Sur (provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego, región de Magallanes). Estas conexiones, que se presentaron como herramientas de integración energética del Cono Sur, no conforman un anillo que permita abastecer a los consumidores de la región con mayor seguridad. Tienden al contrario a abrir el sistema nacional integrado de Argentina, con conexiones punto a punto entre regiones productivas y centros de consumo.

Argentina volvió a ser exportadora de energía: los productos energéticos que representaban menos de 10% de las exportaciones totales hasta mediados de los noventa treparon a casi 20% en una década. Esa evolución da cuenta del

Gráfica 1. Producción y consumo de petróleo y gas 1970-2006



Fuente: *BP Statistical Review*.

crecimiento de la producción nacional y de las facilidades dadas a las empresas para exportar su producción.

Los beneficios económicos de la explotación de petróleo y de gas recaudados por el sector público vuelven a ser, por una parte, las regalías e impuestos pagados por las compa-

ñas a las provincias y al fisco nacional y, por otra parte, los eventuales derechos de exportación.

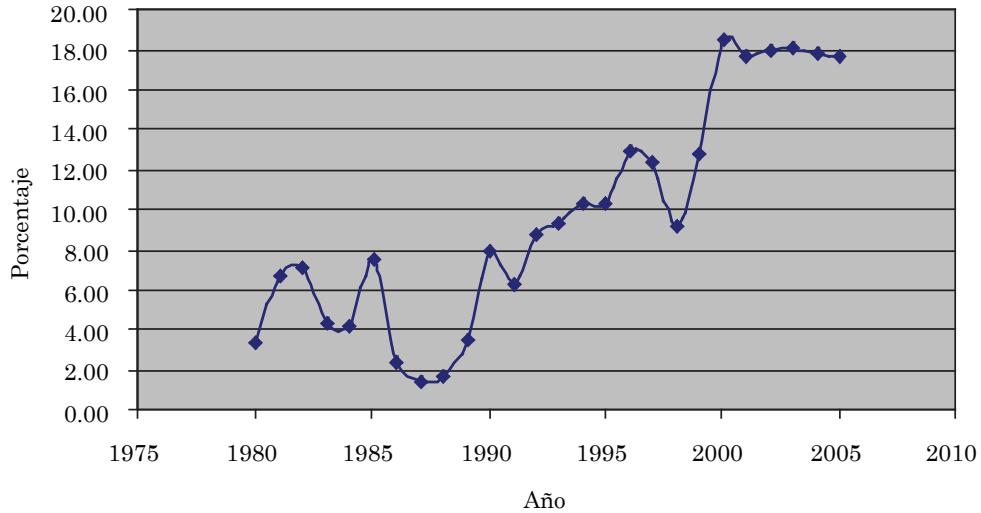
Sin embargo, por culpa de la disminución de la producción de gas y de petróleo y del aumento del consumo interno, producto de un fuerte crecimiento económico después de la devaluación de 2002, esta situación es inviable en el corto y mediano plazo. De hecho, las infraestructuras construidas en los años noventa, y particularmente el conjunto de gasoductos que cruzan la Cordillera de los Andes entre Chile y Argentina, no tienen el tránsito previsto planteando serios problemas de abastecimiento a los consumidores chilenos.

De las veinticuatro provincias argentinas, solamente diez tienen reservas de hidrocarburos y son provincias periféricas y poco pobladas, con la excepción de Mendoza y de Salta. En conjunto reúnen un poco menos de seis millones de habitantes, es decir, una sexta parte de la población nacional. En virtud de los nuevos dispositivos de gestión, perciben los pagos atrasados de regalías y los pagos provenientes de la actividad actual.

Los gobiernos provinciales se encuentran así con verdaderos “tesoros de guerra” y con flujos importantes de ingresos, en comparación con su población. Son estos recursos que dieron al gobernador de la provincia de Santa Cruz, Néstor Kirchner, la legitimidad política que le permitió llegar a la presidencia con sus “pingüinos” en 2003. El valor de estos recursos se multiplicó con la devaluación del peso argentino, puesto que las provincias perciben ingresos en dólares cuando sus gastos se realizan en moneda nacional.

De manera simétrica, las regiones de producción dominadas por YPF, atraviesan una grave crisis del empleo con la transición hacia modelos menos intensivos en mano de obra en regiones donde no existen actividades de sustitución para absorber los trabajadores despedidos. Estas tensiones afectan con más fuerza la región de Comodoro Rivadavia,

Gráfica 2. Exportaciones de energía
en las exportaciones totales; 1980-2005



Fuente: INDEC.

primera ciudad argentina del petróleo, y la parte norte de la provincia de Santa Cruz.

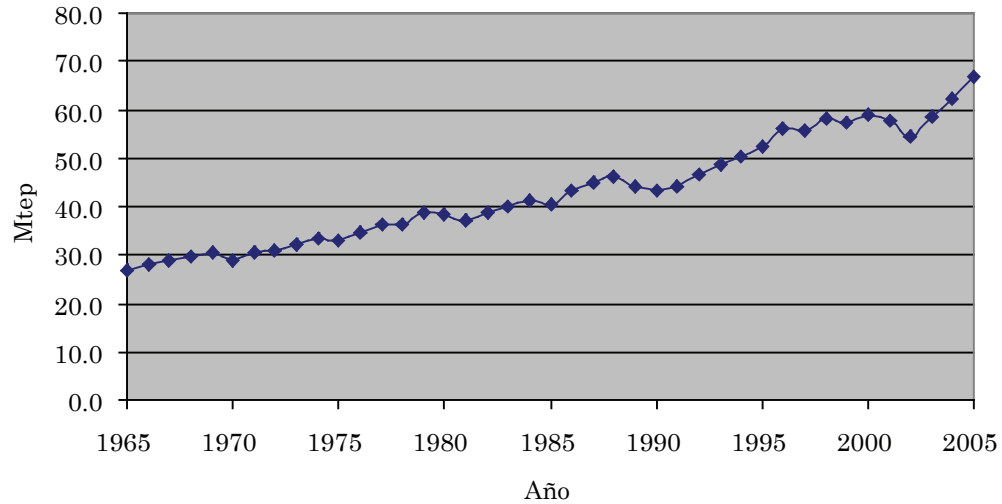
LOS DESAFÍOS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA

A partir de la crisis de 2001, el discurso oficial presentó la privatización y la desregulación como errores fundamentales: “fue un error estratégico privatizar YPF sin disponer de una estrategia energética nacional que garantice que las tareas desempeñadas por YPF y el conjunto de las empresas energéticas nacionales estén desempeñadas” (Jorge Lapeña, ex presidente de YPF y secretario de Energía en el gobierno de Raúl Alfonsín).

La necesidad de reformar la regulación del sector está acentuada por el crecimiento de la demanda, provocado por la recuperación económica del país. Petróleo y gas son vitales para satisfacer estas demandas, puesto que los proyectos de generación eléctrica como grandes represas y centrales nucleares se han discontinuado: la central nuclear Atucha II no está terminada y la gran represa de Yaciretá no funciona a plena potencia. La disponibilidad de energía pone en peligro el crecimiento económico, pasando a ser nuevamente una prioridad política para los gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Fernández de Kirchner. La interrupción de las exportaciones a Chile provocó tensiones diplomáticas entre ambos países.

Por otra parte, el crecimiento del consumo está sostenido por los precios muy bajos que pagan los consumidores argentinos. La desconexión entre precios internos y precios internacionales, que se podía manejar con una compañía nacional en situación hegemónica, es un factor de múltiples conflictos entre el Estado argentino y las empresas. Aquellas se quejan de los bajos precios internos y de los derechos de exportación que se establecen en un 45% del valor.

Gráfica 3. Consumo de energía primaria 1965-2005



Fuente: *BP Statistical Review*.

Tal política tiene costos: por un lado faltan incentivos para disminuir el consumo e invertir en nuevas capacidades (la eficiencia energética de la economía argentina es baja); por otro lado, la exploración nunca fue favorecida. En consecuencia, las reservas disminuyeron de 28 301 Mmb en 2001 a 21 761 Mmb en 2005 para el petróleo y de 26 950 trillones de pies cúbicos (tpc) a 16 070 tpc para el gas, reduciendo los horizontes de producción a unos diez años.

El regreso del Estado en la escena energética tuvo lugar con la creación en 2005 de una sociedad de derecho privado, pero con capitales públicos –compartidos entre la nación y las provincias– Enarsa, que recibió como dotación inicial las concesiones *offshore* para desarrollarlas, y tiene también el papel de encontrar energías alternativas. Es una estructura muy pequeña, de algunas decenas de personas, destinada a reactivar la producción de energía en Argentina. Se firmaron algunos acuerdos con Petrobras para campañas de exploración en *offshore*, y con PDVSA, que permitieron a Enarsa tener acceso a los recursos de la faja del Orinoco, sin condiciones definidas por el momento. Se destacan también proyectos de investigación en biocombustibles.

La federalización completa de los hidrocarburos se produce con el voto de la ley 26197, el 6 de diciembre de 2006, que contraviene el primer artículo de la ley de 1967 y reconoce a las provincias la plena propiedad de los recursos de su bajo suelo y el derecho a administrarla. Esta ley llamada “ley corta” ya que sólo comprende seis artículos, se conoce por sus oponentes como “ley de los emiratos”, que hace de cada provincia bien dotada un pequeño emirato petrolero que no solamente es propietario de los recursos de su subsuelo, pero que se convierte también en autoridad de aplicación para las concesiones petroleras. De hecho, muchas concesiones otorgadas a principios de los años noventa caducaron a partir de 2007, lo que llevó las provincias a renegociar directamente con las compañías.

Así, Pan American Energy firmó acuerdos, en abril de 2007 con la provincia de Chubut y, un año después, con la provincia de Santa Cruz, para extender sus concesiones. Eso pone de relieve el hecho de que las provincias petroleras asumen sus responsabilidades de gestión de los recursos, otra pregunta es si están en condiciones técnicas y políticas de hacerlo. Además, los acuerdos entre las provincias y Pan American Energy dan cuenta de preocupaciones propias de las provincias, incorporando medidas específicas para la realización de infraestructura, la educación y los proyectos de interés social. Pan American Energy anunció a principios de 2008 el descubrimiento de nuevas reservas en perímetros donde está asociada con las empresas provinciales de minería e hidrocarburos.

CONCLUSIÓN

El crecimiento económico argentino, que permitió al país superar la crisis de 2001-2002, por lo menos en términos de volúmenes producidos, es un elemento fuerte de legitimación de sus gobiernos. La escasez de energía es, sin embargo, el talón de Aquiles de este crecimiento, junto a las protestas de los sectores productivos, excesivamente perjudicados por las retenciones a las exportaciones. Dar solución a los problemas de abastecimiento energético es, por lo tanto, uno de los campos prioritarios de acción para el gobierno de Cristina Fernández, pero que implica reinventar un sistema de regulación de la actividad y de su desarrollo.

Las empresas internacionales volvieron a ser actores imprescindibles del panorama energético argentino, particularmente para la tan necesaria exploración. La nueva compañía nacional Enarsa no cuenta aún con los recursos que le permita jugar un rol orientador equivalente al que tuvo YPF. Las provincias petroleras empezaron a desarrollar estrategias propias para atraer inversiones, con el riesgo de

diferenciar al exceso las condiciones bajo las cuales estas concesiones serán acordadas. Resulta por lo tanto difícil imaginar lo que podría ser una política nacional de energía y de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

- Carrizo, Silvina (2003), “Les hydrocarbures en Argentine. Réseaux, territoires intégration”, tesis de doctorado, Universidad de París 3, París, 2003.
- Carrizo, Silvina y Sébastien Velut (2007), “Les enjeux énergétiques en Amérique du Sud”, en Couffignal (dir.), *Amérique latine 2007, Les surprises de la démocratie*, La documentation française (Les études de la Documentation française), pp. 105-118.
- CEPAL (2001), *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe*, CEPAL, Santiago de Chile.
- Fronidizi, Arturo (1955), *Petróleo y política: Contribución al estudio de la historia económica argentina y de las relaciones entre el imperialismo y la vida política*, Raigal, Buenos Aires.
- Kozulj, Roberto (2002), *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia los mercados minoristas de combustibles*, CEPAL.
- Palermo, Vicente (1988), *Neuquén, la creación de una sociedad*, Centro Editor de América Latina, Buenos Aires.
- Vapñarsky, César (1983), *Pueblos del norte de la Patagonia 1779-1957*, CEUR, Editorial de la Patagonia, Buenos Aires, Fuerte General Roca.
- Velut, Sébastien (2002), *Argentine. Des provinces à la nation*, PUF, París.

CAPACIDADES TECNOLÓGICAS
Y TRANSFORMACIÓN ESTRUCTURAL
DE UNA COMPAÑÍA PETROLERA NACIONAL
ANTE LA APERTURA ECONÓMICA
EN UN PAÍS EN VÍAS DE DESARROLLO

ANDRÉ FURTADO¹

INTRODUCCIÓN

La constitución de empresas públicas permitió que el proceso de industrialización en Brasil entrara en una nueva etapa. Este proceso, que comenzó en los años treinta del siglo pasado (durante la crisis mundial de 1929), se basó sobre todo en las industrias ligeras de bienes de consumo no duraderos. La industrialización brasileña carecía de complementariedad intersectorial en sus principios. Los sectores de infraestructura energética estaban en manos de empresas multinacionales que no mostraban gran disposición para invertir en el país: el estricto control de los precios de los productos energéticos y las dificultades para repatriar sus beneficios eran obstáculos importantes que limitaban su interés en invertir en el país.

En Brasil, las empresas públicas a cargo de los sectores de infraestructura (energía, telecomunicaciones, siderurgia) han ocupado un lugar central en el proceso de indus-

¹ Profesor. Departamento de Política Científico y Tecnológico Instituto de Geociencias, Universidad de Campinas (Brasil).

trialización del país. En los años cincuenta se transitó de la industrialización espontánea hacia la industrialización intensiva, a partir de este momento, el desarrollo se apoya en la industria pesada y de bienes de consumo duradero. Las empresas públicas serán los actores principales de esta nueva etapa en el desarrollo del país.

En realidad, la intervención del estado brasileño en el sector petrolero inició a partir de 1938, cuando se creó el Consejo Nacional del Petróleo (CNP).² La ley del sector, publicada en el mismo año, llamada “Ley del Régimen Petrolero”, ratificaba la nacionalización del subsuelo y limitaba su acceso a las empresas controladas por ciudadanos brasileños. El Consejo fue encomendado para ayudar al gobierno para producir petróleo en el territorio nacional. Hasta allí, todos los intentos realizados por empresarios privados nacionales habían fallado. La ley fomentaba la refinación de petróleo en el país. No obstante, hasta principios de los años cincuenta, las inversiones realizadas por la iniciativa privada y por el CNP, tanto en la producción como en refinación, fueron insuficientes en relación con las necesidades nacionales, las cuales crecían rápidamente al ritmo de la industrialización.

Las limitaciones del modelo institucional, erigido durante la primera etapa de la industrialización, llevaron al Estado brasileño a revisar su modelo de intervención. Durante el segundo gobierno de Vargas (1951-1954), el gobierno propuso la creación de una empresa pública que sustituyera al CNP en la producción, refinación y distribución del petróleo y de sus derivados. El modelo institucional del CNP había demostrado ser prácticamente incompatible con la función productiva; y el gobierno había sido incapaz de crear los fondos y de dar la autonomía necesaria para el funcionamiento de una empresa petrolera. El CNP pertenecía a la administración directa,

² La creación del Consejo Nacional del Petróleo y la Ley de 1938 sobre el petróleo tomaron como modelo a la nacionalización mexicana y la creación de Pemex.

sometido a la Ley de Finanzas y a las mismas normas del sector público.

El proyecto de creación de Petrobras polarizó el debate político nacional a principios de los años cincuenta. Se llevó a cabo una gran reunión nacional en la que se agruparon casi todas las fuerzas políticas del país. El proyecto de creación se votó con una enmienda del Parlamento, no prevista inicialmente, que reservaba casi todo el conjunto de la actividad petrolera del país a la nueva empresa pública. El resultado fue la Ley de 1953, que creó Petrobras y su monopolio sobre la actividad petrolera del país.

La creación de Petrobras ocurre prácticamente en el mismo momento en que se presenta un gran avance en la industrialización brasileña, en la segunda mitad de los años cincuenta, con el lanzamiento del Plan de “Metas” del gobierno de Kubischek. En el marco de este plan se realizaron grandes inversiones en refinación que permitieron que Brasil se volviera prácticamente autosuficiente en este ámbito a principios de los años sesenta. Por el contrario, y a pesar de importantes esfuerzos en el *upstream*, la producción nacional se establecía en un nivel muy inferior al de la demanda.

La estrategia de Petrobras está basada en su papel central en el proceso de industrialización por sustitución de importaciones, y en su misión de alcanzar la autosuficiencia en la producción de petróleo crudo. El dinamismo de la demanda nacional supera la capacidad del país de extraer petróleo, de modo que el aumento de la oferta de crudo se volverá el gran objetivo estratégico de la empresa pública. Contrariamente a las empresas de otros países en desarrollo, Petrobras tuvo que crear una capacidad de producción que no existía anteriormente en el país, y sobre todo, que no era accesible tan fácilmente.

Los primeros yacimientos comerciales de Brasil se encontraban en el Reconcavo, región que rodea la Bahía de Salvador. Los yacimientos eran pequeños y la producción alcanzó

un poco más de 100 000 barriles al día. Esta producción creció un poco con el descubrimiento de nuevos yacimientos en las provincias del noreste. No obstante, la llegada del periodo de crecimiento conocido como el Milagro Económico (1967-1973) aumentó sustancialmente la demanda interior de derivados del petróleo.

En el periodo del Milagro Económico se incrementó de manera sustancial la autonomía de gestión de Petrobras. El director de Petrobras, el general Geisel, que después subirá a la presidencia de Brasil, empezó el proceso de diversificación e internacionalización de Petrobras. Se creó en ese periodo Petroquisa (división Petroquímica), BR Distribuidora (división de distribución) y Braspetro (división internacional). Esta diversificación se emprendió en un momento en el que la demanda petrolera interior aumentaba muy rápidamente. La consecuencia fue un dramático aumento de la dependencia exterior del petróleo crudo de Brasil, que se volvió extremadamente vulnerable al primer choque petrolero de 1973. El petróleo representó un tercio de las importaciones brasileñas en 1974.³

A partir del primer choque petrolero, se generó un profundo cambio de trayectoria en Petrobras. De nuevo, la prioridad fue el desarrollo de la producción interior de crudo. En 1974 se descubrió una nueva provincia petrolera, en la Cuenca de Campos, a lo largo de la cuesta marítima de Río de Janeiro. Al principio, Petrobras dudó en lanzarse en la explotación petrolera *offshore*; en efecto, no tenía capacidad tecnológica para producir en esas condiciones. Sus actividades se limitaban a la explotación en tierra, con excepción de los descubrimientos en las aguas superficiales de Sergipe (alrededor de 30 metros de profundidad). En la Cuenca de Campos la profundidad del agua era tal que se

³ Furtado (1985).

necesitaban sistemas de producción que rebasaran los 100 metros de profundidad.

El salto hacia el *offshore* se realizó solamente a partir del segundo choque petrolero, cuando la economía brasileña se enfrentó a una seria dificultad exterior. En efecto, las importaciones de crudo siguieron aumentando en función del proceso de industrialización del país, pero la producción interna se mantenía estable. De modo que al final de los años setenta, la dependencia exterior alcanzó su punto más alto, con el 90% de la demanda interior. El segundo choque petrolero se tradujo en una duplicación en los precios internacionales del crudo. La economía brasileña resultó aún más afectada que en el primero. La importación del crudo vino a representar la mitad de las importaciones totales del país. En estas condiciones de precios muy altos, y de aumento de los precios internos de la energía, Petrobras decidió dedicarse a la producción en *offshore*, lo que en sí representaba un salto difícil, tuvo que emprenderse en condiciones aún más adversas.

Los nuevos yacimientos *offshore* de la Cuenca de Campos comenzaron a explotarse en la primera mitad de los años ochenta, lo que permitió triplicar la producción de petróleo. Las profundidades del agua alcanzaban entre los 100 y 200 metros. La mayor parte de la tecnología utilizada era importada, pero Petrobras realizó importantes esfuerzos de adaptación y asimilación de esta tecnología.

A principios de los años ochenta, Petrobras disponía de una importante capacidad tecnológica en la construcción de grandes refinerías de petróleo, lo que le dio condiciones favorables para aprender la tecnología del *offshore*. La agudización de la crisis internacional le impulsó a intentar desarrollar estrategias de nacionalización de fabricación, así como del control de la tecnología. La intensificación del proceso de industrialización por sustitución de importaciones se extendió hasta el final de los años ochenta, aunque la

economía brasileña estaba en crisis en esos años. Las iniciativas de control nacional de la tecnología de punta han sido más desarrolladas en esta última década. En la segunda mitad de la década de los ochenta, Brasil prácticamente proyectó y construyó todas las plataformas fijas establecidas en el noreste de la Cuenca de Campos. Al mismo tiempo Petrobras empezaba a destacar en el ámbito internacional gracias a su éxito en la producción en *offshore* con sus sistemas de producción flotantes.

El contra-choque petrolero así como la ampliación de la crisis económica en Brasil paró la trayectoria de éxito de Petrobras. Incluso habiendo desarrollado las tecnologías necesarias para lanzarse en aguas profundas (hasta 1 000 metros en esta época) la empresa petrolera no tenía los recursos necesarios para hacer el salto productivo que era necesario para que cumpla su más importante misión: satisfacer la demanda interna de productos derivados del petróleo.

Hacia el final de los años ochenta, empieza un cambio profundo en la política económica del Estado brasileño: la apertura comercial y tecnológica. En ese momento, fue evidente que el marco institucional tendría también que cambiar para adaptarse a la nueva etapa económica. Los años noventa serán un periodo de grandes transformaciones económicas e institucionales en muchos países latinoamericanos.

El régimen de regulación, basado en una fuerte intervención del Estado en los asuntos económicos (que provenía del periodo de industrialización por sustitución de importaciones), se estaba agotando por los procesos de inflación incontrolados de los años ochenta. Esta crisis preparó el terreno para que las políticas neoliberales ocupen la agenda de las políticas públicas de los gobiernos latinoamericanos. En nombre de la eficacia económica, el conocido Consenso de Washington, planteado por las instituciones multilaterales como el Banco Mundial y el FMI, propuso claramente

la necesidad de abrir a la competencia y al sector privado los sectores que eran controlados por el Estado o que eran monopolios públicos.

Algunos países latinoamericanos como Argentina, Bolivia y Perú siguieron la vía de la privatización y la apertura a la competencia de su industria petrolera antes bajo control público. Sin embargo, éste no fue el caso de Brasil. El gobierno de Collor, que se estableció en 1990, mostró claramente su intención de privatizar Petrobras, al pasar al control privado la Petroquisa, el brazo petroquímico de Petrobras. Estas actividades no estaban bajo la influencia del régimen del monopolio público, ratificado por la Constitución de 1988.⁴ Fue necesario esperar a 1995, para que el gobierno de Fernando Henrique Cardoso aprobara una enmienda constitucional que permitiera el final del monopolio de Petrobras y para que en 1997 se promulgara la nueva Ley del Petróleo. No obstante, el acuerdo establecido entre el gobierno y las distintas corrientes políticas del Congreso en el voto del cambio constitucional preservó Petrobras como empresa pública.

Muchos factores contribuyeron a la conservación de Petrobras: su gran éxito productivo y tecnológico en la exploración del petróleo *offshore*, su importancia en la tecnoestructura y en importantes segmentos de la población, como símbolo de lucha para instalar una industria pesada en el país. La originalidad del acuerdo establecido en 1995 fue preservar el control público sobre Petrobras al mismo tiempo que se abría todo el sector a la competencia.

Nos proponemos examinar cómo se comportó esta empresa pública en este nuevo marco institucional es un marco en el que la empresa pública ha sido prácticamente conservada, a pesar de la privatización de su brazo quími-

⁴ La Constitución se adoptó en 1988, en el marco del proceso de una nueva democratización de Brasil, después de 20 años de régimen militar.

co. Sin embargo, la industria petrolera brasileña se abrió a la competencia de empresas nacionales y extranjeras. No obstante, el cambio no implicó simplemente la aprobación de nuevas reglas del juego para otros protagonistas, pero también para Petrobras. En efecto, la empresa estatal se vio liberada de los obstáculos burocráticos que frenaban su desarrollo. Este aspecto fue determinante para la evolución del sector después de la apertura.

Para explicar la evolución de Petrobras ante el nuevo marco institucional, el artículo presenta en la primera parte la evolución del marco institucional de la industria petrolera brasileña durante los años noventa. En la segunda, analizaremos el comportamiento de la estructura del mercado brasileño, así como la evolución de las reservas, de la producción y las inversiones de Petrobras. En la tercera parte, se verán las transformaciones que se produjeron en Petrobras debido a la apertura económica. La cuarta parte abordará las nuevas estrategias hacia la internacionalización y la diversificación productiva que van a asemejar cada vez más a la empresa a una multinacional. La quinta parte mostrará cómo la relación con el gobierno con Petrobras va a evolucionar de una mayor libertad de acción hacia una creciente internalización de su función pública. La sexta parte abordará cómo se han comportado los demás actores involucrados en la innovación de la industria, en particular las universidades y la industria para-petrolera. La última parte presenta un resumen de las principales conclusiones relativas a la evolución de la compañía petrolera brasileña en el nuevo marco generado por el cambio institucional y la apertura económica.

EL CAMBIO INSTITUCIONAL

El marco institucional se consideró cada vez más como un freno para el desarrollo de la competencia y de la libre em-

presa en los sectores muy regulado por el Estado. Se asignó a la gestión pública una muy escasa racionalidad económica y la influencia de intereses políticos que desviarían a estas empresas públicas del interés colectivo. La única forma de restablecer la eficacia económica sería que la gestión de las empresas pasara al control privado. Además, el monopolio público sería un freno natural para la eficacia económica. Por esta razón, el Consenso de Washington y las agencias multilaterales, sobre todo el Banco Mundial, aconsejaron que las empresas públicas se privatizaran y se impulsara la competencia mediante de la supresión de los monopolios públicos. En los casos en que las empresas públicas fueran demasiado fuertes, se proponía la subdivisión de éstas para permitir la competencia.

En Brasil, con la llegada del gobierno de Collor en 1990, este proyecto comenzó a materializarse. Sin embargo, el marco institucional era aún un obstáculo importante. La Constitución establecida dos años antes había ratificado el monopolio de Petrobras sobre la exploración geológica, la producción, la refinación, el transporte y el almacenamiento del petróleo y sus productos derivados. Solamente la distribución al consumidor se abrió a la competencia de empresas privadas. No obstante, Petrobras dominaba este segmento a través de su filial BR. El caso del gas natural es un poco diferente: empresas públicas de los estados de la Federación se encargaban de la distribución.

Este marco institucional se reformuló, apenas en 1995, después de una larga negociación política. Para aprobar la enmienda constitucional que establecía el final del monopolio de Petrobras y la apertura a la competencia en el sector petrolero, el presidente Fernando Henrique Cardoso envió una carta a la Asamblea Nacional que prometía que no privatizaría a esta empresa pública.

Este compromiso se mantuvo con la Ley del Petróleo n. 9.478, aprobada en 1997, que mantenía a Petrobras como una

empresa pública. La competencia se introdujo a través de un régimen de concesión, que funciona tanto en la exploración como en la producción. Las áreas se someten a licitaciones, en las que la mejor oferta gana. Pueden participar tanto empresas nacionales como extranjeras.

La Agencia Nacional del Petróleo (ANP), creada en 1998, se encarga de organizar la competencia y de emitir las licitaciones. La Agencia comenzó a funcionar al año siguiente de cuando se convocó la primera licitación. Además de Petrobras, varias empresas extranjeras se presentaron para adquirir bloques en varias cuencas geológicas brasileñas.

Un capítulo particular de la Ley se refería a Petrobras. Sus derechos se preservaron en las áreas que ya exploraba o explotaba. Se llamó Licitación 0 a esta negociación entre Petrobras y la ANP. Los derechos se garantizaron en los términos de la ley, es decir, las áreas en producción se cedieron por periodos de tiempo largos, de veinte a treinta años, mientras que en aquéllas donde Petrobras ya estaba explotando, la duración del contrato se limitó a tres años con la posibilidad de renovarse.

La ley se refería también a la refinación, transporte y almacenamiento de petróleo. En la refinación, se estableció un sistema similar al régimen de concesión. Cualquier empresa interesada debería presentar su propuesta a la ANP que la aprobaría después de analizarla. Mientras que para el transporte y el almacenamiento de petróleo, derivados o gas la solución era diferente, dado el carácter de monopolio natural de esta actividad. La ley establece el principio del libre acceso a terceros, respetando las limitaciones de uso de los propietarios. En caso de litigio sobre el acceso o el precio de uso, la ANP intervendría para solucionar el conflicto.

Los cambios institucionales, en realidad, no se limitaron a la entrada de nuevos actores. Petrobras también aprovechó el nuevo marco institucional. Debemos señalar dos aspectos

importantes. En primer lugar, con el nuevo marco jurídico, Petrobras pudo asociarse con otras empresas para explotar los grandes yacimientos *offshore*. Petrobras buscaba recursos financieros para implementar los grandes proyectos de producción en aguas profundas de la Cuenca de Campos, más que asociaciones con otras compañías petroleras importantes que le podrían permitir obtener la técnica necesaria para la producción, tal y como es el caso en la mayor parte de las empresas petroleras estatales de los países en desarrollo. Estas asociaciones se realizaron con grandes bancos japoneses a través de la creación de sociedades teniendo objetivos específicos. Esos bancos financiaron las cuantiosas inversiones necesarias para valorizar los grandes yacimientos en aguas profundas y fueron pagados por medio de participaciones en la producción.

Por otra parte, Petrobras comenzó a asociarse con empresas extranjeras para explorar los nuevos reservorios en las cuencas sedimentarias del país. Estas asociaciones permitieron que la compañía brasileña aumentara su cartera de inversión en nuevas áreas y pudiera al mismo tiempo diversificar los riesgos.

El segundo aspecto reside en la política de precio de los derivados del petróleo; hasta entonces se habían mantenido por debajo de los costos de importación por la intervención del Estado. Al pretender liberar este sector del control público, el gobierno dejó a Petrobras fijar el precio de los productos derivados del petróleo con base en el precio internacional del petróleo. Esta política era coherente con la atracción de los inversores privados en esta industria. Pero esta mayor libertad de los precios aumentó enormemente la rentabilidad de Petrobras. Además, hay que añadir que este margen de libertad mayor permitió a Petrobras aprovechar la devaluación de la moneda brasileña a partir de 1998 y el alza del precio internacional del petróleo a partir de 2000.

EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA
PETROLERA BRASILEÑA

Los efectos de la apertura del mercado petrolero sobre la industria todavía no han dejado de hacerse sentir. En este capítulo examinaremos los efectos del ingreso de nuevos protagonistas en la estructura industrial. A continuación analizaremos las consecuencias de la apertura sobre la evolución de las reservas, producción y de la inversión de esta industria.

Estructura industrial

La industria petrolera brasileña pasó por una importante evolución desde los años ochenta. Si bien en sus inicios fue una industria orientada, sobre todo, hacia el *downstream* (refinación, transporte y distribución), se verticalizó después del segundo choque petrolero; Petrobras realizó un gran esfuerzo para desarrollar la producción de crudo en *offshore*.

Desde la creación del monopolio petrolero de Petrobras, en 1953, esta empresa asumió todas las actividades de investigación, desarrollo y producción. Después del primer choque petrolero, el gobierno abrió el sector a los contratos de riesgo con otras compañías petroleras con el fin de aumentar los esfuerzos de exploración de nuevas reservas. Pero después de poco más de diez años de funcionamiento, la Constitución de 1988 restableció el monopolio completo de Petrobras a causa del éxito muy limitado de la apertura anterior. Solamente con la creación de la ANP el sector comenzó a abrirse en el *upstream*. Desde 1999, hay nueve licitaciones en las nuevas áreas. Numerosas empresas extranjeras concursaron. Hoy existen 31 empresas, además de Petrobras, que invierten en los bloques licitados localizados a lo largo de la costa brasileña y dentro del país (cuadro 1).

A pesar del gran número de compañías petroleras que exploran, Petrobras ocupa el primer lugar en la exploración de nuevos campos petroleros en Brasil. De un conjunto de 568 bloques exploratorios en actividad en 2006, 286 estaban bajo su responsabilidad. Muchas de las compañías petroleras importantes que participaron en las primeras licitaciones para la exploración de nuevos petróleos no fueron muy exitosas. ENI, que invirtió por sí sola 134.1 millones de reales (76 millones de dólares) en bonos en un único bloque durante la primera licitación, prácticamente abandonó sus exploraciones en el país.

No obstante, ciertas compañías petroleras extranjeras han mantenido su compromiso; algunas han hecho importantes descubrimientos. Shell y Total descubrieron nuevos campos petroleros en las cuencas de Campos y Santos. Sin embargo, esos petróleos no son muy atractivos para la compañía franco-belga: el crudo brasileño tiene un alto grado de viscosidad (entre 11 y 17° API para el campo de Total), además de que se encuentran en aguas ultra profundas (2 500 metros), y están muy lejos de la costa (alrededor de 200 km). Shell, que ha tenido un compromiso mayor en la exploración de nuevos petróleos en las cuencas *offshore* tuvo más suerte: descubrió reservas por 300 millones de barriles de 14° API, y otras más dispersas por un monto total de 500 millones de barriles (entre 18 y 24° API) en la Cuenca de Campos. La compañía angloholandesa dudó durante un determinado tiempo en invertir en su desarrollo. Otras compañías petroleras como El Paso, Devon y ENI también descubrieron yacimientos petroleros en Brasil, pero de menor importancia.

La reticencia de las compañías extranjeras a invertir en Brasil cambió desde 2005 cuando se convencieron de que los precios internacionales del petróleo iban a mantenerse en un nivel mucho más elevado que durante los años noventa; lo cual justificaba grandes inversiones en el sector petrolero. En 2007, se prevé que las compañías extranjeras invirtieran

Cuadro 1. Concursos de nuevos bloques por la ANP

<i>Licitación</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
<i>Año</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>
Bloques concedidos	12	21	34	21	101	154	251	38
Bonos de Firma (millones de reales)	321.6	468.2	594.9	92.4	27.4	665.4	1.088.8	587
Equivalencia en millones de dólares (tasa de cambio del año)	177.2	256	253	31.5	6.9	227.9	447.5	270.5
Compañías ganadoras	11	16	22	14	6	19	41	23

Fuente: *Brasil Energía*, septiembre de 2003 y septiembre de 2004 y ANP, http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/resumo_geral_R9.asp #/.

alrededor de 10 000 millones de dólares en once nuevos yacimientos de petróleo. Esto representará una producción entre 200 y 250 miles de barriles días en 2012.⁵ Shell, por sí sola, deberá operar seis yacimientos; El Paso dos; y tres otras, Hydro-Anadraco, Devon y Chevron uno cada una. Esto representará alrededor del 10% de la producción brasileña.

Sin embargo, Petrobras tiene la responsabilidad de la mayor parte de los descubrimientos realizados desde la apertura del sector petrolero. De los 20 descubrimientos petroleros realizados en el continente desde 1998, dieciséis pertenecían a la compañía pública brasileña; en el mar, de los 23 descubrimientos, 15 eran de Petrobras. La empresa estatal realizó los descubrimientos más importantes. En 2002, la compañía brasileña encontró grandes concentraciones de petróleo *offshore* en la parte norte de la Cuenca de Campos en el estado de Espírito Santo. Los campos de Jubarte y Cachalote localizados ahí representan alrededor de 900 millones de barriles. Un conjunto de exploraciones realizadas entre 2002 y 2003, sobre todo en las cuencas de Campos y Santos, han incrementado sus reservas a casi 4 000 millones de barriles en promedio. En 2003, se hizo un enorme descubrimiento de gas de 419 000 millones de m³, en la Cuenca de Santos. Esto permitió triplicar las reservas brasileñas de gas.

Más recientemente, el 8 de noviembre de 2007, Petrobras ha revelado la descubierta de un campo supergigante de 5 000 a 8 000 millones de barriles bajo la camada de sal, llamado de Tupi. Ese reservatorio está en la Cuenca de Santos frente al litoral de las Provincias de Río y de São Paulo. Además de encontrarse entre 1 500 a 3 000 metros bajo el nivel del mar, esos reservatorios están entre 3 000 y 5 000 metros de tierra. Aparentemente, el potencial de descubierta en el pre-sal no para ahí. Otro reservatorio, llamado de ca-

⁵ *Brasil Energía* (2007).

rioca, tendría un potencial productivo mucho mayor (30 000 a 40 000 millones de barriles) y pondría las descubiertas de Petrobras en el mismo nivel que las mayores descubiertas mundiales hechas en el siglo pasado.

En términos de extracción de petróleo en el país, Petrobras es aún hoy responsable del 96.4% de la producción de petróleo y de prácticamente el 100% de la de gas (cuadro 2). La única compañía que produce petróleo de manera significativa en Brasil hoy es Shell que explota los campos de Bijupirá y Salema. En realidad, esos dos campos están operados por Shell en asociación con Petrobras. Antes pertenecían a Petrobras; la empresa los cedió parcialmente a Shell que tiene a bien acabar de desarrollarlos. Los dos campos, cuyas operaciones comenzaron en 2003, están en condición de producir entre 45 000 y 50 000 barriles durante 15 años según las estimaciones del vicepresidente de Exploración y Producción de Shell en Brasil.⁶

La dominación que Petrobras ejerce sobre la industria petrolera sobre el *upstream* también se manifiesta en el *downstream*. El mercado de los productos derivados del petróleo aumentó mucho durante los años noventa. Este mercado ha aumentado en un 50% durante este periodo. Esto se debió a la expansión en la capacidad de producción de las refinerías existentes, que están controladas en su mayoría por Petrobras. Ésta es responsable del 98% de la producción de derivados. El otro 2% está bajo la responsabilidad de capitales nacionales privados: son las refinerías del Grupo Ipiranga de sur y Manguinhos en Río, creadas antes que Petrobras fuera un monopolio. En 2007, Petrobras compró las refinerías del Grupo Ipiranga. Las grandes compañías petroleras extranjeras no se interesaron en invertir en nuevas refinerías. No obstante Repsol-YPF tomó una participación minoritaria de la refinería localizada en Rio Grande Do Sul.

⁶ *Brasil Energía* (2005).

Cuadro 2. Producción media diaria en 2004

<i>Compañía</i>	<i>Petróleo</i>		<i>Gas</i>	
	<i>(mil b/d)</i>	<i>%</i>	<i>(millones m³/d)</i>	<i>%</i>
Petrobras	1 428.290	96.46	45 776.000	100.00
UP Petróleo do Brasil	0.095	0.01	0.003	0.00
W. Washington	0.272	0.02	0.001	0.00
Petrosinergy	0.364	0.02	0.005	0.00
Shell	51.667	3.49	0.706	0.00
PetroReconcavo	0.010	0.00	0.000	0.00
Total	1 480.698	100.00	45 776.715	100.00

Fuente: *Brasil Energía* y ANP.

También tiene la intención de construir una nueva refinería en el noreste de Brasil con PDVSA, la compañía nacional de Venezuela.

Petrobras también domina en cuanto transporte y almacenamiento. Todas las terminales petroleras, los oleoductos, los gasoductos y la flota de buques petroleros están bajo el control de las filiales de Petrobras. Se creó la Transpetro para las actividades de transporte, desde la nueva ley del petróleo. La TBG se instituye para encargarse del gasoducto entre Brasil y Bolivia; se trata de una asociación con otros grupos, pero con participación mayoritaria de Petrobras.

La estructura de mercado de la industria petrolera se mantuvo extremadamente concentrada a pesar de la apertura del mercado a otras compañías. Por su adelanto tecnológico, por las barreras de entrada a causa de las economías de escala (muy fuertes en esta industria), Petrobras domina.

Reservas, producción e inversiones

La industria petrolera en primer lugar se desarrolló en el *downstream* (refinación y transporte) que llegaba a la

autosuficiencia desde los años sesenta. Es solamente después del segundo choque petrolero que concentró sus esfuerzos de inversiones en aguas arriba.⁷ El desarrollo de la producción petrolera requirió intensos esfuerzos tecnológicos para explorar recursos localizados en el mar, sobre todo en aguas profundas (por debajo de 400 metros). Petrobras supo enfrentar el reto de las aguas profundas y llegó a ser líder tecnológico desde los años ochenta.⁸ El primer salto productivo de Petrobras se efectuó en la primera mitad de los años ochenta, en aguas someras (de 50 a 300 metros), y bajo el impacto del segundo choque petrolero. Durante este periodo, la producción petrolera brasileña se triplicó (gráfica 1). Sin embargo, el reto tecnológico se volvió aún más delicado cuando fue necesario extraer petróleo más difícil en aguas profundas en el momento del contrachoque petrolero de 1986, con la caída de los precios del crudo en los mercados mundiales. A pesar del estancamiento de los precios internacionales del petróleo, y prácticamente a contracorriente de lo que practicaban las *majors*, Petrobras dará un gran salto al implementar el programa tecnológico de aguas profundas (Procap 1000). Durante la segunda mitad de los años ochenta, se desarrollarán las tecnologías necesarias para alcanzar los 1 000 metros de profundidad de agua. Luego, durante los años noventa, el Procap 2000 extenderá esta capacidad hasta 2 000 metros. No obstante el estancamiento de los precios internacionales del petróleo, junto con una política interior de precios bajos de los productos derivados del petróleo, retrasarán el ritmo de crecimiento de la producción después del contrachoque petrolero. Incluso en este marco relativamente desfavorable, la producción de petróleo de Petrobras aumentará en un 56%, entre 1985 a 1997. Esto nos da un índice de crecimiento anual del 3.8%.

⁷ Furtado (1985).

⁸ Furtado (1999).

Será a través de la apertura del mercado que se producirá un importante cambio de trayectoria en la evolución de la compañía brasileña, que será muy benéfico para sus reservas y su producción de hidrocarburos. De 1997 a 2006 la producción de petróleo aumentará en 77%, mientras que la relación reservas/producción se mantendrá alrededor de 20 años (gráfica 2).

La apertura del mercado a las nuevas compañías se produjo en un contexto de fuerte expansión de la producción y de las reservas de crudo y de gas natural de Petrobras. La rapidez con la cual se incrementó su producción permitió que se acercara al consumo interno de petróleo. La producción nacional de crudo, que le corresponde casi en su totalidad a Petrobras, en 2005 alcanzaba 96.1% de la demanda interna. La caída de las importaciones sobre la demanda interna no siguió la misma proporción porque el crudo brasileño es pesado y no puede completamente refinarse *in situ*. Así, en 2006 Brasil exportaba 21.7% de su producción, e importaba un 20.7% de su consumo de crudo (cuadro 3).

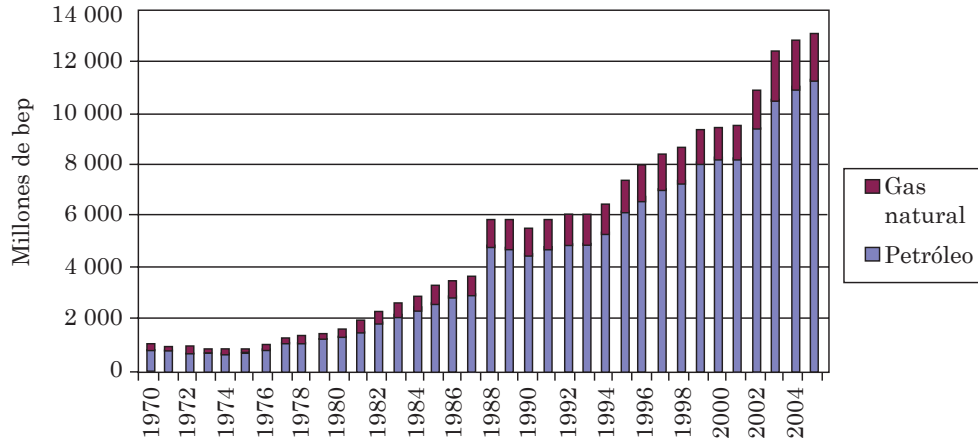
Por lo que se refiere a las inversiones de Petrobras, éstas aumentaron mucho a partir de la segunda mitad de

Cuadro 3. Participación de la producción de crudo y derivados en consumo interior (miles b/día)

	2004	2006
Producción de crudo	1 533	1 783.3
Exportación de crudo	243	387.4
Crudo tratado	1 751	1 749.1
Nacional	1 316	1.386.7
Importado	435	362.4
Producción de derivados	1 659	1 690.4

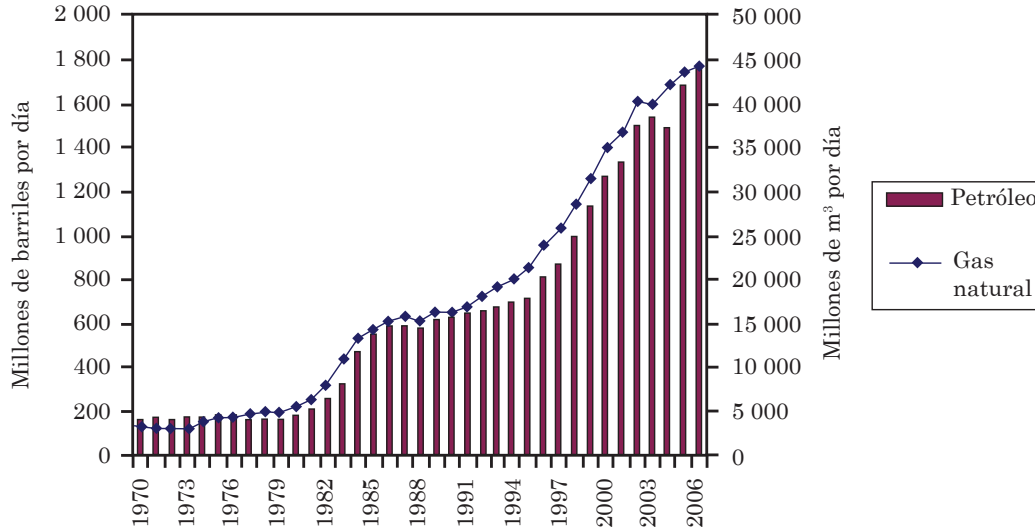
Fuente: Agencia Nacional del Petróleo, www.anp.gov.br/.

Gráfica 1. Evolución de las reservas de petróleo y gas de Petrobras (1970-2005)



Fuente: Petrobras (2007).

Gráfica 2. Evolución de la producción de petróleo y gas de Petrobras (1970 a 2006)

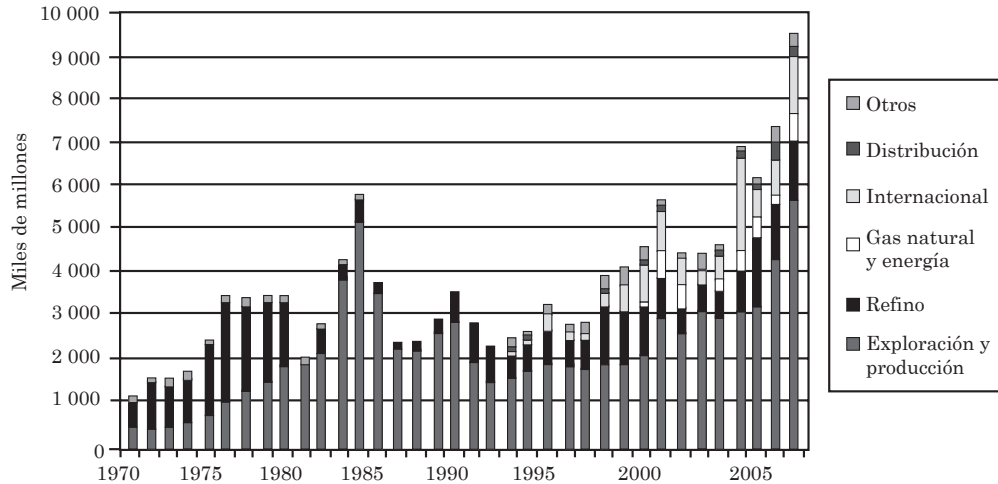


Fuente: Petrobras (2007).

los años noventa. Las inversiones de la compañía brasileña demostraron en los últimos 35 años una característica muy cíclica (gráfica 3). Hubo un primer salto de la inversión que se efectuó tras el primer y el segundo choque petrolero. Es solamente a partir del segundo choque petrolero que la inversión se dirige prioritariamente hacia el *upstream*, cuando Petrobras se lanza en la explotación de la Cuenca *offshore* de Campos. El contrachoque petrolero y la agudización de la crisis económica interna definen un periodo, entre 1985 y 1994, de retroceso y estancamiento de la inversión de Petrobras. Esto es notable cuando se compara esta evolución con la progresión positiva de la producción indicada anteriormente. La compañía brasileña consiguió reducir sus costos internos por medio de una mayor incorporación de tecnología.

A partir de la segunda mitad de los años noventa aparece un nuevo ciclo de inversión para Petrobras. La empresa brasileña tiene mayor acceso a los capitales extranjeros a partir de la apertura económica, con el plan de estabilización monetaria. Con la Ley del petróleo, el cambio institucional va a permitir a Petrobras asociarse con capitales extranjeros, en particular con los grandes bancos japoneses, para financiar el desarrollo de los grandes yacimientos en aguas profundas. Las solicitudes de inversiones no se limitan al *upstream*; también el *downstream* tendrá que adaptarse al nuevo entorno. Durante la segunda mitad de los años noventa, la demanda de productos derivados del petróleo aumenta sensiblemente. Las presiones medioambientales se incrementan también debido a la democratización del país. Una legislación más restrictiva exige un diesel a más bajo contenido de azufre; esto impulsa a Petrobras a construir unidades de tratamiento de hidrocarburos. Por otra parte, el aumento de la oferta de petróleo nacional cambia la composición de los crudos en beneficio de los aceites pesados que deben refinarse en el país; esto exige inversiones para nuevas unidades con proceso de coquización.

Gráfica 3. Inversiones de Petrobras por ámbito de actividad
(en millones de dólares de EU a precios de 2004)



Fuente: Petrobras.

La expansión no se limitará a Brasil y al petróleo. La actividad económica de Petrobras va a conocer nuevos campos de expansión que serán explotados en esta segunda fase: la internacionalización y el gas serán los principales. A continuación abordaremos ese tema. La estrategia de extensión de Petrobras va a consolidar esas áreas a partir de la década actual.

El último plan estratégico de Petrobras, anunciado a principios de 2007, prevé para los próximos cinco años (2007-2011) las inversiones por 87 100 millones de dólares aproximadamente, lo que representa más de 17 000 millones al año. La mayor parte de estas inversiones se implementarán en Brasil (75 000 millones). Se prevé que la producción de petróleo será de 2.31 millones de barriles al día y la de gas de 90 millones de m³ al día, lo que representa 553 000 bep.

Estas cifras demuestran que el sector petrolero brasileño deberá recibir importantes volúmenes de inversiones bajo el liderazgo de Petrobras.

Transformaciones productivas de Petrobras

Los años noventa han sido importantes en relación con la producción; el volumen de inversión aumentó mucho (gráfica 3). La empresa se ha beneficiado bastante con su autonomía creciente respecto al Estado, sobre todo en cuanto al rubro financiero. A partir de la segunda mitad de los años noventa, el gobierno comenzó a fijar el precio de los derivados de petróleo de acuerdo con los precios internacionales del petróleo y a reducir los subsidios de algunos derivados (el gas doméstico, por ejemplo). Los ingresos de Petrobras no han dejado de aumentar durante este periodo en relación con su producción creciente y también con la valorización mayor de sus productos sobre los mercados, interno y externo. La combinación de estos factores tuvo como efecto un aumento

sustancial en los ingresos y en los beneficios de Petrobras, tras la apertura del sector petrolero (cuadro 4).

El incremento en la producción sólo fue posible gracias a los avances tecnológicos implementados por Petrobras. Sus esfuerzos en el *offshore* habían empezado en los años setenta con los primeros descubrimientos petroleros en la Cuenca de Campos. No obstante, es a partir de la segunda mitad de los años ochenta cuando la empresa se esfuerza en mejorar las tecnologías de extracción de petróleo en aguas profundas (a partir de 400 metros de profundidad). En este momento, Petrobras ya tenía el récord mundial de producción en *offshore*, basándose en sus sistemas de producción flotantes. A través del programa tecnológico del Procap 1000, logrará alcanzar los 1 000 metros de profundidades. La estrategia tecnológica de Petrobras se fundamentará en la transformación de sistemas flotantes provisionales de producción en sistemas permanentes y en su ampliación en aguas cada vez más profundas. Esta estrategia tendrá éxito en particular porque mediante ella Petrobras tomará el liderazgo mundial de producción en aguas profundas; la tecnología de los sistemas flotantes se volverá dominante a nivel mundial.⁹ A lo largo de los años noventa, continuará el esfuerzo para desarrollar la producción. Las tecnologías para producir hasta 2 000 metros de profundidad se afianzarán; hoy en día el reto de la empresa es alcanzar los 3 000 metros. Con este esfuerzo, la mayor parte de la producción *offshore* se extrae en aguas profundas. Alrededor del 74% de su producción total de petróleo y 85% de su producción *offshore*, proviene de una profundidad de agua mayor a 300 metros (gráfica 4). En 2006, 5% del crudo procedía de aguas ultraprofundas, por debajo de 1 500 metros.

Las inversiones de Petrobras en investigación y desarrollo son bastante significativas; han aumentado considerable-

⁹ Furtado (1999).

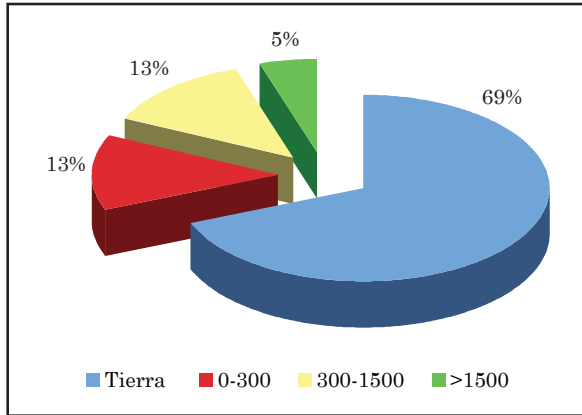
Cuadro 4. Indicadores económicos de Petrobras
(millones de dólares)

	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>
Ingresos brutos	15 461	13 639	16 358	26 955	24 549	22 612	30 797	37 452	45 210	55 995
Ganancias netas	1 373	1 185	722	5 342	3 391	2 311	6 559	6 190	10 018	12 236

Fuente: Petrobras.

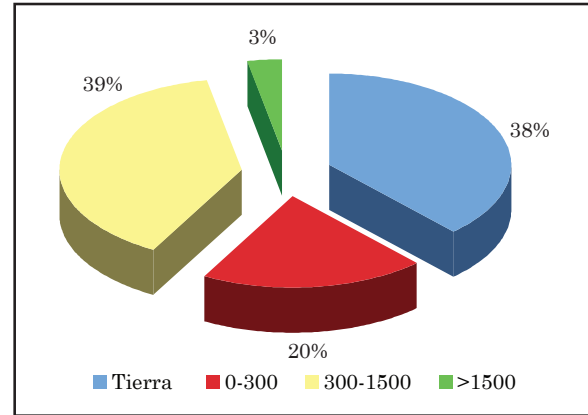
Gráfica 4. Profundidad del agua en la producción de petróleo y gas natural

Producción de petróleo y GNL en Brasil
Distribución por profundidad del agua



Total de producción: 1.778 mil bpd

Producción de gas natural en Brasil
Distribución por profundidad del agua



Total de producción: 43.975 mil m³/día

Fuente: Petrobras (2007), p. 35.

mente estos últimos años por una suma de circunstancias afortunadas. Si bien sus ingresos aumentaron su compromiso, también aumentó sensiblemente. Mientras que en 2004 se destinaba 0.68% de sus ingresos a R&D, esta proporción ascendió al 1.32% en 2006 (sus inversiones en R&D ascendían a 742 millones de dólares). En este mismo año, su centro de investigación localizado junto a la Universidad Federal de Río de Janeiro empleaba a 1 800 personas.

Petrobras es la primera empresa brasileña en demandas y concesiones de patentes; se demandaron 77 y se obtuvieron 16 concesiones en 2006.¹⁰ En el extranjero, Petrobras mantiene el liderazgo en solicitudes de patentes: hubo 81 demandas y se obtuvieron 69.¹¹ Indiscutiblemente, estas cifras colocan a Petrobras en el primer lugar entre las empresas brasileñas en términos de esfuerzo y producción tecnológica.

Diversificación e internacionalización de la producción

La expansión de Petrobras se produjo en un marco de creciente diversificación productiva. La producción de gas aumentó de manera importante. La construcción del gaseoducto entre Bolivia y Brasil, concluido a principios de la década actual, implicó un verdadero cambio en la estrategia de Petrobras en beneficio de este nuevo mercado. Con una capacidad de transporte de aproximadamente 30 millones de m³ al día y un contrato “*take or pay*”, la empresa brasileña se vio obligada a utilizar esta producción, mientras que la oferta interna de gas asociado al petróleo no dejaba de subir. A pesar de todos sus esfuerzos para utilizar su producción propia y las

¹⁰ Petrobras no obstante perdió la hegemonía en las demandas de patentes en el Brasil; fue desplazada por el Unicamp (Universidad de Campinas) en el estado de São Paulo.

¹¹ Petrobras (2007a), p. 82.

importaciones provenientes de Bolivia, hasta una fecha muy reciente las importaciones de gas han estado por debajo de la capacidad de producción. El contrato que ha firmado con Bolivia prevé que diariamente se transportarán 30 millones de m^3 al día. Sin embargo, en 2004, sólo se transportaron 19.5 millones de m^3 /día, pero en 2006, fueron de 24.4 millones de m^3 .

Esta situación de oferta excedentaria pasó a ser deficitaria en un plazo muy corto. El mercado del gas se desarrolló muy rápidamente en Brasil debido a su gran éxito en la industria, el transporte por carretera y la generación termoeléctrica. La nacionalización de los hidrocarburos que ocurrió en 2005 en Bolivia, cambió los puntos de vista que tenían Brasil y Petrobras en cuanto a las condiciones de expansión de la oferta. Actualmente se considera que dentro de poco faltará gas por carencia en la capacidad de extensión de la oferta y en la infraestructura de transporte. En su plan estratégico, Petrobras prevé que el mercado en 2007 produzca 46.7 millones de m^3 /día, subirá hasta 134 millones de m^3 /día en 2012. En la medida en que el contrato que Brasil tenía con Bolivia fue comprometido por los crecientes conflictos entre ambos países, y como la producción interna no tiene ni demuestra capacidad suficiente para satisfacer la demanda creciente del mercado interno –a pesar de las inversiones para la expansión– Petrobras tendrá que recurrir al GNL para satisfacer el mercado brasileño. Se prevé que la producción que Petrobras comercializará será de 74.1 millones de m^3 al día, mientras que las importaciones de GNL serán de 31.1 millones de m^3 al día.¹²

En función de esta apuesta sobre el gas, también Petrobras se diversifica hacia la generación de electricidad, producida a partir de este combustible. Tomó participaciones minoritarias en varias centrales eléctricas funcionando con

¹² Petrobras (2007b), p. 31.

gas y firmó contratos de suministro de este combustible con estas centrales. Se prevé que el mercado de generación de electricidad ascenderá a 48 millones de m³/día en 2012.

Petrobras está pasando por un proceso de internacionalización productiva que empezó a tomar forma sobre todo en Sudamérica. Este proceso se aceleró con la construcción del gaseoducto Brasil-Bolivia, y también por la necesidad de desarrollar el mercado regional. En 2006, sus subsidiarias en el extranjero representaban un 7.4% de su producción de crudo. La producción de petróleo de Petrobras se localiza sobre todo en Argentina (donde compró la segunda compañía petrolera de este país) y en Venezuela; además hizo importantes descubrimientos de gas en Bolivia (cuadro 5).

El proceso de expansión de Petrobras en Sudamérica se vio afectado por el auge de los regímenes políticos nacionalistas. En Bolivia, padeció de la nueva Ley sobre los hidrocarburos de 2005, que incrementó la carga fiscal sobre las

Cuadro 5. Actividades internacionales de Petrobras.
Reservas y producción en 2004

2006	<i>Producción</i>		<i>Reservas</i>	
	<i>Petróleo</i>	<i>Gas</i>	<i>Petróleo</i>	<i>Gas</i>
	<i>Miles bd</i>	<i>Miles m³/d</i>	<i>Miles bd</i>	<i>Miles m³/d</i>
Angola	5 367		7.0	
Argentina	62 059	7 780	144.8	996.0
Bolivia	8 889	8 181	48.8	2 357.4
Colombia	16 843	6	42.1	1.1
Ecuador	11 897		76.6	
EU	1 351	452	25.4	190.3
Perú	12 735	310	78.6	56.6
Venezuela	10 474	123	65.7	77.3
Total	129 615	16 852	656.7	3 678.7

Fuente: Petrobras.

exportaciones de gas y nacionalizó las actividades petroleras. En 2007, Petrobras tuvo que vender a YPF las dos refinerías del país que había adquirido a finales de los años noventa por un precio ligeramente superior. En Argentina, donde adquirió la segunda compañía petrolera del país, Petrobras se vio afectada por la política de los precios internos de los productos petroleros y gaseros, practicada por el gobierno de Kirchner, y que establece el precio de estos productos muy por debajo de los precios internacionales. El control de los precios de los productos petroleros (sobre todo del diesel) representó una pérdida de 708 millones de reales (en torno a 350 millones de dólares) entre enero de 2005 y julio de 2007. En Venezuela, los cambios en los contratos también representaron pérdidas de 25 millones de dólares (cerca de 15 millones de dólares) para la compañía brasileña. En Ecuador, Petrobras se vio afectado por el cambio en la carga fiscal.¹³

Sus problemas en Sudamérica hicieron que Petrobras empezara un cambio de dirección en su proceso de internacionalización, apostando a otras regiones. La compañía tiene interés en el Golfo de México, donde tiene la intención de intensificar su presencia en el *offshore* profundo y también en África. Para 2012, pretende invertir 900 millones de dólares en Angola y 1 400 millones en Nigeria en el desarrollo de campos *offshore*. Petrobras está a tono con el nuevo interés que las grandes compañías mineras tienen para África.

Uno de los aspectos más originales de la política de diversificación productiva de la compañía brasileña consistió en introducir los biocombustibles como uno de los objetivos principales de su plan estratégico.¹⁴ Según sus propias observaciones, este nuevo objetivo consiste en “actuar a nivel global en la comercialización y el transporte de los biocombustibles, ocupando el primer lugar en la producción de bio-

¹³ Folha de São Paulo (2007), p. B14.

¹⁴ Petrobras (2007b).

diesel y ampliando su participación en el negocio del etanol". Se da un verdadero cambio de dirección en una estrategia que siempre había desconfiado de las energías renovables después de incursiones poco exitosas en la producción de alcohol de mandioca en los años setenta. Las transformaciones que se produjeron en el mercado petrolero internacional y el incremento de los problemas medioambientales pusieron de manifiesto que era poco prudente apostar solamente a los hidrocarburos. A esto se sumaron las políticas gubernamentales de promoción de los biocombustibles (sobre todo las de biodiesel), así como la fuerte presencia de Brasil en producción de bioetanol. El alcohol brasileño, producido a partir de la caña de azúcar, hoy en día compite con el petróleo; Brasil es el único país que demuestra una fuerte capacidad de extensión en su oferta de bioetanol. Consciente del potencial energético de Brasil, Petrobras apuesta en la construcción de la infraestructura necesaria para transportar el etanol hasta su destino en el mercado mundial.

En su Plan Estratégico de Inversión, Petrobras prevé invertir 1.5 mil millones de dólares entre 2008 y 2011 en biocombustibles; de éstos, un 46% se dirigirá a la construcción de alcoholductos para transportar la producción de etanol desde el interior del estado de São Paulo y de otros estados agrícolas del sureste y el centro-oeste del país hacia los puertos de exportaciones. Petrobras entendió que sus competencias en el transporte y la comercialización de los productos petroleros podían serle útiles para conquistar nuevos mercados internacionales en el campo de los biocombustibles.

El cambio de relación con el gobierno

El primer cambio que se dio entre Petrobras y el gobierno ocurrió con el fin del monopolio sobre el petróleo y la promulgación de la Ley del Petróleo. En esta Ley, un capítulo entero estaba dedicado a la compañía pública brasileña

que vio sus derechos mineros preservados. No obstante, los cambios ocurridos con la ola neoliberal no se limitaron a su mantenimiento como empresa pública integrada sino que se también abarcaron una mayor autonomía de gestión.

Como empresa pública, Petrobras debe acatar las normas del sector público brasileño. En cuanto a las compras de bienes y servicios, las entidades públicas están sometidas a la Ley 8.666 de 1993 que define las reglas para las licitaciones. Esta Ley es muy restrictiva y, de alguna manera, contraria a la eficacia económica. Para dar igualdad de condición a Petrobras y a las otras empresas privadas, el gobierno de Fernando Henrique Cardoso publicó el Decreto 2.745 en 1998 que libera a Petrobras de las restricciones de la Ley 8.666.

El gobierno de Fernando Henrique Cardoso aceptó que Petrobras aumentara el precio de los productos petroleros en el mercado interior en función del aumento del precio mundial del petróleo y la devaluación del real. Esta política gubernamental, menos intervencionista en el establecimiento de los precios internos, dio un respiro para que Petrobras consiguiera autofinanciarse y movilizar fondos de capitales internacionales.

Sin embargo, con la consolidación del éxito de Petrobras en la producción, la relación entre la compañía y el gobierno cambió de naturaleza. Si bien, con la implementación de la Ley del Petróleo, el gobierno había buscado dar más autonomía a la empresa, pronto se dará cuenta que era mejor intervenir en la orientación de la política de Petrobras, por sus repercusiones sobre la economía y la sociedad brasileña.

La política industrial fue uno de los primeros ámbitos donde se hizo sentir este cambio de trayectoria. Con una mayor autonomía administrativa de Petrobras frente al gobierno, y también por la necesidad de sobrevivir en un entorno bastante desfavorable, algunas políticas de la empresa (el desarrollo de la industria parapetrolera en Brasil), que habían caracterizado a la compañía brasileña

casi desde su creación en los años cincuenta, retrocedieron mucho. Petrobras comenzó a comprar sus grandes proyectos a grandes empresas de ingeniería extranjeras que los venden llaves en mano. El impacto de esta política en las compras de infraestructura nacional fue particularmente desastroso. La reducción en la compra de infraestructura llevó a la industria parapetrolera brasileña a una crisis profunda. Es sólo a partir de la década actual que se salió de esta crisis cuando el gobierno federal y el del estado de Río de Janeiro presionaron a Petrobras para que aumentara sus compras en Brasil.¹⁵ El gobierno de Lula, que tomó posesión en 2003, creó un programa –Prominp– con el fin de promover la sustitución de importaciones en este sector.

La política industrial no fue el único ámbito en el que el gobierno tuvo que intervenir nuevamente sobre Petrobras. El gobierno de Lula intervino también en la política de precios, bastante liberal durante la gestión de Fernando Henrique Cardoso. El precio de los productos petroleros, que permanecen controlados, no se incrementaron mucho desde el principio del gobierno de Lula; en cambio el precio del crudo en el mercado internacional se duplicó. Esta política no ha penalizado mucho a la compañía petrolera brasileña que logró una enorme ganancia sobre la producción interna de petróleo. De hecho, el bajo nivel de ajuste del precio de los derivados no comprometió la rentabilidad de Petrobras en 2003 y 2004 (cuadro 4).

Implicaciones del cambio institucional sobre los actores del sistema petrolero de innovación

Algunos autores de la corriente evolucionista¹⁶ han lanzado el concepto de “sistema nacional de innovaciones”. Estos au-

¹⁵ Furtado *et al.* (2003).

¹⁶ Freeman (1988); Lundvall (1992); Nelson y Rosenberg (1993).

tores consideran que la innovación se produce en un proceso de interacción que se incluye a varios actores de diversos orígenes institucionales. La innovación no sería una actividad exclusivamente comercial, también incluiría otro tipo de interacciones que serían facilitadas si la nacionalidad y la cultura son comunes. Este concepto se extendió fácilmente en los sectores donde había empresas, laboratorios públicos y agentes financieros y reguladores públicos que interactuaban a favor de la innovación de estos sectores.¹⁷ Este tipo de acuerdo para la innovación ya ha sido descrito para el caso del sector petrolero francés.¹⁸ En Brasil, funciona también un sistema sectorial de innovación en la industria petrolera; sin embargo es mucho menos estructurado que en el caso francés.¹⁹ Aunque Petrobras es un actor muy fuerte y con capacidades tecnológicas equivalentes a las grandes compañías petroleras mundiales, los otros actores del sistema brasileño son mucho más débiles.

La industria parapetrolera brasileña es un actor institucional que posee capacidades mucho más limitadas. Esta industria, que produce bienes y servicios para las compañías petroleras, se desarrolló desde los años cincuenta a la sombra de la política de industrialización por sustitución de importaciones del país y la política de compras de Petrobras. Desde su creación en los años cincuenta, la compañía brasileña se preocupó por promover proveedores de equipos locales, primero para construir refinerías y después los equipos de producción en el *offshore*. Hacia finales de los años ochenta, esta industria llegó a representar casi un 90% de la compra de materiales de Petrobras. Para que el proceso de nacionalización se afanzara, fue muy importante que Petrobras desarrollara una capacidad de ingeniería de proyectos. Petrobras elaboró el proyecto de las plataformas

¹⁷ Nelson y Rosenberg (1993); Furtado (1997); Malerba (2003).

¹⁸ Furtado (1997).

¹⁹ Furtado (1995).

fijas del Polo Noreste de la Cuenca de Campos, las cuales se construyeron en Brasil hacia el final de los años ochenta. Petrobras tuvo que capacitar a los fabricantes de bienes de equipo brasileños, a través de su Departamento de Materiales, para que pudieran abastecerlo con productos capaces de operar en el *offshore*. Todos los fabricantes que pretendían producir materiales interesantes para Petrobras debían ser certificados por ésta. Este proceso de certificación era muy exigente, puesto que implicaba visitas regulares de empleados del Departamento de Materiales a los proveedores para hacer inspeccionar sus procesos industriales.

La política de sustitución de importaciones promovida por Petrobras fue importante para mejorar la calidad de los productos fabricados por la industria brasileña; pero no fue suficiente para promover su competitividad. La industria brasileña carecía de competitividad internacional y de dinamismo tecnológico propio. En general, sus precios estaban muy por arriba de los precios internacionales y la mayor parte de la tecnología era importada, o provenía de fabricantes extranjeros.

Con la apertura del mercado interior y la valorización de la moneda brasileña ante el dólar durante los años noventa, la industria parapetrolera brasileña se debilitó mucho. Este proceso fue particularmente evidente en la industria de la construcción naval. Esta industria, que había llegado a ser una de las más grandes del mundo a principios de los años ochenta, prácticamente fue destruida durante la segunda mitad de los años noventa. De las trece plataformas que se estaban construyendo en 1999, una sola se ubicaba en Brasil. Los astilleros de los países asiáticos (Singapur y Corea del Sur) ganaron casi todos los grandes contratos para construir plataformas para Petrobras.²⁰

²⁰ Furtado *et al.* (2003).

A partir del inicio de la década actual, la política industrial comenzó a cambiar de rumbo. El gobierno brasileño impulsó a Petrobras, y también a las otras compañías petroleras que están en territorio brasileño, a comprar bienes y servicios fabricados *in situ*. El coeficiente de nacionalización que ya ha alcanzado el 15% en algunos momentos de la última década, está recuperándose; en su Plan de Inversiones,²¹ Petrobras proyecta índices de nacionalización del orden del 54% en el *upstream* para los próximos años.

La industria parapetrolera sigue siendo poco competitiva a nivel internacional. La mayor parte de su producción se destina al mercado interno. Para mantenerse, las grandes empresas de este sector tienen de asociarse o ser incorporadas por fabricantes asiáticos, americanos o europeos. A pesar de que esta industria posee todavía una cierta capacidad tecnológica, sigue siendo limitada e insuficiente para asumir una posición de liderazgo internacional.²²

La situación es un tanto diferente en lo que toca al campo científico del sistema de innovación en el sector petrolero. Desde los años setenta, las universidades se desarrollaron bastante gracias a los apoyos proporcionados por el gobierno federal y el estado de São Paulo a la investigación y a los programas doctorales. Los diagnósticos evidencian que el resultado científico es mejor que tecnológico en el sistema de innovación brasileño.²³ Este diagnóstico no se aplica de la misma manera al sistema de sector petrolero. Petrobras ha asumido históricamente el liderazgo del sistema sectorial de innovación implementando una política de promoción de las instituciones públicas de investigación. Por esto, las universidades brasileñas tienen relaciones de cooperación en el ámbito científico y de formación de recursos humanos con Petrobras desde su creación.

²¹ Petrobras (2007b), p. 13.

²² Marzani (2004).

²³ Véase, por ejemplo, Silva y Melo (2001).

No obstante, no hay en Brasil, en contraposición a Francia, un laboratorio público como el Instituto Francés del Petróleo, que coordina a nivel tecnológico la investigación petrolera. En Brasil, son el centro de investigación de Petrobras, el sistema universitario brasileño y algunos laboratorios públicos (sobre todo el Instituto de Investigación Tecnológica del Estado de São Paulo, IPT), los que asumieron esta función.

A partir de la reforma institucional, la política pública para promover la interacción de los actores del sistema de investigación brasileño, se incrementó considerablemente. La Ley del Petróleo de 1997 previó, en sus mecanismos, que una parte (25%) de los derechos adicionales tomados sobre la producción petrolera se destinaran a la investigación y al desarrollo. Estos recursos alimentaron un fondo llamado de CTPetro, que es administrado por la Finep, la agencia de innovación que pertenece al Ministerio de Ciencia y Tecnología. A causa de la legislación brasileña, los recursos de este fondo se destinan a las universidades y a los laboratorios de investigación públicos. En contraposición con lo que sucede en muchos de los países desarrollados, la legislación brasileña prohibía hasta recientemente al Estado el financiamiento de la I&D sin retorno para las empresas.²⁴ Sin embargo, entre los objetivos de este fondo, se estableció que los recursos se destinaran a la investigación tecnológica e industrial, de modo que los recursos se dirigen en su mayor parte a los proyectos de cooperación entre las universidades

²⁴ Muy recientemente el gobierno federal comenzó a alterar su política de financiamiento a las empresas. El nuevo marco legal fue instaurado a partir de la Ley de Innovación (Lei 10.973 de 2004) y de la Ley del Bien (Lei 11.196 de 2005). La Ley de Innovación creó el concepto de la subvención económica, que posibilita al gobierno destinar recursos a fondo perdido para los gastos con actividades innovativas de las empresas. Esos recursos son destinados desde que la empresa entra con una contrapartida.

y laboratorios de investigación con la industria. En la medida en que la participación de las empresas en los proyectos de las universidades está condicionada a sus contrapartidas financieras, Petrobras supo aprovechar esta modalidad de financiación.

Al implantarse el CTPetro, en 1999, la política de colaboración tecnológica de Petrobras con las universidades brasileñas tomó un impulso renovado. En 2004, Petrobras contaba con 420 contratos con 79 universidades y laboratorios brasileños, aportando por su parte 150 millones de reales (equivalentes a 51.3 millones de dólares a precios de 2004). La gran variedad de intercambios entre Petrobras y el sistema científico y tecnológico brasileño no tiene equivalente con ninguna otra empresa pública o privada en Brasil. Recientemente, la ANP reguló la asignación del 1% de la “participación especial” para la investigación y el desarrollo, es un impuesto sobre las ganancias extraordinarias en los grandes campos del *offshore*. Una parte de estos recursos debe estar destinada a las universidades e institutos de investigación. Debido a este nuevo dispositivo, Petrobras deberá invertir hasta 2008, mil millones de reales (en promedio, 500 millones de dólares) en 38 redes que pertenecen a 76 unidades de investigaciones localizadas en 18 estados brasileños.

CONCLUSIÓN

Los años noventa representan un cambio de dirección en la política económica de Brasil. Hasta entonces, las grandes empresas públicas fueron los pilares del proyecto de industrialización pesada. En esta década, las grandes empresas van a pasar al control privado y a abrirse a la competencia. No obstante, este proceso no progresó con la misma dinámica en el sector petrolero. En este sector, la empresa pública se preservará; sin embargo, será acompañada por una apertura

favorable a las empresas extranjeras. Sin duda, el peso simbólico que ejerce Petrobras en el proceso de industrialización del país, ligado al éxito tecnológico en la producción *offshore* le concedió una credibilidad suficiente para que esté casi totalmente preservada. El sector petrolero se abrió a las empresas nacionales y extranjeras en todas las cadenas industriales del sector.

El cambio institucional promovido por el gobierno tuvo consecuencias particulares en el marco de la industria petrolera brasileña. Aunque al principio, la voluntad de los gobiernos consistía en privatizar y en dividir al gigante petrolero brasileño, este proyecto no tuvo éxito. El pacto político que se estableció entre las distintas corrientes políticas permitió que Petrobras sea preservada mientras que el sector se ha abierto a las otras compañías petroleras (nacionales o internacionales). Este acuerdo se concretó finalmente en una enmienda constitucional y en la Ley del Petróleo de 1997.

Los resultados de esta política de flexibilización del monopolio del petróleo fueron muy positivos aunque la estructura de la industria petrolera no haya evolucionado considerablemente. En efecto, las inversiones del sector privado en la industria petrolera se volvieron bastante sustanciales. Algunas compañías internacionales hicieron importantes descubrimientos (Shell) y los elevados precios del petróleo permitieron que se comenzara a explorar. Se considera que a principios de la próxima década, la producción de las compañías extranjeras alcanzará un 10% de la producción nacional.

No obstante, este cambio institucional no modificó profundamente la estructura de la industria petrolera brasileña. Petrobras siguió asumiendo el liderazgo de la producción nacional y de las inversiones en su expansión. En las nuevas áreas de exploración abiertas por la Agencia Nacional de Petróleo, donde Petrobras jugaba prácticamente en las mismas condiciones que las grandes compañías internacio-

nales, la empresa brasileña fue mucho más exitosa. En Brasil, es difícil encontrar y explotar el petróleo; en este sentido, Petrobras acumuló un proceso de aprendizaje que le dio una ventaja estratégica sobre los demás competidores.

La apertura económica, iniciada a principios de los años noventa, y el cambio institucional otorgaron una importante flexibilidad de acción a Petrobras. La empresa ya no se vio obligada a asumir una política de desarrollo industrial de proveedores locales pesada, en un contexto de bajos precios de sus productos sobre el mercado interno; y pudo adquirir sus equipos en el exterior a mejor precio. Pudo asociarse con otras compañías petroleras para explorar y explotar los campos petroleros brasileños que diversificaban y que ampliaban significativamente su radio de acción. Pudo también comprar, mediante contratos más flexibles que los que rigen a los demás organismos públicos. Así, Petrobras pudo aprovecharse de este cambio institucional. Sus producciones petrolera y de gas aumentaron de manera regular y sustancial desde la apertura del mercado interno. También se internacionalizó, sobre todo en Sudamérica.

La mayor autonomía de gestión que le otorgó el gobierno y el comportamiento de Petrobras similar a una gran empresa privada empezaron a demostrar sus límites hacia finales de los años noventa. El peso que representa Petrobras en la economía brasileña y en las relaciones internacionales del país hace de ella casi una prolongación del Estado. De esta manera, su política de diversificación a favor del gas fue muy influenciada por el gobierno brasileño, que le impulsó a emprender la construcción del gasoducto Brasil-Bolivia.

Las consecuencias sociales desfavorables de las políticas liberales crearon una reacción de la sociedad brasileña; lo cual resultó en un mayor compromiso de la empresa en las creaciones de empleos en la economía brasileña.

La libertad de acción concedida a las empresas públicas conoce algunos límites en el caso de la industria petrolera de

los países en vías de desarrollo. Ahí, los sistemas nacionales de innovación tienen debilidades estructurales en algunos de sus segmentos. Aunque el área de producción petrolera sea especialmente fuerte en el caso brasileño, éste no es el caso de la industria parapetrolera, que conoce una fragilidad estructural, que la coloca en una posición especialmente vulnerable ante los competidores extranjeros.

Un mayor grado de intervención pública se produjo en la política científica y tecnológica. El gobierno destinó una parte de los derechos y beneficios extraordinarios de la producción nacional de petróleo a la investigación y al desarrollo. Estos fondos, que deben gastarse en proyectos de cooperación con las universidades y centros de investigación, aumentaron sustancialmente los gastos de I&D de Petrobras; intensificando considerablemente sus vínculos con otros actores del área científica y tecnológica del sistema nacional de innovación.

Existen también otros intereses pendientes en el caso petrolero. La industria petrolera es muy rentable y genera ingresos para importantes actores sociales. Los beneficios extraordinarios de la industria, también llamados renta petrolera,²⁵ se reparten entre la industria, el gobierno y los consumidores. En el caso brasileño, la liberalización del control de los precios y su nivelación con los precios internacionales condujo *de facto* a una transferencia de renta de los consumidores hacia la industria y el gobierno, que a su vez aumentó la carga fiscal. No obstante, esta política se vio limitada con la crisis económica en 1998 (por la devaluación de la moneda). Por lo tanto, el nuevo gobierno de Lula eligió limitar el reajuste de precio, transfiriendo una parte de la renta a los consumidores.

Los cambios institucionales en el sector energético de los países en vías de desarrollo deben de estar limitados para

²⁵ Puiseux (1979).

inducir comportamientos empresariales volcados hacia la eficacia económica, sin que dejen de actuar en beneficio de la sociedad. En efecto, este sector es crucial, desde el punto de vista de la industrialización y de la distribución de la riqueza, y de un reparto equilibrado de las ganancias en beneficio del mayor número de la población. Este compromiso exige que se mantenga un cierto equilibrio entre el Estado y el mercado.

BIBLIOGRAFÍA

Alveal, Carmen (1994), *Os Desbravadores. A Petrobrás e construção do Brasil industrial*, Relume Dumará, Anpoc, Río de Janeiro.

Brasil Energía, varios números, Río de Janeiro.

Folha de São Paulo (2007), “Petrobras perde R\$ 708 milhões em operação na Argentina”, *Caderno Dinheiro*, núm. 2, 1 de septiembre, p. B14.

Freeman, Cris (1988), “Japan: A New National System of Innovation?”, en Giovanni Dosi, Cris Freeman, Richard Nelson, Gerald Silverberg y Luc Soete (eds.), *Technical Change and Economic Theory*, Pinter, Londres y Nueva York.

Furtado, André (1985), “A crise energética mundial e o Brasil”, *Novos Estudos Cebrap*, núm. 11, pp. 17-29.

_____ (1995), “Política tecnológica setorial e planejamento energético: algumas lições de um estudo comparativo entre França e Brasil na indústria do Petróleo”, *Revista Brasileira de Energia*, vol. 4, núm. 2, julio/diciembre, pp. 7-37.

_____ (1997), “The French System of Innovation in the Oil Industry, some Lessons about the Role of Public Policies and Sectoral Patterns of Technological Change in Innovation Networking”, *Research Policy*, vol. 25, pp. 1243-1259.

_____ (1999), “Petrobrás: une reussite dans l’offshore profond”, *Revue de l’Energie*, núm. 503, enero, pp. 35-41.

- Furtado, André, Luis Duque Dutra, Newton Muller Pereira y Bianca Marzani (2003), *Política de compras da indústria de petróleo e gás natural e a capacitação dos fornecedores no Brasil: o mercado de equipamentos para o desenvolvimento de campos marítimos*, Nota Técnica, núm. 8, Projeto Tendências, INT, Río de Janeiro.
- Instituto Brasileiro do Petróleo (2003), *Carteira de Investimentos 2003 a 2007, Empresas de Petróleo (exceto a Petrobrás)*, Workshop Temático Prominp, Angra dos Reis, <http://www.prominp.com.br/objects/files/>, 7 de agosto.
- Lundvall, Bent-Ake (1992), "User-producer Relationships, National System of Innovation and Internationalization", en Bent-Ake Lunvall (ed.), *National Systems of Innovation, Towards a Theory of Innovation and Interactive Learning*, Pinter, Londres.
- Malerba, Franco (2003), "Sectoral Systems and Innovation and Technology Policy", *Revista Brasileira de Inovação*, vol. 2, núm. 2, julio/diciembre, pp. 329-375.
- Marzani, Bianca (2004), *Avaliação de Competências dos Fornecedores Locais da Indústria do Petróleo e Gás Natural*, Master en Política Científica e Tecnológica, Universidade Estadual de Campinas, Campinhas.
- Nelson, Richard y Nathan Rosenberg (1993), "Technical Innovation and National System", en Richard Nelson (ed.), *Technical Innovation Systems: A Comparative Analysis*, Oxford University Press, Nueva York y Oxford, pp. 3-21.
- Petrobras (2005), *Plano de Negócios 2006-2010*, Río de Janeiro, 23 de agosto.
- _____ (2007a), *Demonstração Financeiras Padronizadas*, Comissão de Valores Imobiliários, Río de Janeiro, 5 de marzo.
- _____ (2007b), *Plano Estratégico 2020, Plano de Negócios 2008-2012*, Río de Janeiro, 14 de agosto.
- _____ (varios años), *Rapports Annuels*, Río de Janeiro.
- Puiseux, Louis (1979), *La Babel Nucléaire*, París, Galilée.

Silva, Cylon Gonçalves y Lucia Melo (2001), *O debate necessário Ciência, Tecnologia e Inovação. Desafio para a sociedade brasileira*, Ministério de Ciência e Tecnologia e Academia Brasileira de Ciências, Brasília.

LA POLÍTICA PETROLERA COLOMBIANA O EL ACCIDENTADO TRÁNSITO DE LAS QUIMERAS A LA REALIDAD

ALICIA PUYANA¹

INTRODUCCIÓN

La historia petrolera colombiana es de vieja data y sus orígenes se remontan a la segunda década del siglo xx. Añejas son también las ilusiones de convertir al país en una potencia petrolera mundial y de transformar la economía y la sociedad con los recursos generados por el petróleo. El imaginario colectivo, durante décadas, alimentó el mito de que el potencial petrolero de Colombia era comparable al de Venezuela o los países del Golfo Pérsico. Esta quimera dictó las bases de la política nacional sobre los hidrocarburos. En particular, determinó que el único obstáculo entre el subdesarrollo y la prosperidad colombiana era la estrategia imperial de Estados Unidos que consistía en mantener para sí el potencial petrolero colombiano, como una reserva para su futuro, explotable cuando las demás cuencas se hubieran agotado e impedir aprovechar ese recurso para el progreso nacional. Alentó estudiosos de varias escuelas y de la acción política nacionalista multicolor. También sirvió de base para la elaboración de las políticas de contratación de la inversión

¹ Profesora, investigadora de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Flacso), México.

extranjera en las actividades aguas arriba de crudo y gas y causó las múltiples reformas a las políticas petroleras. Bajo la ilusión de la riqueza petrolera y la elevada competitividad del crudo colombiano, los legisladores y los diseñadores de políticas públicas adoptaron medidas restrictivas, seguros de que podían imponer sus condiciones a las empresas multinacionales. La presencia de agrupaciones guerrilleras en las áreas petroleras complicó la situación en varios sentidos: por una parte, elevó los riesgos reales y percibidos de invertir en Colombia, por la otra, limitó el campo de acción del gobierno y reforzó la estrategia de maximización de la renta captada por el estado y su mayor distribución territorial.

Las exigencias de captar el máximo nivel de regalías de la extracción petrolera interesan a múltiples buscadores de renta, por razones diversas. La renta petrolera es un impuesto de cero costos políticos: permite elevar o mantener un determinado nivel de gasto público sin gravar, en proporción correspondiente al nivel de gasto, ni al sector productivo ni a los consumidores. La disponibilidad importante de volúmenes de divisas propias, aportadas por el petróleo, liberó al Estado colombiano de las difíciles negociaciones para establecer la tasa de cambio con los cafeteros, por cerca de un siglo generadores cuasi monopólicos de divisas, convirtió al Estado en una fuente y botín de recursos cuantiosos y dio poder a las tecnocracias administradoras de esa renta. Los ministerios de gasto y las autoridades regionales vieron la posibilidad de expandir el gasto y hacer política; los de Hacienda y la banca central, controladores del gasto, peleaban por un manejo centralizado y discrecional. Los importadores esperaban una absorción rápida y total de los ingresos petroleros pues la revaluación de la tasa de cambio real abarata las importaciones y debilita la producción nacional de bienes importables. Unas regalías elevadas interesan a los gobiernos locales de las áreas de producción; tanto en las regiones en donde cruzan los oleoductos como en las

que se encuentran los puertos de exportación, puesto que la legislación nacional les otorga una participación elevada en las regalías nacionales.

Durante la Guerra Fría, y mientras el mercado petrolero mundial estuvo escindido políticamente entre Este-Oeste y entre los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y los no miembros, los criterios geopolíticos y estratégicos jugaron un papel importante en las decisiones de las empresas sobre dónde, cuándo y cuánto invertir. Asimismo, permitieron que productores de altos costos, como Colombia o el Mar del Norte, entraran al mercado mundial y elevaran las cotizaciones y la renta de los más eficientes. La OPEP y el conflicto Este-Oeste son al petróleo colombiano lo que los esquemas brasileños del café fueron al café de Colombia. Ese ambiente de guerra fría hizo posible las inversiones que permitieron —en los setenta y ochenta— descubrir los mega campos de Orito, Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. Aquéllos han mantenido en vida la industria petrolera nacional y las exportaciones, han aliviado la limitación de recursos al Estado colombiano, siempre pobre y con poca capacidad y menor voluntad política de imponer impuestos al capital. Con la caída del Muro de Berlín, la apertura del mercado petrolero a las inversiones extranjeras y la liberalización de las leyes de inversión extranjera y de hidrocarburos a todo lo ancho del globo, los criterios extra-económicos perdieron fuerza y la falta de competitividad del crudo colombiano reveló la inadecuación de la política contractual. Hoy, los criterios determinantes son la rentabilidad, el valor presente neto y la tasa de retorno interna de las inversiones, junto con la estrategia de diversificación de portafolio de inversiones. En esas condiciones, Colombia pierde peso en el mundo petrolero mundial.

Tras cuatro décadas de esfuerzos variados, reformas y mejoras en las condiciones ofrecidas a las empresas, Colombia sigue aún sin atraer las inversiones necesarias para

renovar reservas al ritmo de la extracción. La vida útil de las disponibles se acorta y las expectativas de regresar a la importación del crudo o de comprarlo a las empresas asociadas, para alimentar la carga de refinería, se perfilan como una realidad no remota. Las últimas medidas del gobierno—dividir a la empresa en dos entidades, encargadas, una de la administración del recurso petrolero en lo que se refiere a contratos y el diseño de la política, y la otra, de la producción y el manejo de las reservas— es uno más de los muchos cambios que da el accidentado manejo de la política petrolera nacional. El retorno a las concesiones es preocupante y sugiere un giro de 360 grados para regresar al punto de partida. Finalmente, la capitalización mediante la puesta en bolsa del 20% del capital de la estatal, además de liberar a Ecopetrol de las trabas administrativas del sector público es, por una parte, una forma de captar ahorro privado nacional y, por la otra, de ampliar el margen de captación de renta al sector privado. Entre varias opciones posibles, primaron éstas las cuales van más en la línea liberal y de pequeño Estado que ha caracterizado al país desde la instauración de la república, hace doscientos años. Que estas medidas logren detener la caída de las reservas y prolongar su vida útil está por verse. No lo parecen sugerir los efectos de las reformas introducidas en 2003, preámbulo de la capitalización.

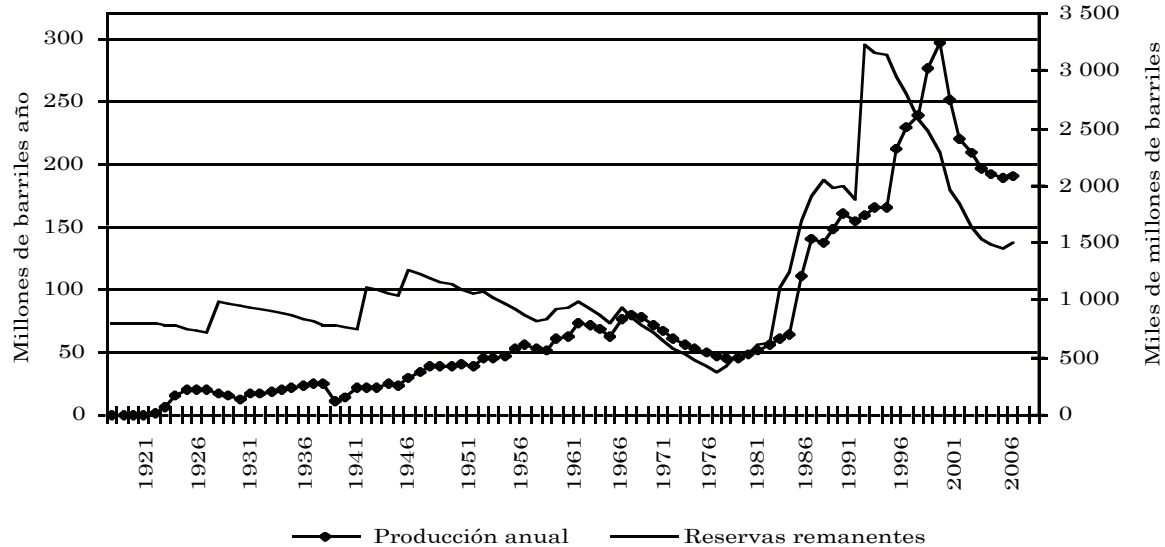
En el año 2003, cuando Ecopetrol cumplía 52 años como empresa industrial y comercial del Estado, se transformó en una sociedad pública por acciones, dedicada exclusivamente a explorar, producir, transportar, almacenar y comercializar hidrocarburos. Esta transformación se instrumentó en el decreto núm. 1760. Se suprimieron las funciones de Estado que Ecopetrol desempeñaba como administrador del recurso petrolero: conceder áreas para explotación y producción en el territorio nacional, responsabilidad que pasó a la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), encargada entonces de toda la política petrolera del país. La última

medida, la privatización de parte del patrimonio nacional, cuando se dispararon los precios externos y se multiplicó la renta petrolera, marca el triunfo de la ideología liberal colombiana, en el último rincón en donde todavía quedaba algo de participación pública. También marca el traslado de la renta fiscal petrolera a arcas privadas.

Colombia, al igual que la mayoría de los países en desarrollo exportadores de petróleo, descapitalizó a su empresa petrolera. El gobierno colombiano le extrajo ingentes recursos y, al igual que aquellos países, corrió el riesgo de comprometer la viabilidad de su capacidad productora y exportadora y, en consecuencia, los equilibrios fiscales y externos futuros. Las últimas reformas redujeron la carga fiscal y crearon condiciones más atractivas para los inversionistas y más acordes con el limitado potencial petrolero del país y los relativamente elevados costos de producción. Es factible que, en el nuevo escenario de precios futuros, cristalicen las inversiones requeridas para renovar las reservas. Ecopetrol ha realizado inversiones en el exterior para adquirir reservas: una estrategia nueva que promete buenos resultados.

La información disponible para un observador externo a las empresas productoras, o a las de exploración geológica no da muchas luces sobre el tamaño de las reservas probables y posibles. Análisis de riesgo geológico sugieren que los primeros descubrimientos en una determinada cuenca suelen ser los pozos más grandes y los descubrimientos posteriores serán menos importantes. Este fenómeno ocurre en parte porque los pozos más ricos cubren áreas más extensas y son más fáciles de detectar al perforar al azar. Los nuevos métodos de exploración geológica orientan la perforación hacia las zonas más promisorias. Es factible suponer que los pozos por descubrir en el área de Cusiana y Cupiagua sean menores. La trayectoria de las reservas y de la actividad exploratoria, indicativos del interés por el país, no sugiere que hallazgos

Gráfica 1. Colombia: producción anual de crudo y reservas remanentes, 1921-2006



Fuente: Elaboración propia con base en Ecopetrol, Vicepresidencia de Producción, consultado en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2005/exploracion/inversiones-ECP-explor-directa.htm/>.

similares a los de Cusiana puedan repetirse fácilmente. En la gráfica 1 es claro el descenso de las reservas remanentes (eje derecho) a partir de 1993 y de la producción (eje izquierdo) desde 1998, lo que no se ha logrado revertir. Es dramática la pérdida de reservas desde el inicio de la actividad petrolera en el país (gráfica 1).

Después de esta breve presentación, nos proponemos ubicar a Colombia en el contexto petrolero internacional y presentar su capacidad en esta actividad globalizada. Analizaremos la evolución de la política petrolera y sus éxitos, en términos de la renovación y ampliación de las reservas probadas y de la capacidad productiva y exportadora. En la segunda sección, presentaremos los criterios que orientan la toma de decisiones sobre inversiones de las empresas petroleras y la calificación de Colombia y discutiremos las reformas a los contratos de asociación. La tercera sección analizará la trayectoria de las políticas para atraer las inversiones extranjeras, a la luz de las repetidas modificaciones a los términos contractuales. La cuarta discutirá la capitalización de la empresa por la venta de acciones en la bolsa de valores y presentaremos conclusiones en la quinta parte.

EL CAMINO PARA ATRAER LAS INVERSIONES EXTRANJERAS

Los costos de la actividad petrolera colombiana

Cabe recordar que Colombia siempre ha mantenido la presencia del capital privado extranjero en las actividades aguas arriba, conservando siempre la propiedad nacional de las reservas. La política de hidrocarburos ha girado en torno al tamaño de la renta que el Estado está dispuesto a ceder a cambio de que se realicen las inversiones en exploración. Desde el primer contrato de concesión para la exploración y

explotación petrolera, firmado en 1905, con la Tropical Oil Company, subsidiaria de la Standard Oil Company of New Jersey, la cual inició la producción a principios de los años veinte en el Valle del Magdalena Medio a la fecha, son numerosos los cambios introducidos a la legislación petrolera colombiana. Estos cambios han buscado responder a las transformaciones en el mundo petrolero, atraer inversiones y garantizar, por lo menos, el abasto nacional. La concesión de “Mares”, el contrato con la Standard, caducó en 1951 y el patrimonio fue tomado por Ecopetrol, la naciente empresa estatal colombiana. La Standard Oil Company (ahora Exxon) formó una nueva subsidiaria, la International Petroleum Colombian Ltd. (Intercol), aún en operación en Colombia.²

Con la entrada al mercado petrolero mundial de participantes más atractivos, México, Venezuela y el Medio Oriente, la importancia de Colombia decayó y con ella las inversiones y la capacidad productiva. A comienzos de los años sesenta ya era evidente que Colombia se convertía en importador neto y que se requería modificar los términos contractuales considerando los criterios de los inversionistas extranjeros y los cambios en el mercado mundial. Esa búsqueda permanente de inversiones se ha plasmado en repetidos cambios en los contratos que no han reflejado la limitada competitividad de Colombia en el mundo petrolero.

En efecto, el potencial petrolífero colombiano es relativo, en términos internacionales, si bien el significado de la riqueza petrolera es inmenso para el país ya que permite cerrar las tres brechas que limitan el crecimiento económico, en términos de ahorro interno y externo, así como del lado fiscal. Para las empresas internacionales que han invertido en el país, el panorama es diferente. Colombia concentra el 0.1% de las reservas, el 0.7% de la producción y el 0.3% del

² Otras compañías, Texaco, Cities Service, Gulf, Shell y Elf, recibieron concesiones e iniciaron producción, véase A. Puyana y J. Dargay (1998).

consumo de crudo mundiales y agota sus reservas a un ritmo superior al mundial. Los costos de exploración son elevados por las dificultades geológicas y técnicas. Perforar un pozo en Cusiana linda los 20 millones de dólares.³ Producir un barril en Cusiana cuesta unos 7.7 dólares (4.44 dólares en exploración y desarrollo y 3.29 dólares en operación), cifra moderada comparada con Estados Unidos o el Mar del Norte.⁴ Los costos de operación, *lifting costs*, son igualmente moderados. Según analistas, hoy los costos de producción han subido a 15 dólares/barril,⁵ y, según nuestros cálculos, los de añadir un barril a la capacidad productiva cuesta 8 dólares. Esto coloca a Colombia entre los sitios de costos elevados, más cercanos a los de Estados Unidos y lejos de los de Venezuela, México, Irak y los países del Golfo Pérsico.⁶

Colombia está calificada como país de altos costos relativos en los factores de riesgo que analizan las empresas al momento de decidir invertir.⁷ El 75% de los entrevistados ubicó a Colombia en un rango de riesgo geológico superior a 70%, es decir en el rango superior. En el caso colombiano, el riesgo político —o sea el cambio injustificado en los términos contractuales y no en términos de acción guerrillera— ha tenido gran peso. Se ha considerado la política petrolera colombiana como “oportunista”; el gobierno cambia las condiciones contractuales en su favor cuando la situación parece mejorar, ya sea por los precios internacionales o cuando el tamaño de las reservas descubiertas es mayor

³ Entrevistas de Alicia Puyana con funcionarios de BP Exploration, Londres, octubre de 1994 y Bogotá, 2002.

⁴ A. Puyana y J. Dargay (1998).

⁵ Eduardo Sarmiento (2007); <http://www.elespectador.com/elespectador/Secciones/Detalles.aspx?idNoticia=22009&idSeccion=32/>.

⁶ Alicia Puyana (2005), pp. 82-111.

⁷ Para un análisis detallado de los riesgos en la industria petrolera y la calificación de Colombia según éstos véase A. Puyana y J. Dargay (1998), pp. 164-169.

al esperado. Por este manejo impredecible, buena parte de los entrevistados ubicó a Colombia en el rango superior de riesgo político. Los cambios en la legislación se han producido muchas veces sin consulta, por lo general, cada dos años. El gobierno colombiano no ha establecido una relación de socios con los inversionistas extranjeros.⁸ Con los cambios en 2003 y muy especialmente en 2006, Ecopetrol se convierte en empresa mixta, con acceso al capital privado nacional y pasa a competir con las empresas extranjeras en la adjudicación de cuencas petrolíferas. Este cambio se realiza bajo el incentivo de los elevados precios del crudo y significa compartir la gigantesca renta, 51 dólares (la diferencia entre costos de producción: 15 dólares y el precio del barril: 66 dólares) entre el sector privado nacional y extranjero y el Estado, sin que prive ninguna garantía para que parte de esa renta se invierta en exploración.

Un factor de desestímulo de las inversiones extranjeras ha sido la valoración de la seguridad de los trabajadores y de las instalaciones.⁹ Es cierto que el clima no es hostil hacia el capital extranjero en general, aunque, en el sector petrolero sea mucho menos favorable. Además, las cuestiones de seguridad aún no se han resuelto del todo, aunque sí se han prácticamente eliminado los atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas en especial: disminuyeron de 170 atentados en 2001 a cinco en 2004 y ninguno a partir de 2006. Pero los inversionistas aún valoran al país como de alto riesgo en términos de seguridad.

Las reformas a la política petrolera colombiana

La Ley 20, aprobada en 1969, nacionalizó los recursos minerales y declaró reserva nacional todas las zonas petroleras

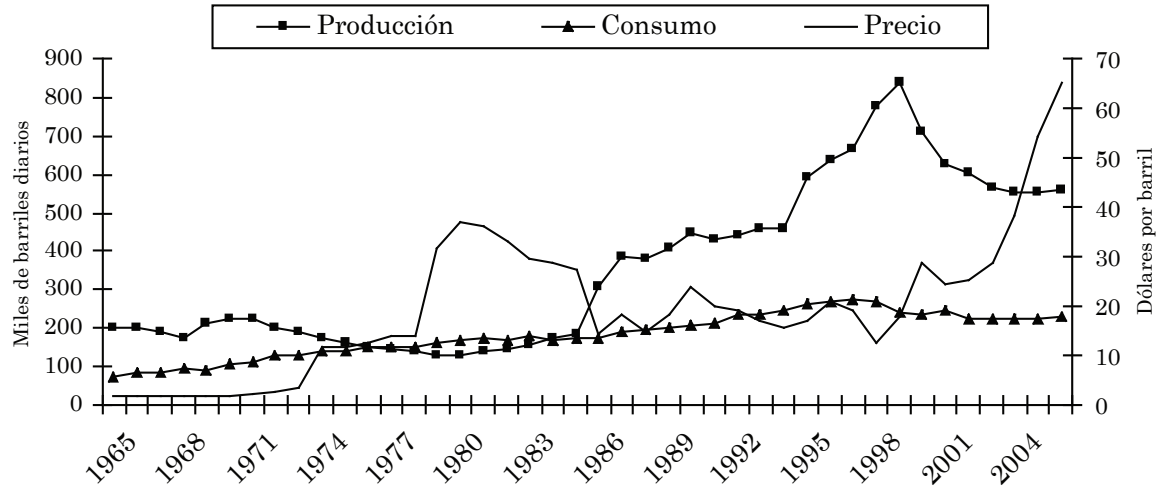
⁸ Entrevistas de Alicia Puyana con funcionarios de Shell, octubre de 1994 y Bogotá, 2002.

⁹ *Idem.*

del país. Encargó a Ecopetrol llevar a cabo directamente la explotación o, en su caso, hacerlo en asociación con capital público o privado, nacional o extranjero; además, la autorizó a negociar los contratos correspondientes con compañías privadas. En éstos, Ecopetrol recibiría regalías y una parte de la producción. Aunque se otorgaron contratos de concesión después de 1969, esta modalidad fue abolida en el Decreto 2310 de 1974. Bajo las concesiones y los primeros contratos de asociación, el petróleo debía ser vendido a Ecopetrol, a precios establecidos por el Ministerio de Minas y Energía. En 1979, cuando el crudo se cotizaba a 31.6 dólares/b, el precio base era 1.50 dólares/b. A principios de los ochenta, con los precios de 35 dólares/b, el precio pagado por Ecopetrol varió entre 1.75 dólares y 8.50 dólares. Desde mediados de los ochenta, se otorgó a la asociada plena libertad para disponer de su producción, sea en el mercado nacional sea en el exterior. Desde 1970, se han otorgado 335 contratos de asociación, la mayoría de los cuales se han terminado al no encontrar petróleo, o por resultar no rentables, dadas las condiciones de los campos. La producción descendió, el consumo avanzó y fue necesario importar durante 1977 y 1984, periodo de altos precios (gráfica 2). El espacio entre la producción y el consumo es el volumen exportado. Estas importaciones agravaron los desequilibrios externos de un país dependiente de las exportaciones de otros productos básicos que, como el café, el plátano o las flores, sufrían grave caída de las cotizaciones externas.

Colombia recobró la capacidad exportadora en 1985 cuando los precios externos del crudo iniciaron su descenso e incrementó los excedentes exportables, del 6% de la producción en 1985 al nivel récord del 71% en 1999. Descendieron a partir de ese año, cuando las cotizaciones externas se recuperaban. Hoy Colombia pone en el mercado mundial cerca del 50% de su producción. La desaceleración del consumo, a partir de 1998, ha permitido compensar el descenso

Gráfica 2. Colombia: producción y consumo de petróleo, 1960-2006



Fuente: Elaboración propia basada en: *BP Statistical Review of World Energy* (2007).

de la producción y mantener los ingresos por concepto de exportaciones, ingresos que se incrementan con la escalada de precios.

Por los magros resultados, el contrato de asociación colombiano fue modificado en varias ocasiones, sea para ampliar la renta captada por el Estado colombiano o para incrementar la rentabilidad de los inversionistas. Así se instrumentaron cinco tipos de contratos: el TIPO A o 50-50 (1969-1989), el contrato TIPO B o de distribución escalonada (1990-1994), TIPO C o de factor R (1994-1999) y el TIPO D o factor R al 30%-70% (1999-2003), y el Nuevo Contrato de Concesión NC 2004 a la fecha.

Contrato tipo A, 1969-1989

Este contrato de asociación distribuyó la producción de crudo por mitades entre Ecopetrol y el inversionista privado, después de deducir el 25% de las regalías. Rigió la política petrolera colombiana entre 1969 y 1989, periodo ligeramente anterior al primer choque petrolero y posterior a la caída de las cotizaciones en 1986. Fue la época en la cual los criterios geopolíticos y de seguridad energética prevalecían al decidir en dónde y cuánto invertir, valorizaron reservas de altos costos y favorecieron a Colombia. Bajo este régimen, se firmaron 289 contratos y tuvieron lugar los grandes descubrimientos de petróleo Caño Limón y Cusiana. Las reservas crecieron a 2 000 millones de barriles en 1989. El contrato, en caso de descubrimiento, ofrecía en promedio una TIR del 42.76% y una participación para el Estado del 79.83% del flujo de caja del proyecto (*State Take*). La relación entre precios altos y las bajas tasas de interés en el mercado de capitales favoreció la expansión de la producción no OPEP, por la relación directa entre las inversiones y las cotizaciones externas e inversa entre éstas y el costo del dinero, la cual se refleja más en

el número de pozos perforados que en el número de contratos firmados¹⁰ (gráfica 3).

Contrato tipo B. Escala descendente vigente 1990-1994

Fue introducido en 1989, luego del descubrimiento de Cusianna y Cupiagua. Tenía como propósito asegurar al gobierno una mayor proporción de la producción a medida que subiera el producto. Se creía que se encontrarían significativas reservas lo cual permitiría al gobierno maximizar su renta. Las regalías se fijaron a una tasa uniforme del 20% para todos los campos. Luego de descontar las regalías, la producción se dividía en 50-50 por ciento. La participación de Ecopetrol en la producción crecía del 50% en los campos hasta de 60 millones de barriles de producción acumulada, al 60% en los campos entre 90 y 120 millones de barriles y 70% en los de más de 150. Con esta norma de “escala deslizante” los contratos resultaron menos atractivos ya que en todos los casos la renta del gobierno resultaba superior al 80% y no eliminaron los elementos regresivos del contrato tipo A (en el sentido de que la renta del gobierno del valor presente neto, o del flujo de caja neto, es mayor para los campos más pequeños). La rentabilidad TIR promedio, en el caso de descubrimiento de petróleo, disminuyó respecto al anterior contrato hasta un 41.35% y la participación del Estado se incrementó hasta un 80.75%. Este cambio hizo menos atractivo el contrato para los inversionistas privados. La única ventaja consistía en que eran menos rígidas las normas ambientales y de transferencia de tecnología. Sin embargo, no eliminaban el carácter regresivo de los contratos. Los cambios globales, apertura de las reservas de la ex Unión Soviética y Venezuela, entre

¹⁰ Paulo César Aguirre (2003), p. 14.

otros, magnificaron la inadecuación de la legislación a juzgar por la actividad exploratoria, como se ve en la gráfica 3.

Contrato tipo C. Factor R vigente entre 1994-1999

En 1994, el contrato B fue nuevamente modificado: si bien era atractivo para los grandes yacimientos (más de 100 millones de barriles), ubicados en áreas activas dotadas de infraestructura e información geológica adecuada, no ofrecía rentabilidad acorde con el riesgo si los yacimientos eran fuera de dichas áreas ni ofrecía términos favorables para los descubrimientos de gas natural. El Estado tomaba grandes ganancias en caso de grandes descubrimientos, sin considerar los incrementos de precios o las reducciones de costos. Lo anterior llevó a la adopción del factor R, en un intento por introducir una distribución más equilibrada de la producción entre la compañía asociada y Ecopetrol. Si la producción acumulada superaba los 60 millones de barriles, la distribución de la producción dependía de la relación entre los ingresos y los gastos de la compañía de acuerdo con el Factor R. Con esto, los términos del contrato se hicieron menos atractivos para las compañías privadas al reducir la TIR hasta un 37.97% y al incrementar el *State Take*, cercano al 82.5%. Entre los cambios a la legislación petrolera que se hicieron, entre 1995 y 1997, en 33 países, el contrato colombiano tipo C se ubicó en el rango 44 –de un total de 50 contratos– por su poca rentabilidad.¹¹ Las inversiones en Colombia no se reactivaron al ritmo de otras regiones, no obstante la firma de contratos.¹² A finales de 1999, se inició el estudio de nuevos cambios. En efecto, las reservas que, gracias al impulso de los descubrimientos bajo el contrato tipo A ascendieron 3.1 mil millones de barriles en 1994, cayeron a 2.3 en 1999 (gráfica 3).

¹¹ P. Van Meurs y A. Seck (1997), p. 57.

¹² C. Armengol y J. Germain (2000), p. 240.

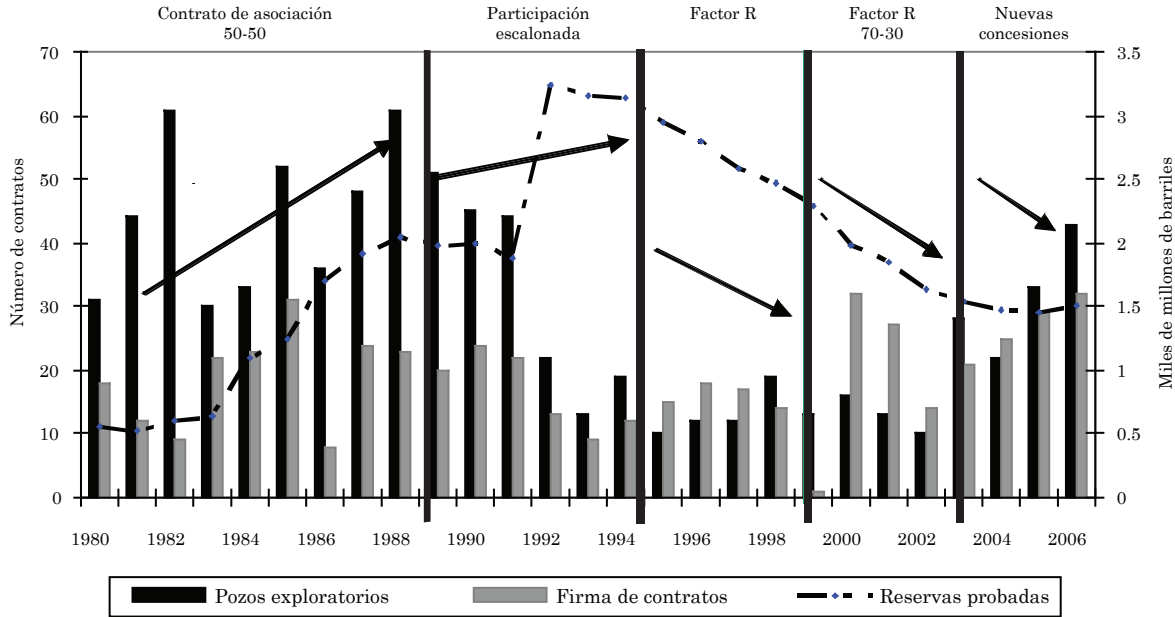
Contrato tipo D. Factor R al 30-70 por ciento, vigente entre 1999 y 2003

Este contrato, aprobado en la ley 619 de 2000, modificó el Factor R: introdujo la escala descendente para las regalías, de acuerdo con el tamaño de los campos, eliminó la tarifa uniforme del 20% para todos los campos y redujo la renta media del gobierno. La participación de Ecopetrol cayó al 30% en los campos pequeños, después de la declaración de comerciabilidad. El factor R se modificó para acelerar la tasa interna de retorno de las inversiones. En los campos de menos de 60 millones de barriles de producción acumulada, el asociado recibiría el 70% de la producción y caería al 35% en los campos con capacidad superior a los 150 millones de barriles.¹³ Se introdujo el esquema escalonado de las regalías, a partir de una constante de 5% y creciente hasta un 25%, según la producción del pozo. Las reformas realizadas redujeron el *State Take* de los contratos hasta un promedio de 66.5% e incrementaron la TIR de los privados hasta un 52.92%, lo cual aumentó el número de contratos suscritos (gráfica 3).

Esta fue la última modificación al contrato de asociación, ya que, en junio de 2003, mediante el Decreto 1760, el Gobierno Nacional escindió a Ecopetrol en tres entidades: Ecopetrol, S. A., encargada del negocio petrolero, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), a cargo de la política petrolera, y una tercera empresa encargada de los negocios no estratégicos, al momento a cargo de Ecopetrol. En diciembre de 2003, la ANH presentó al público un borrador sobre los elementos básicos del nuevo régimen fiscal petrolero, o el retorno del país al sistema de concesiones petroleras.

¹³ Colombia fue ubicada en el 51 lugar en rentabilidad de los contratos, entre 71 países, A. Puyana y J. Dargay (1998), p. 200.

Gráfica 3. Colombia: Efecto de las reformas a la política de contratación petrolera*



* Las flechas indican la trayectoria de las reservas en el periodo de cada tipo de contrato.

Fuente: Elaboración propia con base en Ecopetrol (2004) y BP Amoco (2007).

El Nuevo Contrato de Concesión, NC (2004 hasta la fecha)

El retorno a las concesiones es la más radical de las reformas a la política petrolera nacional, desde su abolición en 1969. Constituye la privatización, por ahora parcial, del patrimonio público de Ecopetrol y ubica a esta industria totalmente en línea con la opción liberal que caracteriza la economía nacional. El gobierno reitera, como en todas las reformas anteriores, que la estrategia principal es hacer más competitiva a la industria para atraer inversión nacional y extranjera, pública o privada.¹⁴ En resumen se trataría de reducir los riesgos que afectan las inversiones, elevar la tasa de retorno y el valor presente neto, y sin incrementar el riesgo asumido por el Estado. Son tres los cambios esenciales respecto a la política de asociación y de producción compartida:

1. *Recompensa al riesgo exploratorio en 100% para el inversionista.* El Estado no es socio forzoso al comprobarse éxito exploratorio. Luego del pago de las regalías, el inversionista puede disponer de todas las reservas y la producción.
2. El Estado recibe regalías e impuestos y sólo obtiene un beneficio o renta adicional cuando se generen ganancias extras en el negocio por presencia de precios altos.
3. La duración de los contratos en explotación es hasta el agotamiento de los campos.

El cuadro 1 presenta las características de los nuevos contratos y las mejorías realizadas para atraer inversiones privadas a la exploración.

¹⁴ Adriana Barrios y Juan Carlos Cárdenas (2005), pp. 35-38.

Cuadro 1. Características básicas del nuevo contrato de concesión

<i>Tipo de contrato</i>	<i>Sistema de regalías/impuestos</i>
Duración	Exploración: 6 años con prórrogas de 0-4 años Evaluación: 1-2 años con prórroga de 0-2 años Explotación: 24 años por yacimiento, con prórroga
Programas de trabajo	Exploración: programa mínimo por fase, ajustable Evaluación: a discreción del contratista Explotación: plan aceptado por la ANH con programas de trabajo anuales
Operaciones	Autonomía y responsabilidad del contratista Seguimiento de ANH
Términos económicos	100% de la producción para el contratista, después de regalías Regalías escalonadas + impuestos Pago eventual de 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de activación (<i>trigger price</i>) de aprox. 27 dólares/bbl WTI. El gas natural y el crudo pesado no pagan Los activos pertenecen al contratista

Fuente: Ecopetrol (2004).

Según la ANH,¹⁵ los términos de las nuevas concesiones son favorables para el inversionista y ubican a Colombia en el lugar 57 en competitividad. Según esto, antes ocupaba el lugar 64. Supera así a Trinidad y Tobago, que ocupa el puesto 60; Brasil, en el lugar 65; Perú, en el 68; Argentina, en el 72; o Ecuador, en el 103. El análisis tomó como base la información más reciente del Foro Económico Mundial y destaca como factores determinantes de la mejora las nuevas condiciones fiscales y contractuales del país, así como las perspectivas económicas y los avances en seguridad jurídica. No obstante, es aún prematuro evaluar el impacto sobre las reservas, aunque sí hay cambios en el número de pozos A3 perforados, en respuesta al incremento de las inversiones. Entre 2004 y 2006, se perforaron 98 pozos (gráfica 3 y cuadro 1). No son aún promisorios los resultados en reservas añadidas y la tasa de recuperación que linda con el 10% de la producción anual, es decir, un déficit del 90% para mantener intacta la vida útil de las reservas. Los costos por barril añadido, que ascendieron a 14.3 dólares/b y por pozo perforado a 15.2 millones de dólares por pozo, continúan muy elevados (cuadro 2).

Es evidente y notable el cambio en el monto de las inversiones directas de Ecopetrol; tradicionalmente, no superaban el 15%, acorde con la política aplicada a los contratos de asociación y riesgo compartido de contener las inversiones directas de Ecopetrol bajo el pretexto de que el Estado no debe asumir ningún riesgo exploratorio. Luego de tomar la decisión de capitalizar a la empresa mediante la venta de acciones, las inversiones directas de la paraestatal ascendieron al 30% por ciento de las inversiones totales. En 2006, cubrieron más del 50%, incluyendo las de la ANH. Es probable que este cambio de línea —una forma de intensificar la actividad exploratoria— haya obedecido

¹⁵ Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (2006a).

Cuadro 2. Colombia; inversiones, reservas y pozos perforados.
Costo de adición de reservas. 1978-2006

	<i>Inversión exploración</i>			<i>Po- zos</i>	<i>Reservas</i>	<i>Produc- ción</i>	<i>Tasa rep.</i>	<i>Inversiones total</i>	
	<i>Asoc.</i>	<i>Ecop.</i>	<i>Total</i>	<i>A3</i>	<i>Añadida</i>	<i>Año MM/B</i>	<i>Reserv.</i>	<i>Barril*</i>	<i>Pozo**</i>
1978-1989	1 708	432.3	2 140.3	486	1 545.6	954.6	161.9	1.4	4.4
1990-1994	1 115.4	173.2	1 288.6	143	1 607.0	806.5	199.3	0.8	9.0
1994-1999	1 289.63	229.27	1 518.9	66	11.7	1 252.6	8.9	13.6	23.0
1999-2003	629.2	161.5	790.7	67	80.4	876.3	9.2	9.8	11.8
2004-2006	594.1	537.9	1 132.0	98	68.3	571.0	12.0	16.6	11.6
1993-2006	6 037.2	1 551.0	7 588.2	539	2 078.3	5 966.2	34.8	3.7	14.1

Dólar por barril añadido.

* Incluye 161 millones de la ANH.

** Millones de dólares. Reservas añadidas: millones de barriles.

Fuente: cuadro 1.

a la necesidad de reducir los riesgos geológico y técnico al elevar el riesgo asumido por el Estado, incrementar la tasa de reposición de reservas y el índice de éxito exploratorio, o la relación pozos A3 perforados a pozos productivos. Llama la atención que ésta fue una opción que siempre se rechazó bajo el pretexto de que, al incrementar las inversiones directas, Ecopetrol se induciría un efecto de *crowding out* de las inversiones privadas cuando en realidad éstas no se realizaban precisamente por el bajo riesgo asumido por la paraestatal petrolera. Nuestros cálculos sugieren que hay una correlación directa y fuerte entre las inversiones de la empresa pública y las inversiones extranjeras, que sugiere que aquéllas, antes que alejar, más bien estimulan y atraen a las privadas (gráfica 4).

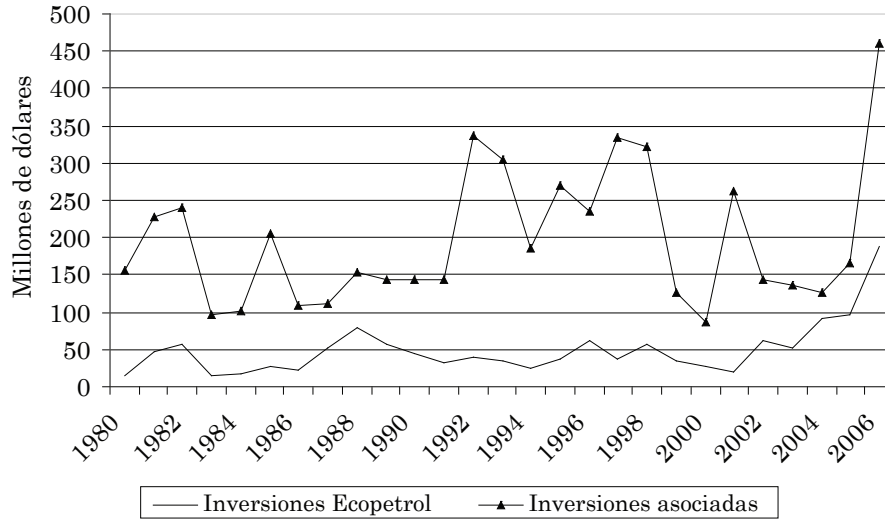
LA CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL

Ecopetrol, una empresa con finanzas sanas

Los resultados de los últimos años (2004-2006) no explican del todo las causas de la apertura y la venta de las acciones, salvo si se considera que fue una estrategia fiscal y política. Se trataba de acopiar recursos extraordinarios de una vez, para abultar los ingresos fiscales presentes, sacrificando los futuros; también se trataba de abrir el camino a la inversión privada, en un sector que se había quedado aún al margen de la política de privatización iniciada a finales de los años ochenta.

Las cuentas financieras y presupuestales de Ecopetrol son sanas, como se ve en el cuadro 2. Los costos de operación no rebasan el 35% de los ingresos brutos y las utilidades brutas colindan el 37% de los ingresos operacionales. Las relaciones fiscales se han modificado en un grado elevado, ya que las regalías más los impuestos representan alrededor del 25% de los ingresos brutos. Las utilidades después

Gráfica 4. Inversiones en exploración:
directas de Ecopetrol y asociadas, 1980-1986



Fuente: cálculos propios basados en Ecopetrol. Vicepresidencia de Producción.

de estos pagos representan cerca del 20% de los costos. Los cambios en las políticas, con la intención de elevar la tasa de rentabilidad y reducir la renta captada por el Estado, se ven claramente en las relaciones entre los impuestos y las regalías y las utilidades brutas y operacionales; descienden del 73% al 55% por ciento, en el primer caso, y del 132% al 93%, en el segundo. Las regalías y los impuestos ascendieron en 2006 a 49 dólares el barril y representaron el 61% del precio internacional. Un instrumento de captación de renta son las transferencias, las cuales han representado entre el 56% y el 42% del total de regalías e impuestos. Al agregar a nuestros cálculos, tenemos que la captación de la renta total ascendió al 35% de los ingresos operacionales y a 79% de las utilidades brutas, en una tendencia decreciente desde 2002. La empresa tiene una relación sana, entre los pasivos totales y el capital; en 2006, fue cercana al 53 por ciento.

Las inversiones de Ecopetrol son dignas de análisis detallado. En 2006, cubrieron casi una cuarta parte de los ingresos brutos, una relación sorprendente en cualquier ejercicio operativo empresarial. Ese año, invirtió cerca del 93% de la utilidad operacional y el 130% de la utilidad después de impuestos. Estas inversiones sólo pudieron hacerse con deuda o con transferencias de presupuesto de la nación. En este contexto, la privatización no se justifica alegando mala situación financiera de la empresa. A todas luces, no es el caso.

¿Por qué se privatizó Ecopetrol?

Según el discurso oficial, se optó por capitalizar a Ecopetrol mediante la venta en la bolsa del 20% del patrimonio estatal petrolero para conseguir socios estratégicos que aporten conocimientos y tecnología así como acopiar recursos para invertir. Se buscó –según se argumenta– acopiar los recursos necesarios para el plan de desarrollo empresarial. En

los próximos cinco años, Ecopetrol requiere un presupuesto de 12 500 millones de dólares (cerca de 2 500 millones de dólares por año) para consolidar la recuperación de la actividad exploratoria, desarrollar los campos maduros y de crudos pesados y ampliar la capacidad de refinación. De los cálculos presentados en el cuadro 2, resulta evidente que, desde 2002, las utilidades brutas de Ecopetrol superan esa cifra: en 2006, superaron los 4.1 mil millones de dólares y se espera sean mayores en los años futuros, si los precios se mantienen elevados y no decae la producción. Por los cambios en la legislación, aun las utilidades después de impuestos y regalías ascendieron en 2006 a 1 800 millones de dólares; cubren el 72% de la meta de inversión. Bastaría un ajuste en la tasa impositiva para elevar las utilidades de la empresa y financiar el total de la inversión requerida. Por otra parte, Ecopetrol tiene bonos de deuda de largo plazo por varios miles de millones de dólares que le sirven de colateral de crédito.

Hemos hecho ejercicios sobre el futuro petrolero del país, en diferentes escenarios de crecimiento económico, producción (incluyendo la intensidad energética y la elasticidad del ingreso de la demanda de crudo de los últimos diez años) y exportaciones.¹⁶ Si el país desea abastecer su demanda interna, el aporte fiscal y las exportaciones para que conserve su participación en el mercado estadounidense deberá adicionar reservas y expandir su capacidad productiva más allá de las metas expuestas por la ANH. Bajo estos supuestos, que son conservadores, la producción crecería de 601 b/d (nivel de 2002) a 729 b/d; esto equivale a una tasa anual promedio de 1.5% al año, con lo cual las exportaciones alcanzarían 350 Mb/d. La producción acumulada sumaría 3 700 millones de barriles y las reservas remanentes al-

¹⁶ Por insuficiencia de espacio no presentamos el detalle de los cálculos, los cuales están a disposición de quien se interese y los solicite a la autora.

canzarían al 2011. Para mantener el actual nivel de reservas, sería necesario adicionar nuevas reservas netas iguales a la producción acumulada, que es equivalente a 330 millones de barriles al año, así como realizar un esfuerzo en exploración y desarrollo costando cerca de 5.5 mil millones de dólares y asumir costos idénticos para adicionar las reservas a los experimentados durante 2004-2006 (cuadro 2). Las metas oficiales son menores, lo cual sugiere que se sacrificarían exportaciones o adquirirían reservas externas. En todo caso, se limitaría el aporte del sector al balance externo y a las cuentas fiscales.

La apertura de Ecopetrol al capital privado demandó acciones previas de alto costo fiscal para evitar que Ecopetrol ejerza poder monopólico sobre ciertas actividades, como la importación de productos refinados y el transporte de combustibles. Las medidas tomadas se refieren a la apropiación en el presupuesto de la nación de una partida para cubrir los subsidios al consumo de combustibles, y evitar que, al ser asumidos por la empresa, mermen las utilidades a los inversionistas privados. Desde enero de 2008, el Ministerio de Hacienda cubre el subsidio a los consumidores. Se traslada así al contribuyente este costo que se cubría con los ingresos de la estatal. Se faculta al sector privado para importar combustibles para el consumo nacional, por lo que el gobierno nacional debe reglamentar el uso de la infraestructura de poliductos y reglamentar el precio paridad de importación (lo fija mensualmente el Ministerio de Minas y Energía). Por otra parte, se elevaron las inversiones directas de Ecopetrol, con lo cual se amplió su capital en las vísperas mismas de la privatización y se redujo sistemáticamente la renta que capta el gobierno.

Quedan dos preguntas importantes por responder: ¿se vendieron las acciones al precio que representa el valor de la empresa?, y ¿cuál debe ser el destino de la capitalización? Todo parece indicar que las acciones se vendieron por debajo

del precio que corresponde al valor real de la empresa, lo que constituye un traslado encubierto del patrimonio nacional a los compradores. La estrategia de capitalización se presentó al público, y así se efectuó, para crear un sector capitalista popular, al limitar el número de acciones por comprador y dar preferencia a los fondos de seguridad social y al sector solidario. No se puso ninguna condición sobre venta posterior de las acciones adquiridas. Hoy se cotizan en la bolsa al doble del precio de venta original y ha sido intenso el cambio de propietarios.

Ecopetrol tiene 900 millones de barriles de reservas del total de 1 500 millones de barriles del país. Los costos de producción son de 15 dólares por barril. Se estima que un 15% de las reservas se quedan en tierra por razones de costo o calidad. A la cotización externa, alrededor de 90 dólares, el precio de contabilización del barril de reservas sería entre los 50 dólares y 65 dólares y el valor de la empresa de 45 000 millones de dólares, un 50% superior al que sirvió de base para la privatización.¹⁷

Según Sarmiento, para valorar el capital de la empresa, se calculó la rentabilidad antes de impuestos de las empresas competidoras en 15%. Ésta descendió a 9% después del pago de impuestos (muy por debajo de las presentadas en el cuadro 2). Resulta que el valor de mercado –28 000 millones de dólares, equivalentes a los 56 billones de pesos (a la tasa de cambio de 2 000 por dólar)– sirvió de base para la venta del primer 10% de acciones. Este cálculo asume que la competencia entre las empresas determina la rentabilidad de las inversiones. También asume que ninguna empresa tiene poder de mercado y puede influir en las utilidades brutas. Afirma Sarmiento que en realidad la paraestatal sí tiene esa capacidad; afirma también que enfrenta una demanda inelástica y puede fijar los precios de los combustibles y establecer los márgenes de ganancia.

¹⁷ Eduardo Sarmiento (2007).

Así ese poder se traslada a los agentes que adquirieron acciones, y pueden elevar el precio de éstas por encima del valor asignado por el gobierno.¹⁸

La puesta en el mercado puede considerarse un éxito, desde cualquier punto de vista, pues Ecopetrol superó todas las metas establecidas en el programa de capitalización del 10.1% de su propiedad accionaria. Durante el proceso de venta, entre el 27 de agosto y el 25 de septiembre, se recibieron 525 741 formularios y fueron adjudicados 520 461. Se vendieron acciones a 482 941 colombianos en los 32 departamentos del territorio nacional. Aquéllos se convirtieron en accionistas. El 62% de la colocación se quedó en manos de personas físicas, lo que equivale a 3.5 billones de pesos; el 37% fue adjudicado a fondos de pensiones y cesantías con 2.1 billones, mientras que el 1% restante fue para las personas jurídicas que podían acceder a la oferta. Al 98.9% de los compradores (que equivale a 477 759 accionistas) que solicitaron menos de 70 millones de pesos, se adjudicó la totalidad de lo solicitado. Al restante –1.07% de compradores (equivalente a 5 182 accionistas)– que solicitó más de esa cantidad, se le aplicó el mecanismo de prorrateo, en cumplimiento con el reglamento de la emisión aprobado por la Superintendencia Financiera. De esta forma, se colocó en el mercado el total de la oferta que ascendía a 5.7 billones de pesos o unos 28 000 millones de dólares.

No es factible responder con toda claridad a la segunda pregunta: ¿cuál ha de ser el destino de la capitalización? En efecto, ni el gobierno ni sus agencias han aclarado al cien por ciento a la opinión pública a qué acciones y tipo de proyectos se destinarán los recursos de la capitalización. La mayor autonomía financiera otorgada a Ecopetrol sólo se justifica si garantiza los recursos necesarios para desarrollar proyectos a favor del bienestar general de todos los colombianos, que

¹⁸ *Loc. cit.*

—hasta hoy— son los únicos propietarios de la empresa. Sin duda, esto significa que es necesario invertir en proyectos que se orienten al autoabastecimiento de combustibles en el país. Este fue el principal objetivo de la privatización de Petrobras en Brasil y será su gran logro cuando —en el transcurso de los próximos años— el país logre dicho objetivo.

“Amanecerá y veremos”, dice el adagio popular.

CONCLUSIONES

La trayectoria de la política petrolera colombiana constituye un valioso ejemplo de ejercicios equivocados para valorar un patrimonio nacional, ignorando las condiciones internacionales. Empezando con la utopía de recursos ingentes, a inicios del siglo XX, y del poder de mercado —haciendo caso omiso de la geopolítica y de la valorización del crudo de la OPEP (que posibilitaron las inversiones en Colombia y elevaron su rentabilidad)— se regresa, luego de varios intentos, a las concesiones y a la apertura al capital privado, cuando en otras partes las empresas petroleras públicas se fortalecen, por la bonanza de precios. Los argumentos a favor de esta última estrategia no son convincentes y ocultan razones más profundas. La empresa no está quebrada y genera los recursos suficientes para financiar sus planes de expansión y renovación o adquisición de reservas, de no encontrarse en el país. La renta fiscal es elevada y no deja margen para inversiones suficientes. Durante los contratos de asociación, no se permitieron las inversiones directas de Ecopetrol, más por razones ideológicas que de eficiencia empresarial. Esto no permitió abatir el riesgo geológico. Una vez tomada la decisión de privatizar, se elevaron las inversiones de la paraestatal con lo cual se estimularon las inversiones de las compañías asociadas.

A la fecha, no se ven resultados muy alentadores en términos de renovación de reservas y de abatimiento de costos.

No es claro si esta nueva estrategia logre asegurar el abasto nacional de crudo y gas o si éste requiera comprar reservas en el extranjero y elevar las importaciones. ¿Resultará la euforia por la privatización en algo más que ganancias privadas y nuevos costos a los contribuyentes?

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (2006a), *Minuta Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos 2006*, ANH, Bogotá, D.C.
- _____ (2006b), *Minuta Contrato de Evaluación Técnica 2006*, ANH, Bogotá, D.C.
- Aguirre, Paulo César (2003), “Exploración de petróleo en Colombia: una aproximación empírica”, *Revista Desarrollo y Sociedad*, núm. 51, Cede, Universidad de Los Andes, Bogotá, pp. 55-80.
- Armengon, C. y J. Germain (2000), “Growth Rate in E&P investments slowed to 3% since 1998”, *Oil and Gas Journal*, marzo 13, vol. 101, núm. 15, Houston, Texas, pp. 15-18.
- Banco de la República de Colombia (2007), *Flujos de inversión extranjera directa por sectores en Colombia*, http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_s_externo.htm#flujos/.
- Barrios, Adriana (2003), *Energía y desarrollo 1*, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias Económicas, Observatorio Colombiano de Energía, Bogotá.
- Barrios, Adriana y Juan Carlos Cárdenas (2005), *¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?*, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias Económicas, Observatorio Colombiano de Energía (Energía y Desarrollo, 2), Bogotá.
- Barrows, G.H. (1980), *Worldwide Concession Contracts and Petroleum Legislation*, Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.

- British Petroleum-Amoco (2007), *BP Statistical Review of World Energy*, septiembre de 2007, UK, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471/>.
- Comisión Nacional de Regalías (2005), *Informe de estadísticas de regalías*, República de Colombia.
- Contraloría General de la Nación (2004), *Determinantes de la inversión en exploración y producción de petróleo en Colombia*, Bogotá, D.C., <http://www.contraloriagen.gov.co/html/home/home.asp/>.
- _____ (2003), *Retos y oportunidades del sector de hidrocarburos en Colombia*, Bogotá, D.C., <http://www.contraloriagen.gov.co/html/home/home.asp/>.
- Ecopetrol (2004), *Estadísticas volumétricas de la industria petrolera*, diciembre de 2004, Dirección de Planeación Corporativa, <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=101&conID=37737/>.
- _____ (2006), *Estadísticas de la industria petrolera 2005*, Bogotá, D.C., Dirección de Planeación Corporativa y Riesgos, <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2006/contenido.htm/>.
- González, Jorge Iván e Iván Zapata (2005), *El manejo de los recursos naturales renovables: sus efectos fiscales y macroeconómicos*, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias Económicas, CID, Bogotá.
- Ministerio de Hacienda de Colombia (2007), *Banco de Estadísticas de Ingresos y Egresos de la Nación*, <http://www.minhacienda.gov.co/>.
- Mommer, B. (2000), *The Governance of International Oil. The Changing Rules of the Game*, OIES Paper WPM 26, Oxford Institute for Energy Studies.
- PIW (2000), "Colombia at Last Signs a Few Upstream Deals", *Petroleum Intelligence Weekly*, 7 de febrero, pp. 6-7.
- Puyana, Alicia y Joice Dargay (1998), *Competitividad del petróleo colombiano: una revisión de factores externos*, Creset, Conciencias, Bogotá.

- _____ (2005), “Mexican Oil Policy and Energy Security Within NAFTA”, *Journal of Political Economy*, vol. 35, núm. 2, verano, pp. 72-97.
- Sarmiento, Eduardo (2007), “La transferencia inequitativa de Ecopetrol”, *El Espectador*, septiembre 2, <http://www.elespectador.com/elespectador/Secciones/Detalles.aspx?idNoticia=22009&idSeccion=32/>.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UNME) (2005), “La cadena del petróleo en Colombia”, UNME, Bogotá, D.C., [http://www.minminas.gov.co/.../598f95f20ca495bb052573d800733ce1/\\$FILE/Cadena_Petroleo_20004.pdf/](http://www.minminas.gov.co/.../598f95f20ca495bb052573d800733ce1/$FILE/Cadena_Petroleo_20004.pdf/).
- Van Meurs, P. y A. Seck (1997), “Government Take Decline as Nations Diversify Terms to Attract Investment”, *Oil & Gas Journal*, vol. 95, núm. 21, mayo 26, Houston, Texas, pp. 25-27.

LA ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA MEXICANA A PRINCIPIOS DEL SIGLO XXI

ISABELLE ROUSSEAU¹

INTRODUCCIÓN

El 28 de octubre de 2008 fueron aprobados en el Senado de la República siete dictámenes de ley que conformaron la reforma energética más amplia que se ha legislado en muchas décadas. De estos siete dictámenes, cinco de ellos están destinados a actualizar y mejorar la industria petrolera.

Sin embargo, esta reforma es sólo un punto de partida; en efecto, en los meses siguientes será necesario aterrizarla, formulando y aprobando numerosos reglamentos para que la reforma se convierta en realidades tangibles. Por otro lado, si bien en los días que siguieron la promulgación de los decretos de ley cundió el optimismo, a las semanas, muchas críticas se elevaron: varias juzgaron insuficiente el alcance de dicha reforma frente a los desafíos de que tiene que enfrentar Pemex y la industria petrolera mexicana. Y se llegó a oír que ¡esta reforma había sido la posible pero no la deseada! En este marco, nos proponemos revisar de manera detenida los principales retos que enfrenta la paraestatal para seguir siendo el motor de la seguridad energética del país durante

¹ Profesora-investigadora, Centro de Estudios Internacionales, El Colegio de México.

las próximas décadas. Este examen nos permitirá luego analizar la reforma petrolera con el afán de ver cuáles son sus aportaciones y sus limitantes frente a la problemática de la industria petrolera mexicana.

UN RECUENTO DE LOS RETOS Y DESAFÍOS
DE PEMEX Y DE LA INDUSTRIA
PETROLERA MEXICANA

Sin duda, Pemex sigue siendo todavía una empresa petrolera importante a nivel mundial por su nivel de producción (2.79 Mmbd en 2008) y su *cash flow*; sin embargo, enfrenta problemas cada vez más apremiantes. En poco tiempo, como empresa, ha perdido rango a nivel internacional. Por el otro, deficiencias y rezagos vienen a caracterizar muchos de los segmentos de la industria: el balance que ofrece la empresa en términos de exploración, producción de hidrocarburos así como de petrolíferos y de gas natural es preocupante.

En su parte extractiva, la industria resiente atrasos y dificultades importantes. De manera general, muchos han advertido que la etapa del petróleo fácil había quedado atrás. Esta situación se ha complicado en México por una carencia duradera de inversiones en exploración. De tal suerte que, a nivel de reservas, la situación es delicada.² Las reservas probadas de hidrocarburos disminuyen de manera muy acelerada (dan para 9.2 años, según la versión oficial, al ritmo de producción actual).³ Además, la tasa de reposición (3p) es

² Además, es de notar que, si bien es cierto que entre 2001 y 2004 el gobierno de Fox aumentó de manera importante el gasto en exploración, en 2005 se reasignaron los recursos para dar prioridad a proyectos encaminados a mantener la producción de crudo y ampliar la de gas (Adrián Lajous, 2007).

³ Es cierto que estas cifras vienen a ser moderadas si se considera, como lo hace Adrián Lajous, por ejemplo, que la transformación de las reservas probables en probadas brindan al país nueve años más en térmi-

muy baja. Según datos y declaraciones de Pemex, durante el sexenio foxista, el promedio fue de 40% cuando –a nivel internacional– suele ser mayor al 90%. Paralelamente, no ha habido descubrimientos importantes desde hace más de 25 años y los grandes yacimientos ya están en declive (Cantarell) o están por serlo (Ku Maloob Zaap, KMZ).

En cuanto a la parte de la extracción, producción y desarrollo que ha sido beneficiaria de un presupuesto mucho mayor (en promedio 80% del presupuesto acordado a Pemex Exploración y Producción (PEP) para sus inversiones productivas), los problemas son otros: cuencas maduras con pocas posibilidades de encontrar yacimientos enormes y una declinación mayor a la prevista del mega-yacimiento, Cantarell.⁴ Sin contar que, por razones fiscales, se ha desatendido la relación entre el nivel de producción y el nivel de reservas probadas, en detrimento de la seguridad energética del Estado mexicano. Es cierto que los campos de Ku Maloob Zaap (KMZ), del litoral de Tabasco y del Paleocanal de Chicontepec –tres activos que pueden considerarse como relativamente jóvenes todavía– compensan parcialmente las pérdidas de Cantarell (una disminución de 400 Mbd, en promedio, en 2008). Sin embargo, no logran remplazarlas en su totalidad, de tal suerte que esta caída en el volumen de producción se traduce en una reducción del volumen de exportación (en 2007 fue de 170 Mbd).⁵ Este fenómeno fue acentuado por el crecimiento reciente del volumen enviado a maquila y el que

nos de producción (Adrián Lajous, 2008). Fabio Barbosa (2009) presenta también una visión distinta.

⁴ A partir de 2006, el declive de la producción de Cantarell –un mega yacimiento que llegó a participar con el 60% de la producción nacional de crudo en México– ha vuelto más apremiante la necesidad de cambios en la operación del sector.

⁵ Se prevé que Ku Maloob Zaap (KMZ) empezará su declive (en 2010).

está siendo procesado en plantas petroquímicas.⁶ Además, como lo señala Adrián Lajous, por varias razones, los requerimientos en capital han aumentado. Los costos para convertir las reservas posibles y probables en reservas probadas, así como para descubrir nuevas reservas se han incrementado notablemente; también lo hicieron los costos para arrendar equipos de perforación, de construcción de infraestructura y de suministro de servicios petroleros. Por su parte, el costo marginal de producción se ha elevado de manera significativa; el incremento y el mantenimiento de la producción en campos maduros suponen, a su vez, mayores gastos de operación y de inversión. La disminución de la producción tiene implicaciones drásticas para las finanzas públicas, por la enorme contribución de la paraestatal a la hacienda pública (37% en promedio). En 2008, esto ha conllevado a una reducción de la participación de Pemex en los recursos generados por ella misma (de 45.4%), al pasar de 213 164.4 millones de pesos de enero a agosto de 2007 a 121 782.2 millones en el mismo periodo del año en curso. Es cierto que los altos precios del petróleo así como la producción de campos alternos (en particular la de KMZ, cuya producción en 2009 es aun superior a la de Cantarell)⁷ han permitido atenuar momentáneamente esta pérdida económica.

El cuadro 1 muestra la fuerte declinación en la producción de crudo que se ha dado a partir de 2006.

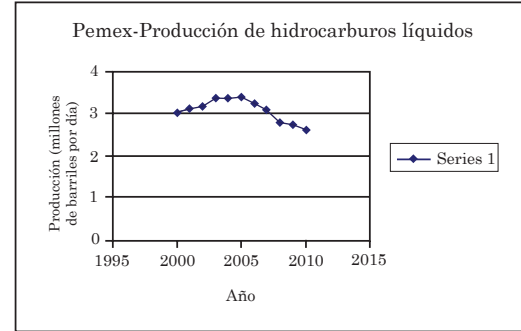
Por otro lado, México se ha vuelto un país importador neto de productos refinados (en 2006, el monto de las importaciones se elevó a 10 000 millones de dólares por año), un importador neto de productos petroquímicos (en 2006, 7 000 millones de dólares), y la producción de gas natural

⁶ Adrián Lajous (2007).

⁷ KMZ es el campo que compensa mayormente la disminución de la producción en Cantarell. Es más, entre enero y marzo de 2009, mientras la producción promedio de Cantarell ha sido de 787 000 bd, la de KMZ rebasó 797 000 bd.

Cuadro 1. Producción de hidrocarburos líquidos Pemex

<i>Año</i>	<i>Producción (millones b/d)</i>		
2000	0	3.01	0
2001	1	3.13	1
2002	2	3.18	2
2003	3	3.37	3
2004	4	3.38	4
2005	5	3.40	5
2006	6	3.25	6
2007	7	3.08	7
2008	8	2.79	8
2009 (previsiones)*	9	2.75	9
2010 (previsiones)**	10	2.60	10



* Previsiones de la Sener.

** Declaraciones de Pemex.

<i>Año</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>
Producción (millones b/d)	3.01	3.13	3.18	3.37	3.38	3.4	3.25	3.08	2.79	2.75	2.6

sigue siendo insuficiente en relación con la demanda, a pesar del esfuerzo notable y de los logros parciales que las administraciones recientes han realizado.⁸ La industria de la refinación en México enfrenta una coyuntura bastante crítica: a pesar de la relativa abundancia en hidrocarburos, el país no puede satisfacer sus requerimientos de combustibles con producción propia. En 2007 el país importó el 40% de las gasolinas que consumía. Por el fuerte incremento del volumen importado y el deterioro durante los cuatro últimos años en los términos del intercambio entre el crudo y los productos destilados petrolíferos, por los altos precios del petróleo estas importaciones vienen a contrarrestar las ganancias obtenidas a través de las exportaciones de crudo, restando al país cantidades importantes de dinero. Los presupuestos asignados a Pemex-Refinación han sido notablemente insuficientes, de suerte que se ha privilegiado la reconfiguración de las refinerías ya existentes por encima de nuevas construcciones.⁹ En opinión de algunos expertos, el monto destinado a las importaciones de productos refinados hubiera posibilitado la construcción de dos refinerías.

La petroquímica es otra área que sufre un notable reza-go. Sin embargo, no abordaremos su problemática en este espacio, puesto que no ha sido objeto de consideración en la reforma que fue aprobada el 28 de octubre de 2009.

La oportunidad y la eficiencia en el suministro de combustibles dependen de la capacidad de almacenamiento, transporte y distribución de petrolíferos. Son factores esenciales a la seguridad energética de un país. Si bien es cierto que, en México, no ha habido una situación de disrupción en el abasto de combustibles, sin embargo, también es cierto que, por haber descuidado la inversión en los segmentos de

⁸ Entre enero y marzo de 2009, se produjo en promedio 7 018 millones Pcd.

⁹ Las cuales fueron financiadas a través de la figura de los Pidiregas.

almacenamiento, transporte y distribución, el rezago subsecuente ha generado riesgo de accidentes.¹⁰ A la par, es un sector carente de una regulación adecuada.

El transporte de hidrocarburos enfrenta situaciones de saturación e ineficiencias que se reflejan en mayores costos y reducen aún más la seguridad del suministro. En palabras del ingeniero Gonzalo Martínez Corbalá, durante su comparecencia ante el Senado el 8 de julio de 2008, “5.7% de los combustibles son hoy transportados por auto tanques, en comparación con 3.4% en el año 2000”. La infraestructura de oleoductos tiene un muy importante retraso tecnológico. Además, cuenta en promedio con 24 años de edad; es más, algunos ductos provienen de la expropiación petrolera. Impera una baja confiabilidad operativa y no se cuenta con las normas adecuadas en términos de seguridad industrial.

En cuestiones de almacenamiento, también el rezago es patente. En los países desarrollados, la autonomía en gasolinas y diesel es de tres semanas de consumo; en México es mucho menor. En opinión del Ing. Martínez Corbalá, se calcula que es de tres días en gasolina Magna y de siete días en gasolina Premium y en Diesel.¹¹

Hemos repasado aquí de manera rápida las deficiencias que acechan a algunos segmentos de la industria, y en particular las que serán objeto de modificaciones en las cinco iniciativas que emitió el Ejecutivo el 8 de abril de 2008. Es notorio que el rezago en todas estas áreas es en buena parte consecuencia de una inversión insuficiente.

Más preocupante todavía es que en 2006 se reconoció oficialmente que la compañía se encontraba en quiebra

¹⁰ “De acuerdo con información de Pemex Refinación, en el norte del país 33% de los poliductos están saturados, así como 10% de las terminales de almacenamiento y distribución (...). El caso más crítico es el del centro del país donde 45% de los ductos y 25% de las terminales experimentan saturación”. Luis Miguel Labardini (2008), p. 148.

¹¹ Ingeniero G. Martínez Corbalá, *loc. cit.*

técnica: el monto de sus pasivos superaba en 3% el valor de sus activos. En 2005, su patrimonio se volvió negativo (–2 521 millones de dólares). Si bien es cierto que el *cash flow* sigue siendo impresionante –y es un indicador clave–, este anuncio no deja de subrayar la magnitud de los problemas que viven la empresa y la industria hoy en día.

Es imposible entender las dificultades que se experimentan en México para lograr consensuar una reforma sobre Pemex, si no se toman en cuenta la historia del dispositivo institucional, su creación y su desarrollo progresivo, así como los elementos simbólicos que acompañaron este arreglo organizacional.

LA NACIÓN Y EL PETRÓLEO

De hecho, la industria petrolera y la empresa, Petróleos Mexicanos (Pemex), son ejemplares. Aquí, más que en otra parte de América Latina, la historia y la configuración del sistema político y económico han asignado rasgos particulares a las estrategias y las medidas adoptadas para organizar tanto la empresa como la industria.

La construcción de la industria petrolera mexicana tiene una doble raíz: la legislación original del artículo 27, que le da un contenido global, y la expropiación petrolera de 1938, que inicia un proceso de construcción de una industria nacional a partir de un arreglo institucional particular. En palabras de Ángel de la Vega, el Modelo Mexicano de Organización Petrolera (MMOP) conjuga dos elementos distintos que se suelen confundir: “un tipo de derechos de propiedad sobre los recursos –propiedad de la nación– y un monopolio de Estado sobre el conjunto de la industria petrolera”.¹²

En efecto, los gobiernos emanados de la Revolución mexicana reivindicaron la recuperación de los recursos petroleros

¹² Ángel de la Vega (1999).

por la nación. El artículo 27 de la Constitución de 1917 así lo estipula. El párrafo cuarto de este artículo dispone que a la nación le corresponde –de los recursos del subsuelo– el dominio directo del petróleo y todos los carburos de hidrógeno, sólidos, líquidos o gaseosos.¹³ En otras palabras, el Constituyente estableció la preeminencia del interés público sobre el privado. En añadido, el decreto de expropiación del 18 de marzo de 1938 concentró en la nación la propiedad de todos los bienes destinados a la industria petrolera. A partir de este momento, todas las etapas de la industria petrolera quedaron bajo el control de la nación: la extracción, la refinación, el almacenamiento, el transporte y la distribución del petróleo y de los hidrocarburos. A raíz de esto, el párrafo sexto del citado artículo añade:

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos ni subsistirán los que, en su caso, se hayan otorgado y la nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.¹⁴

Ángel de la Vega recuerda también que, si bien es cierto que el artículo 27 de la Constitución de 1917 reivindica para la nación la propiedad de los recursos del subsuelo, sin embargo, en su versión original, no excluía la participación del sector privado, mediante concesiones o otros arreglos jurídicos. Sin renunciar a los principios establecidos en el artículo 27, la ley petrolera de 1925 y su reglamento habían instaurado un sistema de concesiones. En realidad, son las condiciones que acompañaron la nacionalización del petróleo en México y la naturaleza del Estado mexicano que emerge

¹³ F. Fernández Ruiz *et al.* (2008).

¹⁴ *Idem.*

con la Revolución lo que llevará a otorgar una interpretación particular a este artículo constitucional y a forjar una equivalencia entre los términos siguientes: “Nación = Estado = Pemex”.¹⁵

En otros términos, para entender las particularidades de Pemex y de la industria petrolera mexicana, hoy en día, es necesario subrayar que el proceso de construcción de esta industria ha sido, antes que nada, un acto político.

En cuanto al lugar del capital extranjero, la mayor parte de los historiadores hoy en día tienden a pensar que las concepciones de los gobiernos de la Revolución (1910-1917) no eran muy distintas a las que se tenía durante el porfiriato, durante el siglo anterior: para reconstruir el país y reactivar las empresas, era indispensable apoyarse en el sector privado, sea nacional o extranjero. La única obligación que se les asignaba a los inversionistas extranjeros era aceptar el nuevo papel del Estado mexicano en la conducta de los procesos económicos.¹⁶ Sin embargo, las compañías extranjeras que explotaban los hidrocarburos en México no acataron esta obligación, rehusándose a reconocer las leyes mexicanas.¹⁷ Cuando los sindicatos reclamaron un aumento salarial y una participación mayor en la toma de decisiones para la administración de la industria, no quisieron reconocer la decisión de la Corte Suprema de Justicia que daba la razón a los sindicatos. Esta negativa fue interpretada como un golpe inaceptable en contra de la soberanía del Estado. Este conflicto ponía a prueba el sistema corporativista que apoyaba abiertamente las organizaciones de trabajadores,

¹⁵ Ángel de la Vega (1999) lo llamó: “el Modelo Mexicano de la Organización Petrolera (MMOP)”.

¹⁶ Alan Knight (1986, vol. 2).

¹⁷ Entre las compañías extranjeras, los intereses anglo-holandeses dominaban. En 1938, encabezados por la Royal Dutch-Shell (grupo El Águila), poseían 70% de la industria petrolera en México.

así como la nueva jurisprudencia.¹⁸ Para un régimen que buscaba todavía afirmarse —en un país que no había saneado todavía las heridas morales provocadas por las invasiones extranjeras de la segunda mitad del siglo XIX— aquél era un comportamiento inadmisibile. Esto llevó al presidente Lázaro Cárdenas, el 18 de marzo de 1938, a nacionalizar el petróleo y a crear, por decreto, el 7 de junio de 1938, una empresa pública, Petróleos Mexicanos (Pemex).

Sin embargo, la expropiación de las compañías extranjeras y el acta de nacionalización de la industria petrolera no bastan para explicar el estatuto de monopolio público que adquirió Pemex. Es necesario tomar en cuenta también la construcción del sistema político mexicano post-revolucionario y las bases legales en que se dio, para explicar cómo se pudo pasar del estatuto de “nación propietaria de los hidrocarburos” al de “empresa pública, monopolio de Estado en la gestión de la actividad petrolera”.¹⁹

De hecho, para contrarrestar cualquier fuente importante de inestabilidad —la reaparición en el escenario político regional de caciques y caudillos, por ejemplo— el presidente Lázaro Cárdenas institucionalizó los postulados de la Revolución. El poder otorgado al presidente de la República representa la carta maestra de este proceso. Él mismo se dotó de dos brazos: el partido (único) y la administración pública.²⁰ Cárdenas transformó en un verdadero partido de masas el Partido de la Revolución Mexicana (PRM) integrando las principales organizaciones populares. En esta organización corporativista de la sociedad, el sector obrero del partido confirma la alianza de los sindicatos obreros con los gobiernos de la Revolución. Un acuerdo cupular de sobre-representación política favorece a los dirigentes obreros, quienes vienen a

¹⁸ Ángel de la Vega (1999).

¹⁹ Ángel de la Vega (1999); José Domingo Lavín (1954); Raúl Garza Garza (1990); Lorenzo Meyer e Isidro Morales (1990).

²⁰ Isabelle Rousseau (1999).

ser intermediarios funcionales del gobierno y una sobreprotección legal rebasa por mucho las expectativas de la clase obrera. Este despliegue institucional no sólo es protector; es antes que nada un extraordinario instrumento para controlar a los trabajadores. Sin embargo, para funcionar, este sistema necesitaba un crecimiento económico continuo: era un factor de redistribución indispensable para asegurar la lealtad al sistema de los diferentes actores. En el marco de un Estado proteccionista e intervencionista, la sustitución de las importaciones y el desarrollo estabilizador fueron dos fórmulas que propiciaron lo que después se llamó “el milagro mexicano”, es decir veinte años de crecimiento (1945-1965) con tasas inesperadas (10% del PIB por año). En este marco, la energía a buen precio ha sido un elemento indispensable para propiciar el desarrollo industrial del país. Era necesario entonces controlar este sector.

Aun cuando la idea de un monopolio de Estado no estuvo presente cuando se creó Pemex, sin embargo pronto aparecerá. Es con la reforma del artículo 27 de la Constitución, el 9 de noviembre de 1940, cuando la industria petrolera se transformará en una industria de Estado. Mediante una transferencia de derechos, el Estado viene a ser el representante jurídico y político de la nación, y Pemex un instrumento que va a permitir al Estado –y al gobierno federal que lo representa– organizar la industria petrolera y gasera, así como promover su desarrollo. Mediante la empresa pública, el Estado se hará cargo de todas las operaciones de la industria petrolera. Paralelamente, se dota de un marco legal que va a abarcar todas las actividades del sector, tanto mineras como de transformación industrial. Que la Constitución atribuya un carácter estratégico a la industria petrolera ayudará indudablemente a consolidar el carácter monopólico de Pemex.

En este marco, le fueron asignados objetivos y tareas que rebasan por mucho las funciones que normalmente tiene una compañía petrolera.

En un primer momento, de 1938 a 1977, el petróleo fue el pilar de la industrialización del país. Bajo el lema “Al servicio de la Patria”, la empresa se dedicó a abastecer el país con energía barata para promover el desarrollo industrial local y nacional; además, debía alimentar las finanzas públicas mediante el pago de derechos e impuestos elevados. La producción de petróleo abastecía solamente el mercado interno. Como lo mencionaba Antonio J. Bermúdez, quien dirigió Pemex de 1946 a 1958, la exportación era una actividad que iba en contra de la política nacional y hasta podría volverse la fuente de los males económicos del país.²¹

Desde el principio, las funciones económicas, sociales y fiscales de la empresa han dominado su papel industrial y comercial tales como explorar nuevos campos y yacimientos, producir con precios bajos, aumentar la capacidad en refinación, así como su calidad y distribuir los productos refinados en el mercado interno.

Paralelamente, Pemex va a ser un elemento importante para el mantenimiento del pacto social priista. Indudablemente, los trabajadores petroleros jugaron un papel importante en el momento de la expropiación petrolera; pero, además, durante los primeros años de vida de la paraestatal, siguieron jugando un rol vital. Esto permitió que se tejieran vínculos fuertes entre la empresa, la dirección de Pemex y el sindicato. Después de la salida de las compañías extranjeras, los trabajadores afiliados al Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) eran los únicos que poseían la *expertise* necesaria para construir una industria petrolera nacional. De hecho, lograron construir una industria petrolera exitosa. Pero cobraron muy cara esta capacidad técnica: mediante negociaciones y presiones diversas, su sindicato se abrió paso para participar de manera significativa en el *management*

²¹ Antonio J. Bermúdez (1963), citado por Ángel de la Vega (1999).

y las ganancias de la empresa.²² Por ejemplo, el STPRM exigió controlar el empleo y los sueldos así como tener una amplia representación en el Consejo de administración de Pemex (cinco miembros de 11). Además, el sindicato logró controlar una parte (alrededor del 50%) de los contratos de servicio que Pemex establecía con las compañías privadas, lo que le otorgó un poder económico enorme. Y para redondear su poder político, la dirigencia sindical fue gratificada con curules de diputados, senadores y gobernadores. Dotado de un poder económico y político considerable, el sindicato petrolero vino a ser rápidamente un actor imprescindible para el funcionamiento de la industria petrolera mexicana. Se ganó la lealtad de los petroleros, la cual benefició indirectamente al Estado mexicano. Para premiar su apoyo al régimen, los gobiernos sucesivos se hicieron de la vista gorda sobre los excesos, intimidación y represión en contra de la oposición interna al sindicato (que, por otro lado, se asemejaban a las prácticas usuales en el régimen político priista). También han admitido —y, a veces, favorecido— la corrupción y demás prácticas semejantes, comportamientos que, por otro lado, han ensuciado la imagen de la empresa y han afectado sus márgenes de ganancias. El corporativismo sindical ha afectado notablemente la buena marcha de la empresa: ha sido un freno potente para establecer condiciones de trabajo más productivas —en relación con el sistema de jubilación, las categorías laborales y la “relación oficial de labores” por cada categoría. Además, la sobrepoblación laboral ha afectado la productividad de la empresa (calculada en cantidad de barriles producidos a diario por empleado).

Paralelamente, para asegurar mejor el control y la disciplina necesarios al buen funcionamiento político, económico y social de este “aparato de Estado”, se procedió a reforzar el carácter vertical de la administración de Pemex.

²² Luisa Palacios (2002).

Tres rasgos caracterizan este periodo: la confusión de los papeles entre el propietario (la nación) y el operador (Pemex), el predominio de la misión fiscal y social de Pemex en detrimento de su función petrolera y, finalmente, la función política de Pemex como sustento del régimen priista. Cada uno tendrá impacto sobre el desarrollo de la industria y de la paraestatal.

LOS RETOS QUE PLANTEA EL ARREGLO INSTITUCIONAL

La política petrolera mexicana está condicionada por elementos externos e internos. Ambos tipos pesan en la definición, las estrategias y la toma de decisiones.

A nivel externo influyen diversos elementos: la evolución del mercado internacional, los cambios tecnológicos y la actitud de los socios comerciales del norte, en particular, Estados Unidos. La evolución del mercado internacional y el peso (en términos de reserva y producción) tanto de los países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) como de los productores que no son miembros influyen —aunque sea de manera indirecta— en los derroteros de la industria petrolera mexicana.²³ También, por su impacto en los costos de producción, los avances en materia de tecnología influyen en la toma de decisiones del sector. En el caso de México, también pesan mucho los cambios en las políticas energéticas de los países miembros del TLCAN, especialmente de Estados Unidos.²⁴ En efecto, en aras de su seguridad energética, desde el primer choque petrolero, Estados Unidos está diversificando sus importaciones para

²³ Por ejemplo, los precios bajos de los años ochenta y noventa desalentaron las inversiones en exploración y en desarrollo, lo cual provocó el actual rezago de la oferta cuando la demanda crece.

²⁴ En la actualidad, el 82% de las exportaciones mexicanas de petróleo tienen como destino a Estados Unidos.

disminuir su dependencia hacia los países del Golfo Pérsico o del Medio Oriente en general; en este proceso, se han volcado hacia los países del continente americano. Hoy en día, esta región es la proveedora principal de sus importaciones petroleras y sus dos socios comerciales –Canadá y México– son sus principales abastecedores: participan respectivamente con el 16% y el 15% de sus importaciones de crudo (durante los últimos años, la participación de Venezuela ha disminuido y representa solamente el 11%). Esto ha tenido repercusiones importantes para México. A pesar de las restricciones que impuso México en el TLCAN respecto al petróleo, Estados Unidos no ha dejado de presionar para que su vecino sureño abra a la inversión extranjera su industria petrolera y modifique la arquitectura institucional del sector (en particular, la ley reglamentaria de la Carta Magna del país en sus artículos 27 y 28).²⁵

Paralelamente, a pesar de lo que marca el capítulo VI del TLCAN, México ha acrecentado su producción sin considerar la naturaleza específica de los yacimientos (en particular en el caso de Cantarell): esta meta rentista ha conllevado a descuidar los demás segmentos (exploración, refinación y petroquímica).

En el plano interno, tres grandes factores han moldeado la definición de la política petrolera mexicana y la han encaminado a privilegiar el papel rentista del Estado: la tra-

²⁵ El capítulo VI del TLCAN abarca el comercio en energía y los productos básicos de la petroquímica. Los términos de este capítulo muestran las diferencias que el tema energético tuvo con México en relación a cómo se había negociado entre Canadá y Estados Unidos en 1988. Respetando las restricciones emanadas de la Constitución mexicana, México logró imponer cinco negativas al inicio de la negociación: 1. “No” a la reducción del control nacional del petróleo. 2. “No” al abasto garantizado a otros países miembros. 3. “No” a los cambios en la distribución interna monopolizada por el Estado. 4. “No” a los contratos de riesgo para la exploración. 5. “No” a la introducción de gasolineras extranjeras. Véase Alicia Puyana (2006).

dición legal y el estatuto de monopolio de estado de Pemex, el régimen fiscal y la arquitectura institucional.

El monopolio de Estado

No sólo Pemex es una empresa pública pero, además, tiene un estatuto de monopolio de Estado.

En sí, las compañías estatales de petróleo están orientadas en su funcionamiento por una lógica especial si se las compara con las compañías privadas. No sólo deben responder a una racionalidad petrolera (animadas por la rentabilidad industrial y comercial) como cualquier empresa petrolera, pero también –y sobre todo– a una racionalidad nacional (son herramientas de economía política, de diplomacia y al servicio de la política social). Aun cuando deberían buscar un cierto equilibrio entre ambas funciones, en realidad la mayor parte del tiempo predomina la lógica nacional en detrimento de la función petrolera (sobre todo en los países en desarrollo). Esto tiende a traducirse por un uso inadecuado de la renta petrolera. En México, ha sido destinada principalmente al gasto corriente y al reembolso de la deuda (interna o externa). Por lo tanto, se han descuidado otros aspectos esenciales. En particular, se ha menospreciado la modernización de la empresa y la productividad de la industria.

No se ha reinvertido una parte sustanciosa de las ganancias para aumentar el ritmo de producción y el desarrollo de las reservas, desarrollar los segmentos que son menos remuneradores en la cadena industrial (refinación, por ejemplo), seguir los criterios internacionales en cuestión de seguridad industrial, de investigación y desarrollo (R&D) y de medio ambiente (contaminación y demás afectaciones). Tampoco la renta petrolera ha sido la palanca para desarrollar otros sectores industriales a nivel nacional: la parapetrolera o las industrias que dependen del gas natural o del petróleo

para su desempeño. En otras palabras, no se ha utilizado en proyectos que conviertan los recursos en riquezas reproductibles.

Como empresa pública, Pemex no ha gozado de toda la autonomía en lo presupuestal y lo operativo que hubiera requerido; ha sido considerada como un aparato al servicio del Estado, regido por reglas burocráticas y rígidas. Pero, además, es un monopolio de Estado (de los pocos que quedan en el mundo). Como tal, posee el control de toda la cadena productiva (extractiva, industrial y comercial) y no está sometida a ningún tipo de competencia ni, por supuesto, a las reglas del mercado. Esto ha tenido repercusiones negativas en la calidad de sus prestaciones.

El régimen fiscal

La inadecuación del régimen fiscal de Pemex es un punto de consenso —de los pocos— entre los especialistas, cualquier sea su afinidad partidista o ideológica.²⁶

Pemex, de hecho, se ha convertido en el principal instrumento del gobierno federal para el ajuste macro económico y fiscal: es un muy importante generador de divisas y el mayor contribuyente del país. Es más, el peso del petróleo en las cuentas fiscales de la nación no guarda proporción con el peso de la actividad petrolera en el PIB o en el balance que tiene en el comercio exterior. Hasta 2005, el régimen fiscal de la paraestatal le sustruía más del 110% de sus rendimientos *antes* de impuestos. Llegó a obligar Pemex a endeudarse para pagar sus impuestos. Además, la modalidad perversa que permite que Hacienda —mediante el artículo 31 de la Ley Federal del Presupuesto— recupere los ingresos extras, antes del diferencial entre el precio promedio real de la mezcla

²⁶ Es tal el consenso que, a finales de 2005 y, luego, el 14 de septiembre de 2007, se hicieron dos reformas al sistema fiscal de Pemex con el propósito de liberar algunos recursos a favor de la empresa.

mexicana destinada a la exportación y la estimación presupuestaria establecida en la Ley de Ingresos, no ha permitido a Pemex beneficiarse del tercer boom petrolero. Los cálculos establecidos por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la Cámara de Diputados muestran que el error (a favor de Hacienda) en la estimación del precio en promedio ha sido del 50%, y a veces más (del 85% en 2005 y del 70% en 2006).²⁷ Esta modalidad revela también cuán politizado es el sistema fiscal de Pemex: la fijación del precio del barril es objeto de negociaciones políticas intensas entre Pemex, por una parte, y Hacienda y el Congreso, por la otra.²⁸ El cuadro que sigue ilustra esta situación.

Como aparato de Estado, Pemex no puede decidir directamente su presupuesto: depende de las aportaciones anuales que le otorgan el gobierno federal (Hacienda) y el Congreso para desarrollar sus proyectos. En efecto, el Congreso asigna su presupuesto (con base en la propuesta que hace Hacienda) en función de las erogaciones del país y no de los requerimientos de su cartera de inversiones. Por lo cual, siempre es menor a sus necesidades y obliga a la paraestatal a endeudarse. Para complementar las diversas formas de endeudamiento que tiene a su alcance, en 1995, se crearon los Pidiregas (Proyectos de infraestructura diferidos en el registro del presupuesto). Es un mecanismo que facilita el uso anticipado de los recursos puesto que permite a Pemex invertir —mediante inversionistas privados— cuando lo requieren los proyectos. Esta figura habilita a los inversionistas para realizar trabajos en sectores estratégicos reser-

²⁷ Ejemplo: en 2002, el Congreso estableció un precio estimado de 15.50 dólares/b mientras el precio medio de las exportaciones fue de 21.58 dólares/b. Pemex tuvo que entregar al fisco la diferencia de 6.08 dólares/b (además de los derechos).

²⁸ Recomendamos la lectura del excelente artículo de Víctor Rodríguez Padilla (2009), “La saga del nuevo régimen fiscal”, en *Pemex: presente y futuro*, pp. 259-306.

Cuadro 1. Participación fiscal de Pemex: 2000-2007

	2002	2003	2004	2005	2006	2007*
Ventas totales	481 437	625 429	773 587	928 643	1 062 495	1 135 000
Costos y gastos de operación	204 908	257 862	318 386	429 889	481 146	536 100
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	263 098	339 785	459 308	506 112	628 107	553 371
Derechos sobre extracción, aprovechamiento y otros	179 099	288 366	419 629	560 415	582 855	665 230
Impuesto especial sobre producción y servicios	114 491	94 076	54 705	20 214	–	No disponible
Rendimientos netos	-30 492	-40 644	-25 496	-76 282	45 252	-16 100

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 2007* (millones de pesos) y *Reportes de resultados financieros 2007*: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=2&catid=159&contentID=166>.

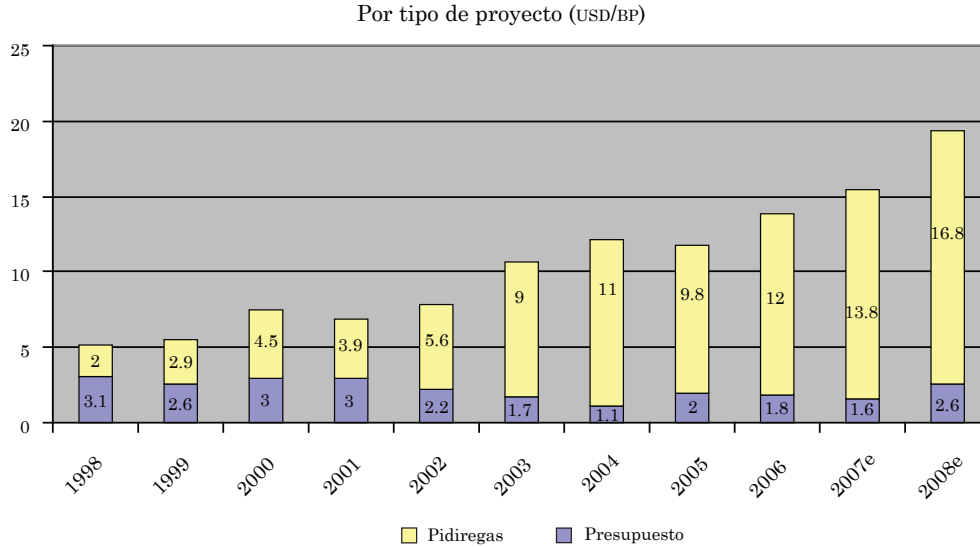
vados a la nación (recuperación secundaria de yacimientos o reconfiguración de refinerías, por ejemplo). En este sentido, el sector privado asume un tiempo el financiamiento que le hubiera correspondido a Pemex, y, al entregar los equipos y obras realizadas, la paraestatal le va pagando gradualmente. Sin embargo, el esquema de endeudamiento es bastante oneroso para Pemex y poco claro en tanto ha generado una doble contabilidad. A pesar de ello, la deuda contraída por la paraestatal en Pidiregas ha estado aumentando de manera exponencial: hoy en día representa el 90% del total del presupuesto de Pemex (gráfica 1).

Para reparar esta fiscalidad confiscatoria, en los últimos años el Congreso aprobó modificaciones al régimen fiscal de Pemex, en noviembre de 2005 y el 14 de septiembre de 2007. Sin embargo, fueron antes que nada meros paliativos, reformas homeopáticas que no modificaron de manera fundamental el papel de Pemex en la Hacienda pública.

La segunda reforma (14/09/07) incluyó una disminución gradual en la tasa de derechos de Pemex (Ley de Derechos en materia de hidrocarburos): de 79% al 71.5% en un espacio de cinco años (de 2008 a 2012). Esto debería permitir a Pemex ahorrar en promedio 6 000 millones de dólares (3 000 millones para el primer año), con lo cual se buscaría disminuir el declive de Cantarell. Paralelamente, la reforma modificó el “piso” para el pago de derechos para el Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros (el DEEP) y propició una nueva distribución de los excedentes petroleros en beneficio de la infraestructura de la paraestatal. Además se creó un Fondo (Fondo sectorial Conacyt-Secretaría de Energía-Hidrocarburos) para estimular la investigación en energías renovables, reforzar la producción de hidrocarburos y formar recursos humanos,²⁹ así como un Fondo para

²⁹ En 2012, cuando termine el periodo de transición, el 0.65% del valor de los hidrocarburos extraídos que se canalizarán a investigación y desarrollo se dividen en tres fondos: el fondo Sener-Conacyt-Hidrocarburos

Gráfica 1. Endeudamiento creciente de Pemex mediante los Pidiregas



Fuente: Pemex, <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=2&catID=159&contentID=177&media=print/>.

reactivar la producción de yacimientos abandonados o en vía de serlo (pero dotados de un potencial productivo). Esta producción será objeto de un derecho único que fluctuará en relación con el valor de los hidrocarburos extraídos. Los ingresos derivados de este derecho se aplicarán a un Fondo de Inversiones para Pemex Exploración y Producción (PEP). El cambio fundamental con este nuevo régimen estriba en diferenciar el marco fiscal de la actividad extractiva y el replicable a la actividad industrial. En particular, asigna a Pemex Petroquímica y a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) un impuesto sobre rendimientos petroleros correspondiendo al 35% de las utilidades de estos organismos.

Es demasiado temprano para apreciar los efectos y posibles beneficios de esta última reforma, vigente a partir del 1 de enero de 2008. Lo único que se puede constatar es que no ha modificado en lo esencial la dependencia de Hacienda hacia la renta petrolera.³⁰

Pese al acuerdo sobre lo inadecuado que ha sido el régimen fiscal, las opiniones divergen en cuanto al impacto que guarda esta fiscalización sobre la ineficiencia de la empresa. Para unos, el régimen aplicado ha sido el mayor obstáculo para el buen funcionamiento de Pemex.³¹ Para otros, en cambio, es un problema que acompaña otra serie de ineficiencias, a nivel operativo y en términos de capacidad de ejecución para realizar proyectos de gran complejidad y tamaño que

tendrá el 65% incluyendo un 2% para la formación de recursos humanos; el fondo de investigación del IMP se llevará el 15% y el fondo Sener-Conacyt-Sustentabilidad tendrá el 20% (este último se orientará a energías alternas a las energías fósiles).

³⁰ Los beneficios de esta reforma fueron insuficientes. El 8 de mayo de 2008, el doctor Agustín Carstens –secretario de Hacienda y Crédito Público (SHCP)– ofreció una nueva iniciativa que modificaba algunos aspectos de la Ley Federal de Derechos de Pemex, particularmente para exploración y producción en Aguas Profundas y en el Paleocanal de Chicontepec.

³¹ Ésta es la posición del sector “nacionalista”, es decir del PRD y de una parte del PRI.

caracterizan a la industria petrolera en el mundo. Durante su intervención frente al Senado, el 8 de junio de 2008, el ex director corporativo de finanzas de Pemex –doctor Juan José Suárez Coppel– recalcó el rezago de Pemex en relación con otras empresas petroleras importantes, tanto estatales como privadas, en un amplio rango de indicadores de eficiencia. En su opinión, esto deriva principalmente de factores tales como la organización y la administración de la empresa y del sector, una regulación insuficiente, por ejemplo. En lo particular, subrayó que los montos que Pemex invirtió desde inicios de 2000 en exploración, producción, refinación, etc., fueron similares al de otras petroleras (Statoil, Petrobras, Exxon Mobil, Shell, BP) sin que los resultados hayan sido similares.

*Una arquitectura organizacional
e institucional inadecuada*

Un poco de historia... Hasta la mitad de los años ochenta, la organización de la paraestatal correspondía al modelo de desarrollo industrial auto-centrado. Por falta de interés, Pemex desconocía las reglas de funcionamiento del mercado petrolero internacional; no le preocupaba entrar en competencia con las demás compañías extranjeras puesto que, desde su creación, se había dedicado a abastecer el mercado nacional.³² Centrada sobre su misión nacional, había descuidado casi por completo su papel comercial. Las instituciones, los comportamientos y las prácticas que caracterizaban la industria petrolera mexicana estaban en simbiosis con las metas asignadas a Pemex. Como monopolio de Estado, Pemex estaba edificado según el modelo clásico de organización centralizada con una integración vertical. Como los objetivos eran más políticos que económicos, era un modelo adecuado de control; también era eficaz para coordinar las activi-

³² Isabelle Rousseau (2007).

dades de la empresa y satisfacer la demanda interna. Sin embargo, desde el inicio de los años setenta, este arreglo institucional y organizacional empezó a evidenciar desajustes. Los altos ingresos derivados de la renta petrolera permitieron posponer los cambios; sin embargo, en 1982, cuando estalló la crisis económica y financiera, fue necesario encarar el problema. El nuevo proyecto económico del país y la apertura comercial tuvieron repercusiones sobre la organización de una empresa que era estratégica para el país. Con la intención de impulsar mayor eficiencia y con una clara voluntad de internacionalización, a partir de este momento, los tomadores de decisiones buscaron transformar Pemex en una empresa orientada hacia la productividad y la rentabilidad; se trató de dinamizar la producción, disminuir los costos y eliminar las pérdidas. Era imprescindible entonces revisar las bases políticas, económicas y sociales sobre las que la empresa y la industria habían sido construidas. A semejanza de lo que sucedía con las demás empresas petroleras en el mundo, a partir del gobierno de Carlos Salinas de Gortari (1988-1994), la reorganización administrativa de Pemex vino a ser un gran tema de preocupación.³³

En América Latina, algunos países decidieron privatizar su empresa estatal (Argentina y Bolivia) mientras otros optaron por abrir al capital privado algunos segmentos de la industria (Brasil, Venezuela, Colombia). De manera peculiar, y después de debates álgidos entre los tomadores de decisiones, México eligió preservar tanto el estatuto público de la empresa como el monopolio, pero buscó por otro lado establecer un marco institucional que simulara una lógica de mercado.

La reforma de 1992, que dividió a Pemex en un corporativo y cuatro subsidiarias e introdujo una gestión en líneas de negocios, pretendió descentralizar el poder dentro de una

³³ En efecto, el licenciado Miguel de la Madrid (1982-1988) se empeñó a resolver el problema financiero de la paraestatal. Esta misión fue exitosa: al final de su sexenio, Pemex podía exhibir números blancos.

empresa gigante organizada de manera vertical. Asignó a cada subsidiaria sus responsabilidades propias (en lo financiero, patrimonial, jurídico, etc.).³⁴ Esta división buscaba también identificar y separar las entidades funcionales de las deficitarias³⁵ y se plasmó en la Ley Orgánica de Pemex y organismos subsidiarios de julio de 1992. Paralelamente, una serie de medidas acompañaron esta reorganización para simular la formación de un mercado: la fijación de los precios del crudo con base en los “costos de oportunidad” con el fin de eliminar los subsidios gubernamentales, el diseño de un sistema de regulación para alentar la competencia (al introducir reglas claras y transparentes) con la creación de un conjunto de leyes, reglamentos y nuevas instituciones: a nivel general, la Ley Federal de Competencia Económica (LFCE), la Comisión Federal de Competencia (CFC), etc. y nivel sectorial, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), sus leyes y reglamentos. En este momento, se buscó propiciar la apertura parcial del gas natural.³⁶ Además, el mercado del sur de Texas vino a ser el referente para el precio del gas natural (el *Houston Ship Channel*).³⁷

³⁴ Cada una posee su propio consejo de administración. Una división corporativa estratégica coordina y supervisa las actividades de las subsidiarias y posee su propio consejo de administración.

³⁵ La estructura vertical de la industria no permitía efectuar tal balance.

³⁶ A partir de 1995, la CRE se dio como meta adecuar la industria del gas natural (y de la electricidad) a los imperativos del mercado: asegurar mayor competencia, ofrecer mejores servicios, promover la utilización de combustibles propios y, sobre todo, proteger las inversiones privadas de las posibles arbitrariedades de Pemex o del gobierno (eliminando las prácticas monopolísticas).

³⁷ Los precios del mercado estadounidense –uno de los mercados de gas más competitivos en el mundo– serán el *benchmark* para ajustar el precio en México. Paralelamente, los comisionados construyeron una metodología para determinar las tarifas máximas de los servicios de transporte, de almacenamiento y de distribución. Este nuevo marco debía permitir el libre comercio en el ámbito internacional del gas natural.

Esta reorganización buscaba abrir el *downstream* (aguas abajo) de los hidrocarburos a la inversión privada y, en el caso de la petroquímica, privatizarla.

Paralelamente, se alentó la internacionalización de la industria, al crear una empresa pública dotada de una personalidad jurídica propia –Pemex Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI)– para comercializar los productos petroleros en el mercado internacional y afrontar los desafíos ligados a la volatilidad del mercado petrolero internacional.³⁸

Esta reforma administrativa respondió a criterios económicos: poner en orden las cuentas de la empresa sin tocar al papel fiscal y social de Pemex; promover la transparencia de los subsidios, obligando cada subsidiaria a responsabilizarse por sus bienes y acciones y evitando proteger entidades ineficaces; y establecer un entorno de mercado (costo de oportunidad, precios y tarifas acordes a precios internacionales, etc.). Asimismo la competitividad vino a ser el referente principal: colocada en situación de competencia, cada línea de negocio tendría que maximizar sus beneficios.

Esta reforma administrativa fue cuestionada durante la administración de Vicente Fox (2000-2006); sin embargo, no se dieron remodelaciones mayores durante este sexenio. Ni se logró, como lo pretendían las autoridades del sector, reintegrar Pemex en una sola empresa, vincular los recursos petroleros con la industria nacional ni cubrir las necesidades internas y dejar de importar petrolíferos y petroquímicos (como lo estipulaba el Programa Sectorial de Energía). A pesar de los anuncios reiterados de una reforma petrolera, fue sólo en el tema fiscal (ver arriba) que se dio un acuerdo entre todas las fuerzas políticas –y esto al final del sexe-

³⁸ Constituida bajo la modalidad de una sociedad anónima de capital variable en la que Pemex participa con el 85% del capital social, el Banco de Comercio Exterior (Bancomext) con el 7.5% y Nacional Financiera (Nafin) con el 7.5 por ciento.

nio— para cambiar la Ley Federal de Derechos de Pemex (noviembre de 2005).

Si los cambios a la arquitectura institucional y organizacional de la industria petrolera buscaban acabar con las inercias burocráticas que asfixiaban a la paraestatal, mejorar la gestión de la empresa para que maximice el valor de sus operaciones, despolitizar los cargos directivos y capacitar el personal, fortalecer la rendición de cuentas y la transparencia, reforzar los procedimientos utilizados para tomar decisiones de inversión y, en general, buscar un balance correcto entre autonomía de gestión y responsabilidad de la empresa hacia el dueño, la pregunta obligada es la siguiente: ¿hasta dónde estos objetivos se han cumplido?

El Código de Mejores Prácticas de Gobierno Corporativo emitido por la OCDE en 2004, así como los principios de buen gobierno de las compañías petroleras nacionales (*National Oil Companies, NOC's*) desarrollados por *The Royal Institute for International Affairs (Chatham House)* en 2007 han sido esfuerzos complementarios para que las empresas estatales ubiquen los factores indispensables a una gestión eficaz.

Cualquiera sea la vara con la que se mida el gobierno de Pemex y de la industria petrolera después de las reformas de los años noventa, en muchos aspectos la calificación es deficiente.

Una gran parte de los teóricos de la organización han subrayado la importancia de definir de manera clara los objetivos, los roles y las responsabilidades de los diferentes actores en una empresa. Esta distinción es vital para las empresas nacionales petroleras; en este caso, la “Nación”—representada por el gobierno— es a la vez propietaria de los recursos, reguladora y operadora de la industria. Esto favorece, más que en una compañía privada, una cierta confusión en los objetivos y los papeles.

¿En qué medida la reorganización administrativa de 1992 y la creación de un órgano regulador (la CRE) y de un

marco legal apropiado han ayudado a precisar las funciones de cada uno de los grandes actores?

Como lo hemos analizado y subrayado en otros trabajos de manera extensa, la confusión de los papeles y de los roles entre los diferentes actores del sector no ha sido subsanada y ha conllevado a una serie de problemas.³⁹ Esta confusión define de alguna manera las interacciones entre las diferentes dependencias encargadas del funcionamiento de la industria petrolera mexicana.

No están bien diferenciados los papeles de los diversos actores: el propietario (en este caso, la Sener); los administradores (en este caso, el consejo de administración de la paraestatal) y los responsables, para el manejo de la empresa (el director general y los altos ejecutivos). Es una distinción importante, en particular en lo que toca a la evaluación y la rendición de cuentas: fomenta un adecuado monitoreo de los resultados. También alienta una complementariedad en los conocimientos y habilidades de los dirigentes. En la actualidad, la Secretaría de Energía (Sener) como miembro del consejo de administración cumple con dos funciones diferentes y a veces antagónicas: como propietaria busca cuidar los recursos y como accionista busca maximizar las ganancias de la empresa.

Por su parte, el gobierno federal sigue mezclando sus diversas atribuciones, como propietario, regulador y administrador.⁴⁰ El operador –Pemex– por la superioridad que tiene sobre la Sener en cuanto a conocimiento, *expertise* y flujo de información, usurpa funciones tales como la planeación central y la administración estratégica de los hidrocarburos que normalmente le corresponden al propietario (Sener).

Los efectos perversos son múltiples. Por un lado, propicia que la voluntad política se imponga sobre la racionalidad

³⁹ Isabelle Rousseau (2005 y 2007).

⁴⁰ I. Rousseau (2007).

petrolera. Por ejemplo, cuando hay conflictos de intereses entre Pemex y la Comisión de Regulación (la CRE), la Sener tiende a favorecer la paraestatal. El régimen fiscal confiscatorio que impone Hacienda a Pemex es otro ejemplo. Por el otro, esta confusión fomenta una duplicación operativa que propicia numerosos conflictos de agendas y de intereses; le resta dinamismo al sector.

La duplicación en los roles y, consecuentemente, en las acciones emprendidas tiene efectos nocivos sobre la capacidad de Pemex para llevar a cabo la misión que se le ha asignado. En gran parte, los recursos financieros, la información y el *know how* (en términos de conocimiento, capacitación y experiencia de los empleados) delimitan las posibilidades organizacionales de una dependencia o institución. Las diversas reformas no han eliminado las trabas burocráticas que son consecuencia del carácter de monopolio de Estado de Pemex y de la sumisión de la empresa respecto a ciertas secretarías de Estado. En cuestiones de presupuesto y de endeudamiento, la paraestatal está sometida en los hechos a Hacienda. Sin embargo, de manera paradójica, Pemex es responsable por decisiones que han sido tomadas por una instancia “irresponsable” (Hacienda), es decir una entidad que no rinde cuentas de los resultados ante la nación. De manera idéntica, Pemex está sometida a un control exacerbado por parte de la Secretaría de la Función Pública (SFP).

La carencia de autonomía presupuestaria sigue trabando el funcionamiento de esta dependencia. Al igual, la legislación en materia de obras y servicios –homogénea a toda la administración pública– es rígida y no es acorde con los requerimientos de una industria petrolera. Ha sido diseñada en épocas de crisis económicas para inhibir el gasto y privilegia, en las licitaciones, los proyectos de menor costo.

La falta de autonomía presupuestaria y de gestión también afecta al órgano regulador, la CRE.⁴¹

Finalmente, el grado de profesionalismo del personal es un dispositivo esencial que tiende a contrarrestar el *spoils system*, es decir el predominio de criterios clientelistas en la política laboral. También sirve para preservar la memoria institucional y garantizar una mayor continuidad en los trabajos y los programas. Sin embargo, ni la CRE ni Pemex han logrado erradicar esta lógica clientelista: con frecuencia la designación del alto personal responde a criterios político-partidistas. Por ejemplo, nombrados por el Presidente de la República, la mayoría de los directores generales de Pemex han sido ajenos al sector, lo cual redondea en un costo de aprendizaje bastante alto.

La transparencia y la rendición de cuentas son pilares indispensables para fomentar confianza, legitimidad y autoridad de una institución, dependencia o empresa. Son muy importantes para una empresa petrolera nacional pues sirven para atenuar las tendencias burocráticas. Indudablemente, en estos dos aspectos, la reestructuración administrativa de Pemex y la creación de entes y reglas propicios a una lógica de mercado (la CRE y otros dispositivos) han tenido resultados alentadores. La credibilidad de la CRE descansa en la transparencia de la información que entrega. Por su lado, la reorganización de Pemex ha tenido algunos impactos positivos en este campo.⁴² Sin embargo, resulta irónico que sea una instancia extranjera que ha jugado el mejor y mayor papel en este campo: la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos. Al obligar a todos los organismos que emiten bonos de deuda en el mercado de capitales esta-

⁴¹ Véase Isabelle Rousseau (2005 y 2007).

⁴² División en subsidiarias e introducción de los precios de transferencia entre las subsidiarias eliminando las negociaciones políticas en la asignación de precios. Así como la nueva ley del IFAI (véase Isabelle Rousseau, 2005 y 2007).

dounidense a respetar criterios precisos para presentar los estados financieros, la SEC obligó Pemex a revisar a la baja sus estadísticas respecto a su cuantificación de reservas.⁴³

A pesar de los logros que ha habido en este campo, en muchos aspectos prevalece todavía la desinformación: tanto en temas como la producción real por pozos (para evitar la negociación oscura entre Pemex y Hacienda al momento de determinar la fiscalización a aplicar a Pemex) o los libros blancos (que contienen una información que no se hace pública al finalizarse el sexenio) como para tópicos como el nivel real de seguridad industrial (accidentes a nivel regional) o las donaciones y dones que hace Pemex a los gobiernos locales (que sirven a menudo a fortalecer las elites locales).

En términos de *accountability*, la industria petrolera enfrenta el dilema entre normatividad y eficiencia, entre la necesidad de reglas y normas –para evitar, entre otro, la corrupción– y su exceso que, al imponer trabas y miedo para la toma de decisiones, bloquea toda actividad (lo cual reeditúa en costos enormes).⁴⁴ Como lo señala el Ing. Ramírez Lavín, en las empresas energéticas estatales existe un elevado número de disposiciones jurídicas, requisitos, controles y autorizaciones para ejercer el gasto. Tienen un impacto negativo sobre el desempeño de las empresas puesto que restringen la autonomía de gestión de las instituciones para el uso y la aplicación de los recursos, el desarrollo de los programas, la modificación, adecuación y ejercicio del presupuesto, los cambios en las estructuras orgánica y ocupacional y la ad-

⁴³ En 1983, Pemex había anunciado un monto de 72 500 millones de barriles en términos de reservas 3p; en 1999 la empresa rectificó sus estimaciones a 34 179 millones de barriles y en 2002, bajo las presiones de la SEC y bajo parámetros ya mucho más rigurosos, los redujo a 17 645 millones de barriles.

⁴⁴ Ingeniero Alfonso Ramírez Lavín. “Normatividad y control administrativo en la operación”, *Conferencia anual 2008*. Asociación Mexicana para la Economía Energética (AMEE), junio de 2008.

ministración del recurso humano. Además, propician inseguridad en los servidores públicos: esto genera inmovilidad, mayores tiempos en toma de decisiones, incumplimiento de programas de gobierno, pérdida de oportunidad (genera altos costos) y también alienta la complicidad.

Estas disposiciones tienden a mantener un enorme control administrativo en la aplicación del presupuesto (permiso previo) por el estigma de la corrupción. Muchas licitaciones públicas se cancelan o son declaradas desiertas por este motivo, generando asimismo enormes pérdidas económicas. El control administrativo externo genera un alto costo para las empresas. En un estudio realizado en 2000 para Pemex, sus organismos subsidiarios y el Instituto Mexicano del Petróleo, arrojó que en cinco años el impacto fue de 16 838 millones de dólares.⁴⁵

Desarrollo sustentable

El desarrollo sustentable –responder a las necesidades del presente sin comprometer el bienestar de las generaciones futuras– es un objetivo importante por las características de la industria petrolera y gasera que es intensiva en capital y dependiente de recursos limitados. Además de una gestión sustentable de los recursos, esta preocupación remite a la manera en que se utiliza la renta petrolera: su impacto a largo plazo en programas sociales y medio ambientales y en el desarrollo de los sectores no petroleros.

Al igual, en estos aspectos, los resultados distan de ser positivos. En el ámbito regional, la industria petrolera acumula las externalidades negativas. Pemex aparece como una compañía depredadora, aun cuando realiza muy importantes donaciones a los estados y municipios de las regiones productoras. A nivel socioeconómico, las aportaciones no han

⁴⁵ *Idem.*

logrado estimular la producción regional y tampoco han sido un detonador extraordinario en el empleo: gran parte de las inversiones petroleras se aplican a la adquisición de equipos bastante sofisticados que provienen de otras zonas del país o del extranjero. Además, según algunos estudios, sólo 33% de los trabajadores empleados por Pemex en el ámbito local son oriundos de la región. Esto se debe en parte a la forma casi monopólica de contratación que tiene el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana. Es un enclave que tiende a auto-reproducirse: “se nace petrolero”. Otros estudios han subrayado los problemas ambientales causados por la empresa, tales como la fuerte contaminación generada sobre todo por el transporte de los hidrocarburos: “salinización” de ríos y lagos, lluvias ácidas, inundaciones, alteración de paisajes por redes de oleoductos y gasoductos, alteración de los ecosistemas.⁴⁶

La manera en que se redistribuye la parte de la renta petrolera que el gobierno mexicano dedica a las comunidades y municipios en donde la presencia de Pemex, así como el uso que estas regiones hacen de la renta son poco transparentes. En efecto, se sabe que existe un aporte sustancial de recursos tanto en efectivo como en especie que deberían asignarse al desarrollo social y a iniciativas productivas de las zonas petroleras. Sin embargo, no existe una información fidedigna sobre la naturaleza y la cantidad de los donativos ni sobre su destino final. Se desconoce por ende hasta qué punto las poblaciones locales han sido realmente beneficiadas con estas aportaciones.⁴⁷

⁴⁶ Allub y Michel (1982); Tudela (1989); Rousseau (2007), pp. 42-43; Vanneph (1997), pp. 321-357.

⁴⁷ Kristina Pirker, José Manuel Arias Rodríguez y Hugo Ireta Guzmán (2007).

Formación de cuadros e investigación

Éste es uno de los temas más desatendidos en lo que respecta al sector. Como en muchas otras partes en el mundo petrolero, es urgente fortalecer al cuerpo técnico en las áreas de la ingeniería de todas las ramas afines a este sector. En particular, falta formar —a nivel de doctorado— ingenieros en diversas especialidades: geología, ciencia de la tierra, petróleo, así como formar especialistas en regulación. En Pemex la edad promedio entre el personal técnico (ingenieros petroleros) es avanzada. Pronto se va a plantear el problema de su reemplazo. También se requiere fortalecer centros de investigación con proyectos que atienden los requerimientos de la paraestatal para que pueda volver a beneficiarse de tecnología propia.

Retos laborales

Finalmente, la relación disfuncional entre la empresa estatal y el sindicato petrolero no sólo resta recursos a la inversión sino que también distorsiona la asignación de la misma. La sobrepoblación laboral de Pemex y los fondeos para los jubilados elevan de manera significativa el costo de producción de un barril de petróleo. Hay múltiples ejemplos mesurables del sobre-empleo imperante en Pemex. Hoy en día muchos campos de México se operan con una plantilla sindicalizada que es idéntica a la manera en que se operaba en tiempos anteriores (hace treinta, cincuenta y hasta sesenta años). Sin embargo, la producción y la actividad han disminuido sensiblemente, lo cual hace que miles de trabajadores (3 500, según ciertos estudios)⁴⁸ no hagan nada en los campos antiguos que son la mayoría (Poza Rica, Altamira, Ébano,

⁴⁸ Antonio Narváez (2006).

Cerro Azul, Naranjos, Reforma, Cd. Pemex, Comalcalco, Agua Dulce, las Choapas, etc.).⁴⁹ Según la opinión de Adrián Lajous, los ejemplos mejor documentados se encuentran en las refinerías.⁵⁰ Por otra parte, los pasivos laborales representan un problema mayor. En 2007, se elevaban a 528 000 millones de pesos y están creciendo al 14% por año. Este mismo año, Pemex erogó la cantidad de 16 748 millones de pesos por concepto de pago para los jubilados; esto representó más de una tercera parte de la nómina de los trabajadores en activo.

Desafortunadamente, existen muy pocos estudios serios y actualizados sobre la manera en que el sindicato petrolero funciona e interactúa con la empresa, hoy en día. Prevalen los rumores que alimentan casos como el *Pemexgate*, los cuales demuestran que el viejo nexo con el partido (PRI) queda si no intacto, por lo menos muy fuerte, a pesar de la transición política que vive el país.

Esto nos advierte también que la búsqueda de una nueva dinámica sindical no se puede encontrar en las recetas que pregonan las agendas de los organismos internacionales y que habrá que construir nuevas formas de organización sindical en sincronía con los cambios que se dan a nivel institucional.

En síntesis, la falta de capacidad de inversión productiva en la industria petrolera está restringida por factores financieros pero también por limitaciones de carácter institucional.

Los mecanismos de control administrativo que sujetan Pemex inciden de manera negativa sobre el diseño, la planeación, la contratación y la ejecución de los proyectos de inversión, y, por ende, en los rendimientos, la calidad y los costos de los productos.

⁴⁹ *Idem.*

⁵⁰ Adrián Lajous (2008), p. 127.

LA REFORMA DE LA INDUSTRIA
PETROLERA MEXICANA*Un ámbito conflictivo*

La situación difícil que viven la paraestatal y la industria petrolera desde hace algunos años ha conducido a los diferentes actores interesados (*stakeholders*) a emitir diagnósticos y proponer soluciones para remediar estas dificultades. Sin embargo, la idea de una reforma petrolera ha suscitado reacciones diversas y encontradas entre la opinión pública. En efecto, se topa con dos fenómenos que limitan su posible alcance. Por un lado, la expropiación petrolera (18 de marzo de 1938) ha sido recuperada en el plano simbólico y erigida en un mito: la posesión del petróleo —es decir los derechos de propiedad sobre los recursos— queda asociada, desde entonces, a la defensa de la soberanía nacional. Por otro lado, desde el final de los años noventa, el proceso de democratización del país, que se caracteriza por un “gobierno dividido” (sin mayoría capaz de forjar consensos), ha complicado la implementación de verdaderas reformas. En efecto, las modificaciones que llevarían a un cambio en la constitución exigen la aprobación de las dos terceras partes de los diputados y senadores a nivel federal, así como la mayoría absoluta de los representantes en los congresos locales. La correlación de fuerzas en el ajedrez político ha dificultado la instalación de reformas constitucionales.

Además, aun cuando todas las fuerzas partidistas han coincidido en que la industria petrolera necesita readecuaciones para funcionar mejor, sin embargo, han divergido en los remedios que proponer. El tema que ha focalizado los mayores desencuentros, entre ellos es el del papel del Estado y del gobierno en la gestión de los recursos energéticos (hidrocarburos). Aun cuando ningún partido haya reclamado llanamente la privatización de los activos, el lugar y el papel

que podrían jugar las inversiones privadas para volver a dar dinamismo a la industria representan un elemento central en el debate. Esto genera también visiones opuestas en relación con la regulación del sector y una posible liberalización de algunos segmentos de la industria.

De manera resumida, en opinión del PRD y de una fracción del PRI, la descapitalización de la paraestatal, producto de un régimen fiscal confiscatorio, es el problema mayor que enfrenta Pemex. Por esta razón, para este grupo de opinión, urge implementar una verdadera reforma fiscal que libere a la paraestatal de este yugo, le permita encarar sanamente su cartera de inversiones y solventar sus rezagos financieros. Como tal cambio no puede efectuarse sin afectar los ingresos federales, proponen que lo acompañe una reforma tributaria de envergadura que penalice principalmente a las clases acomodadas, cuya aportación fiscal no está en relación con el tamaño de sus ingresos. En la misma tonalidad, estiman que el Estado mexicano debe retomar la rectoría en el control de sus recursos. En este sentido, proponen ajustar la producción de crudo, la capacidad de refinación y petroquímica a la demanda nacional y dejar de atender de manera prioritaria los requerimientos de los socios del TLCAN (Estados Unidos principalmente), su creciente necesidad de importación y su conveniencia de exportar a precios altos productos refinados. Para este grupo, en el pasado, Pemex ha comprobado ser capaz de desempeñarse de manera positiva; si no lo ha hecho recientemente (desde hace veinte años, según argumentan), es que ha existido un “plan silencioso de privatización” que ha buscado debilitar ciertas áreas de la industria (en particular el *downstream*) para abrirlas a la inversión privada.⁵¹ Además, según anuncian, el país está dotado de muchos recursos que no han sido explorados

⁵¹ Francisco Rojas (2008), así como Colmenares, Barbosa y Domínguez (2009).

ni explotados, por lo que no se requiere ninguna apertura a inversiones privadas. Y, además, añaden: “Si, en 2006 y 2007, las utilidades antes de impuestos fueron de 57 mil millones y 60 mil millones de dólares respectivamente, Pemex no puede ser mal negocio”.⁵²

La visión opuesta –defendida por el PAN y la otra fracción del PRI– plantea que es necesario actuar en dos planos: a la vez, alentar la flexibilización de Pemex en cuanto al *management* de los recursos con una serie de cambios en las leyes y normas para mejorar la *corporate governance* de la empresa (mayor transparencia, rendición de cuentas, pero también mayor autonomía de gestión y de presupuesto y mayor independencia normativa en cuanto a leyes de adquisiciones y obras públicas); por otro lado, estima necesario otorgar oxígeno y mayor margen de acción a la paraestatal en el plano financiero. En esta medida, sin tocar a la Carta Constitucional, por la resonancia política que tal propuesta pudiera tener, propone abrir al capital privado ciertas áreas mediante contratos de desempeño incentivados (modificando así solamente la ley reglamentaria): la operación de las refinerías, los ductos y las aguas profundas del Golfo de México. Paralelamente, acepta que el régimen fiscal debe ser mejorado para liberar mayores recursos para Pemex.

La cuestión de las aguas profundas ha sido muy emblemática de la división en las posiciones de los dos bandos. En efecto, para compensar el declive de Cantarell, el potencial que pudiera ofrecer el *off shore (deep waters)* del Golfo de México ha conllevado a un muy serio enfrentamiento.⁵³ Por los hallazgos y el nivel de producción que revela el Golfo de México en su parte estadounidense, se piensa que probablemente haya recursos importantes del lado mexicano. El

⁵² Francisco Rojas (2008).

⁵³ Este potencial se estima en función de los descubrimientos y de la producción de los países que comparten este espacio marítimo (Estados Unidos, sobre todo, y Cuba).

problema consiste en que estos recursos (si es que existen) se encuentran en aguas muy profundas (superiores a 1 500 metros de tirante de agua). En *off shore* profundo, Pemex carece de experiencia tanto en exploración como en desarrollo de campos; por lo tanto, implicaría asociarse con compañías internacionales que poseen tanto la tecnología como el *expertise*. La Carta Magna del país, sin embargo, prohíbe este tipo de asociaciones.

Frente a esto, las fuerzas de oposición alegan que existe una gran cantidad de recursos no explorados en partes del territorio que son más accesibles, con menor incertidumbre y menos costosas en términos de exploración y producción (E&P).⁵⁴ Para ellos, hay que dar atención prioritaria a las áreas en que Pemex puede actuar solo. En su opinión, los directivos de Pemex y las autoridades gubernamentales ofrecen una visión catastrofista de la situación al decir que el país, en menos de diez años, estará importando crudo, de no hacer lo que recomiendan. Según ellos, el apremio no es tal si se toman algunas medidas esenciales. En primera instancia, se debe duplicar las reservas probadas actuales y extender la plataforma de producción y exportación por otros diez años, al transformar las reservas probables en reservas probadas. Esto daría a Pemex más tiempo y mejores condiciones para desarrollar los yacimientos en aguas profundas. Además, arguyen que es urgente invertir en sistemas artificiales de producción (recuperación secundaria o mejorada) con el fin de moderar el ritmo de declinación de la producción.

La posición oficial propone una estrategia de exploración y producción que integra un amplio portafolio de proyectos —en cuencas maduras (sureste), en cuencas con un fuerte

⁵⁴ Plantean, por ejemplo, que las cuencas del sureste representan una región que no ha sido explorada en su totalidad, a pesar de que haya contribuido con el 82% de la producción acumulada hasta la fecha. En palabras de Lajous (2008): “Sólo se ha documentado el 30% de las oportunidades exploratorias identificadas”.

potencial en términos de reservas (probables), pero difíciles de desarrollar (Chicontepec) y también, a la par, en aguas profundas y ultra profundas del Golfo de México. En su opinión, los estudios que se han realizado permiten “estimar que más del 50% de los recursos prospectivos del país se localizan en la Cuenca del Golfo de México profundo, lo que equivale a un potencial recuperable de 29 500 millones de barriles de petróleo crudo, equivalente (Mmbpce), volumen superior a la reserva original total de Cantarell”.⁵⁵ Pemex debe entonces buscar alianzas con compañías petroleras extranjeras reconocidas por su experiencia en aguas profundas y ofrecer contratos que, a la vez, sean atractivos para las *International Oil Companies* (IOC’s), sin que la paraestatal pierda el control de los recursos.

Las propuestas de los diversos partidos

En este entorno conflictivo, el presidente Calderón, el 8 de abril de 2008, presentó cinco iniciativas de reforma petrolera, que mediante la secretaria de Energía –Georgina Kessel– entregó a la Cámara de Senadores, con el fin de reformar la empresa estatal, Petróleos Mexicanos (Pemex), y adecuarla a las mejores prácticas internacionales. En palabras del mandatario, estas iniciativas pretendían “fortalecer a Pemex y no privatizar la empresa”. Se asignaban como objetivos reforzar su organización y administración, así como los mecanismos de control y supervisión para reducir los altos costos de la estructura actual. En otros términos, desde la visión oficial, las iniciativas de ley se orientaban a otorgar una mayor autonomía de gestión y financiera a la paraestatal, dotar a la empresa de una nueva estructura administrativa con mayor capacidad de decisión e incorporar contrapesos en materia de transparencia y rendición de cuentas. Además, estaban

⁵⁵ Sener (2008).

encaminadas a ampliar el marco regulatorio de la industria, alentar esquemas de apoyo de terceros (inversión privada) en materia de refinación, transporte y almacenamiento de petrolíferos para ampliar la capacidad de operación de Pemex. Se especificó de manera reiterada que la empresa no perderá el control sobre los hidrocarburos ni la propiedad sobre sus activos. Se trataba —en palabras del Ejecutivo— de permitir que Pemex subsane sus deficiencias y rezagos para seguir el camino abierto por otras empresas estatales —como Petrobras y Statoil— que se han distinguido por su eficiencia operativa y productiva.

Algunas semanas después —el 6 de mayo— el Ejecutivo emitió otra iniciativa de reforma a la Ley Federal de Derechos en materia de régimen fiscal para ampliar las medidas que habían sido aceptadas el 14 de septiembre de 2007, en el marco de una reforma fiscal amplia.

En todo esto, el jefe del gobierno mexicano tuvo el gran cuidado de explicar que, en ningún momento, estas propuestas contemplaban violar el espíritu de la Carta Magna del país o las disposiciones del artículo 27 que reserva para la nación la propiedad de los recursos del subsuelo. Es más, el principio rector consistió en no cambiar ningún artículo de la Constitución (en particular, el artículo 27) y sólo proponer modificaciones a leyes secundarias. Con ello, el presidente se enfrentaba a una tarea complicada: lidiar con la contradicción intrínseca que implica cambiar las leyes secundarias sin modificar el artículo constitucional (pues infaliblemente se rompe una cierta lógica interna). Se trataba de abrir al sector privado áreas sustantivas de la industria para volver eficiente el desempeño de Petróleos Mexicanos (Pemex) y, esto, sin perder el control y la propiedad estatal sobre los hidrocarburos ni trastocar el monopolio de estado.⁵⁶

⁵⁶ En efecto, muchos países han abierto la producción primaria sin perder el control sobre los hidrocarburos: Noruega y Brasil son los más

Tal y como lo enunció George Baker, las cinco iniciativas de ley propuestas por Felipe Calderón buscaban implementar modificaciones en tres áreas de la industria: la administración del sector petrolero, la administración del sector energético y la administración federal pública.⁵⁷

Modificaciones a la Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional,⁵⁸ la modificación a la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (de 1992) y cambios a la Ley de Derechos, constituyeron las transformaciones propuestas para la administración del sector petrolero. Mediante la adición del artículo 6 de la Ley reglamentaria del artículo 27, Pemex y sus organismos subsidiarios, así como los sectores social y privado, previo permiso, podrían realizar las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas y de los productos que se obtengan de la refinación de petróleo y petroquímicos básicos. Además ofrecía la posibilidad a Pemex Refinación de contratar con terceros los servicios de refinación sin transmitir, en modo alguno, la propiedad del hidrocarburo al contratista. Éste tendría la obligación de entregar a la paraestatal todos los productos o residuos aprovechables que resulten de los procesos realizados. En todas estas actividades o servicios, los terceros podrían construir, operar y ser propietarios de las instalaciones (ductos), pero no del producto elaborado. Se trataba de una forma de maquila.

La segunda tenía como meta reforzar el gobierno corporativo de Pemex de acuerdo con las mejores prácticas industriales y corporativas internacionales: ampliar las facultades del Consejo de Administración incluyendo consejeros profe-

citados. Sin embargo, países como Venezuela o Cuba también han abierto la producción primaria.

⁵⁷ George Baker & Associated (2008).

⁵⁸ Esto mediante cambios a los artículos 4 y 6 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional.

sionales independientes (cuatro en total),⁵⁹ y por otro lado, crear comités que asesorarían a los miembros del *Board* en ciertos rubros (auditoría, evaluación del desempeño, etc.). Otras medidas se enfocaron a otorgar mayor flexibilidad en el *management* (crear nuevas subsidiarias cuando y donde sea necesario y dar al órgano de dirección de Pemex la facultad de determinar su estructura organizacional y operativa) e incrementar la autonomía de la empresa con respecto a Hacienda. Uno de los propósitos de los bonos ciudadanos y los diferentes comités en el Consejo directivo era facilitar la rendición de cuentas y transparentar la información.

Finalmente, los cambios a la Ley de Derechos buscaron brindar mayor capacidad de acción ofreciendo un marco fiscal especial a Pemex en Aguas profundas, en el Paleocanal de Chicontepec y en los campos abandonados.

Modificar la ley de la Comisión de Regulación de Energía (CRE) de 1995 y crear un ente regulador de la producción primaria —la Comisión Nacional del Petróleo (CNP)— son los dos cambios propuestos para transformar la administración del sector energético. La primera deriva de los cambios propuestos a la Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional: al abrir las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de petrolíferos y petroquímica de base a la participación de los sectores sociales y privados, era necesario proveer a la CRE de nuevas atribuciones (metodología de precios de venta de primera mano de los productos y también de servicios de transporte, almacenamiento y distribución de los productos, de determinación de modelos de convenios y contratos de adhesión para estas actividades, imposición de sanciones, etc.). Por otro lado, la creación de la CNP respondía a un viejo reclamo: la necesidad de un ente

⁵⁹ Era una manera de recuperar la vieja intención fallida de Vicente Fox de introducir representantes del sector privado para dar un sesgo empresarial a la gestión de Pemex y, además, implícitamente reducir el peso del sindicato en la toma de decisiones en el Consejo de administración.

regulador que respalde a la Sener y le permita tomar decisiones acerca de los proyectos en E&P que entregue Pemex, porque obligaría a la empresa a dar información pertinente sobre estos segmentos.

Mediante un cambio al artículo 33 de la Ley de la Administración Pública Federal de 1976, se quería responsabilizar directamente a la Sener por actividades en la producción primaria que –hasta ahora– habían sido ejercidas por Pemex, tales como establecer, administrar y supervisar la política energética y también otorgar y revocar permisos en exploración y producción (E&P). Por otra parte, el cambio a la Ley de Obras Públicas en las contrataciones relativas a los “procesos productivos sustantivos” buscaba, mediante la figura de “contratos de desempeño”, otorgar mayor flexibilidad a las contrataciones que hace Pemex, sin incurrir en la ilegalidad.⁶⁰

Este paquete de propuestas estaba diseñado para solventar muchas deficiencias organizacionales en la industria. Sin embargo, la renuencia a adoptar posiciones claras sobre varios asuntos polémicos (la participación del sector privado, en particular), para favorecer una aprobación rápida en el Congreso, introdujo incoherencias latentes (entre la legislación primaria y las leyes secundarias) y dejó las cosas a medias sin resolver los problemas de fondo. Por ejemplo, abría la posibilidad para que compañías construyeran y operaran nuevas refinerías sin permitir la creación de un mercado competitivo de productos energéticos. Al no darles la posibilidad de crecer y buscar una relación de negocios con nuevos clientes (los operadores tendrán que entregar los combustibles a Pemex), para las compañías el atractivo de esta propuesta se aniquilaba. Por otro lado, era casi seguro que esta medida suscitaría la oposición radical del sector

⁶⁰ Según la formulación, los contratos de desempeño son contratos de servicios que ofrecen incentivos monetarios interesantes a los terceros en aras de atraer a empresas de servicios y compañías petroleras.

nacionalista. Perdiendo por ambos lados, era previsible que no prosperaría.

Algunos días después de la presentación de dichas iniciativas, la parte más radical del PRD –cercana a Andrés Manuel López Obrador– se movilizó para impedir la aprobación de esta propuesta y evitar (en sus palabras) un *fastrack*. Paralelamente, las diversas fuerzas políticas se reunieron –y unieron– con el fin de proponer un periodo de debate nacional organizado por el Senado para recoger las opiniones de los expertos con el propósito de determinar la política petrolera más adecuada a las necesidades del país y aceptable a nivel político.⁶¹

Después de setenta y dos días de debates (sobre las premisas, la legalidad, la pertinencia y la eficacia de las iniciativas de ley), las dos principales fuerzas de oposición –PRI y Frente Amplio Progresista (FAP)– presentaron sus contrapropuestas. Para ambos partidos (corrientes), la propuesta presidencial era muy limitada. Carecía de una definición hacia un modelo de industria en el largo plazo y de una visión integral del ámbito energético; además, no atacaba los problemas de fondo. Acordaban también que los principales puntos de discusión eran Aguas profundas, las inversiones del sector privado en los segmentos de transporte, distribución y almacenamiento y los contratos incentivados.⁶² Sin embargo, las diferencias superaban sus acuerdos.

El paquete de propuestas que dio a conocer el PRI, el 28 de julio, en mucho se parecía a las que había presentado el Ejecutivo; introducía, sin embargo, una serie de modificaciones para moderar algunos aspectos. También aprovechó las señales que trascendieron en los diversos foros del Senado

⁶¹ Los debates (23 sesiones) tuvieron una duración de 72 días (de mayo a julio de 2008).

⁶² También introdujeron cambios a ciertas leyes para la prevención contra los accidentes o la reglamentación de las franquicias para evitar corrupción en la venta de gasolina.

acerca de la transición energética y del ahorro de energía para innovar y proponer nuevas leyes en estos campos. En términos generales, el PRI se sumó a los cambios propuestos por el Ejecutivo respecto a la autonomía y a las medidas para fortalecer el gobierno corporativo y ratificó la creación de una comisión de regulación para la producción primaria (*upstream*).⁶³ Respecto a la Ley de Obras Públicas y los “contratos incentivados”,⁶⁴ el PRI propuso introducir una serie de especificaciones para clarificar que los contratos no infrinjan la Constitución (conceder a las compañías derechos sobre las reservas, remuneración en efectivo acorde al desempeño y no a las utilidades de Pemex o al valor de los hidrocarburos encontrados). Sin embargo, respecto a las actividades de transporte, distribución y almacenamiento, el PRI ofreció una opción intermedia –la de permitir que la refinación sea realizada por “organismos públicos descentralizados filiales”– que era también una opción claramente dirigida a favorecer a los gobiernos locales y a la clientela priista de ciertos estados.⁶⁵

El Frente Amplio Progresista (FAP) dio a conocer su punto de vista, el 27 de agosto. Insistió en la necesidad de definir, antes que nada, una política energética de Estado de manera de garantizar el suministro a largo plazo. Retomó las ideas (críticas y propuestas) que el PRD había estado presentando en diversos foros, durante los últimos años. Para contrarrestar la descapitalización de Pemex, propuso un

⁶³ Cambió su nombre por el de “Comisión Nacional de Regulación del Petróleo”.

⁶⁴ Por su ambigüedad conceptual, este concepto de contratos incentivados ha sido motivo de un gran debate interno en el partido. Si bien se reconocía la necesidad de crear fórmulas que brinden mayor flexibilidad a los contratos para volverlos atractivos, subsistía el temor de caer en la ilegalidad jurídica (que ya no fueran contratos de servicios sino contratos de riesgo).

⁶⁵ Se dieron intensas discusiones internas, lo cual muestra la pluralidad de visiones y de grupos en el seno del partido.

nuevo régimen fiscal que lo libere del control de la SHCP, la erradicación de los Pidiregas y del superávit primario amplio. Condenó también cualquier propuesta que pueda ser una forma disfrazada de privatización, sean los contratos de desempeño o la apertura del transporte, la distribución y el almacenamiento a terceros (nacionales o extranjeros).⁶⁶ Propusieron también mecanismos para favorecer a los abastecedores y las inversiones nacionales.⁶⁷

Después de dos meses de debates y negociaciones en las comisiones de energía del Senado de la República y de la Cámara de Diputados, así como en los partidos políticos, el 28 de octubre de 2008 se aprobaron con amplia mayoría siete dictámenes de reforma. Por el momento crítico en que se encuentra la industria petrolera mexicana y por las dificultades de llegar a acuerdos en un ambiente político tan dividido, la reforma petrolera lanzó una señal positiva: más allá de la pertinencia (o limitantes) de las medidas propuestas, se estaba dando un paso adelante para vencer la inercia dominante.

¿Cuáles son los aspectos relevantes de esta reforma?, y ¿cuáles son sus aportaciones y sus limitantes?

La reforma petrolera, sus aportaciones y limitantes

La reforma pactada

De manera general, la reforma ha recuperado los principales puntos de consenso entre el PRI y el PAN; se eliminaron los artículos que eran fuente de total desacuerdo entre ambos

⁶⁶ Retomaron también otra vieja demanda: reintegrar Pemex en una sola empresa y redefinir la política de precios entre las diferentes subsidiarias de Pemex (nuevo sistema de precios de transferencia).

⁶⁷ Sugirieron también que se ampliara el plazo de la moratoria en cuanto a los campos petroleros fronterizos.

partidos y se añadieron elementos que no contemplaban las iniciativas de ley del Ejecutivo. Por su lado el PRD vio satisfechos algunos de sus reclamos, en particular la participación más activa de la Auditoría Superior de la Federación (ASF),⁶⁸ la eliminación de los Pidiregas y del superávit primario, así como una mayor autonomía de Pemex respecto a Hacienda.⁶⁹ Al final, para atenuar las reticencias del PRD hacia la reforma, y también para limitar el éxito del PRI en cuanto a la gestión y el contenido de la reforma, el PAN alentó una de las propuestas del PRD acerca de la construcción de una nueva refinería, con inversión pública (utilizando el fondo de estabilización).

Si retomamos los tres grandes ejes que estructuraron las iniciativas que había presentado Calderón, la reforma de octubre 2008 ofrece los siguientes resultados.

En el primer eje —la administración del sector petrolero— el paquete de decretos ha introducido numerosas modificaciones.⁷⁰ Se ha modificado ampliamente la ley reglamentaria del artículo 27: interfieren allí temas ligados con soberanía nacional y constitucionalidad de las actividades realizadas. La mayor parte de las adiciones buscan aportar precisiones para evitar vacíos jurídicos que pudieran llevar a cometer actos reprobados por la Carta Magna.⁷¹ Otros artículos bus-

⁶⁸ La ASF podrá requerir en cualquier momento a Petróleos Mexicanos informes para efectos de revisión de auditoría. Además, la ASF y la SFP podrán revisar todo lo relacionado en materia de contratos.

⁶⁹ Pemex podrá hacer uso creciente de sus excedentes de operación y realizar modificaciones a su presupuesto sin autorización de la Secretaría de Hacienda.

⁷⁰ Los decretos de ley que se refieren a ello son: el primero (Ley de Petróleos Mexicanos) y el quinto (Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional, ramo petróleo).

⁷¹ El artículo 6 (contratos de obras y servicios en relación con su forma de pago y luego con su exención en cuanto a la sumisión a jurisdicciones extranjeras) y el artículo 8 (la exclusividad de Pemex sobre la asignación de áreas o bloques).

can reforzar la seguridad energética (petrolera) del país.⁷² Sin embargo, lo más notorio ha sido la eliminación de la apertura del transporte, la distribución y el almacenamiento. Es de anotar que se quitaron los artículos relativos a la permisión del sector privado en el transporte, la distribución y el almacenamiento. Por su lado, la Ley del Petróleo es nueva. Representa la parte sustancial de una reforma que fue concebida antes que nada (por parte del Ejecutivo) como un intento para reforzar Pemex en su gobierno corporativo. Este decreto conservó, en su casi totalidad, las aportaciones que hizo el jefe del Ejecutivo en abril. En el segundo eje –*la administración del sector energía*– también se retomó una buena parte de las iniciativas presidenciales: la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos sobre todo y algunos cambios a la ley de la CRE.⁷³

Finalmente, para el último eje –*la administración pública federal*– se recuperan las aportaciones de las iniciativas y de las propuestas del PRI principalmente (para los cambios a la Ley de Obras Públicas).

El segundo y tercer decretos son totalmente nuevos,⁷⁴ derivan de las ideas y propuestas vertidas durante los foros, que fueron recuperadas por las iniciativas de la oposición. Estas dos leyes amplían el papel de las atribuciones de la Sener. La Ley del Sistema de Sustentabilidad de Energía establece el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Prevé que el Ejecutivo federal establecerá estrategias y acciones para alcanzar el uso

⁷² Los dos primeros artículos, el 4 bis (establece criterios para garantizar la seguridad energética del país) y el 7 bis sobre la sustentabilidad (prevención al medio ambiente).

⁷³ Fueron menores a los propuestos por el Ejecutivo por no aceptar la apertura del transporte, la distribución y el almacenamiento.

⁷⁴ La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética así como la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

óptimo de la energía en todos los procesos y actividades para su exportación, producción, transformación, distribución y consumo.

Aportaciones y limitantes

Sin duda, la reforma ha abierto puertas. En el aspecto fiscal, el nuevo régimen permitirá intensificar las actividades de exploración en ciertas áreas complejas (Aguas ultra profundas y Chicontepec).

Sin duda, uno de los mayores beneficios de la Reforma ha sido la de obligar a los partidos políticos y a la sociedad civil a informarse para poder tomar posición en el debate. También lo ha sido el llegar a un consenso entre las principales fuerzas políticas del país. Por limitada que sea, dio algunos pasos adelante: el nuevo régimen fiscal permitirá intensificar la exploración en áreas complejas (Chicontepec y las aguas profundas o ultra profundas) y se logró eliminar el muy oneroso esquema de los Pidiregas para financiar proyectos de infraestructura. La adopción de muchas recomendaciones acerca de las mejores prácticas internacionales seguramente será de algún beneficio para Pemex. Finalmente, es de esperar también mejoría sustancial en términos de desarrollo sustentable en la parte medio ambiental (con las dos nuevas leyes relacionadas con transición energética, energías renovables y eficiencia energética y del Fondo Sectorial de Sustentabilidad Energética). Esto es un punto interesante: el principal mercado que se pretende sustituir (con todas las limitantes del caso) es el de gasolinas oxigenadas que puedan utilizar etanol, bioetanol y hasta diesel.

Sin embargo, no es seguro que la mayor parte de los cambios tendrá una repercusión directa para remediar a los problemas actuales: el déficit en términos de obras públicas, el descubrimiento de nuevos yacimientos, la reducción del declive en términos de reservas, etc. Si la reforma tenía

como foco brindar herramientas para un mejor gobierno de la paraestatal y de la industria, quedan muchas preguntas abiertas. La confusión acerca de las funciones que debe cumplir cada entidad podría ser ampliada por la multiplicación de los Comités en el Consejo de Administración. ¿Por ejemplo, en la práctica, evitar que los trabajos del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño no se reduplicquen con los realizados por el Organismo Interno de Pemex que depende de la Secretaría de la Función Pública? ¿Quién va a fijar las reglas para evitar tal traslape de funciones? La capacidad de acción de los diversos organismos del sector —un reclamo mayor durante los debates— seguirá limitada por la burocratización y la politización prevalecientes. El papel del Ejecutivo en los nombramientos de los altos mandos —Pemex, la CRE, la CNH, etc.— sigue inalterado. La lealtad hacia el Presidente de la República seguirá propiciando el ritmo sexenal en los programas y su falta de continuidad a mediano plazo. Las relaciones entre Pemex y el sindicato, el papel político de los líderes sindicales o la reticencia del sindicato a promover una cultura empresarial son otros tantos temas “olvidados” en la reforma (por ser “políticamente incorrectos”), así como los pasivos laborales y la adecuación del sistema de pensiones que presentan desafíos fuertes para Pemex.⁷⁵ Ciertamente, Pemex adquirió cierta independencia respecto a Hacienda, sin embargo, es frágil, sujeta a ciertos candados y discrecionalidad que —en los hechos— pueden anular los logros anunciados.⁷⁶ Los nuevos mecanismos

⁷⁵ En 2007, ascendió a 528.2 miles de millones de pesos. Reporta un avance promedio anual del 14% que sigue representando una carga excesiva para la empresa, a pesar de los buenos resultados que Pemex ha tenido en los años anteriores por el elevado precio del petróleo.

⁷⁶ Por ejemplo, el artículo 46 de la Ley de Petróleos estipula que la Secretaría de Hacienda podrá “ordenar que no se realice la operación de que se trata cuando se pueda perjudicar gravemente la estabilidad de los mercados financieros; incrementar el costo de financiamiento del resto del

de incentivos en las contrataciones apuntan a atraer a las compañías; parecería, sin embargo, que por sus limitaciones solamente las empresas de servicios podrían mostrar algún interés. Si fuera cierto, no se cubriría en su totalidad el espectro de necesidades que tiene Pemex: en trabajos especialmente complicados —diseñar pozos de largo alcance o perforar pozos en aguas muy profundas, a temperaturas muy bajas— se requiere de la conjunción de una empresa de servicios con compañías petroleras que tengan experiencia en estas actividades.

Cuestiones como la transparencia y la rendición de cuentas de Pemex también han recibido una respuesta parcial. En el caso de la recién creada Comisión Nacional de Hidrocarburos, es de temer que la inexistencia de un personal técnicamente calificado vuelva difícil el control de las informaciones acerca de la producción primaria: indudablemente la evaluación de EXP seguirá dependiendo de los datos que entregará Pemex. Por otro lado, ningún dispositivo ha sido previsto para que la Auditoría Superior de la Federación (ASF) —o los miembros del Congreso— reciban la información a tiempo.

Finalmente, ni el monopolio de Estado ni el sindicato han sido contemplados durante las discusiones, foros y debates. Los problemas que emanan de ello subsistirán.

Es difícil medir en este momento hasta qué punto los nuevos dispositivos lograrán aportar soluciones adecuadas para enfrentar los principales desafíos, tales como limitar el déficit en las obras públicas, descubrir nuevos yacimientos o disminuir el declive de la producción petrolera y la importación de productos petrolíferos. Por lo pronto, las reformas se quedaron a nivel de buenas intenciones. No han sido respaldadas por detalles legales tales como leyes secundarias

sector público, o bien reducir las fuentes de financiamiento del mismo”, dejando en manos de Hacienda los criterios para tal decisión.

que permitirían aterrizar las fórmulas plasmadas en los decretos. Resta por ver cómo se concretará la creación de instituciones, cómo se van a instrumentar las operaciones administrativas y cómo se van a trazar los diferentes tipos de contratos que deben surgir de esta reforma legislativa. Será necesario mucho liderazgo de parte del Ejecutivo y mucho trabajo para darle vida a la reforma.

CONCLUSIÓN

La reforma petrolera se había propuesto mejorar la flexibilidad operativa para maximizar el valor económico del recurso. Sin embargo, rápidamente, el contexto político y los intereses de los diversos actores políticos modificaron estos propósitos y la reforma vino a ser un espacio que las fuerzas partidistas utilizaron para medirse en aras de la contienda electoral del 5 de julio de 2009. De alguna manera, el partido que lograría imponer más propuestas afianzaría su posición frente a la contienda electoral del año siguiente.

Por esta razón, a partir de septiembre de 2008, prevalecieron las negociaciones y los acuerdos entre los partidos por encima de los verdaderos intereses de la industria y del pueblo mexicano. Se negociaron muchas cosas: PRI y PAN acordaron apoyar la propuesta del PRD (consejeros independientes del Consejo de Administración de Pemex aprobados por el Senado de la República por mayoría absoluta) para lograr, en contraparte, que los comisionados de la CNH sean designados únicamente por el Ejecutivo. La propuesta del PRI –creación en los estados de filiales de Pemex (refinación) operando con capital privado– fue rechazada a la vez por el PAN y el PRD que temían que esta figura beneficiaría a gobernadores y empresarios ligados al tricolor. Finalmente, el acercamiento de última hora entre el PRD y el PAN (construcción de una refinería, eliminación de los Pidiregas y del superávit primario) se debe sobre todo a su afán de debilitar un PRI engallado. En todo esto, las aportaciones y

las recomendaciones que los expertos hicieron durante los Foros quedaron en segundo lugar.

En el plano político, la reforma petrolera aprobada el 28 de octubre del 2008 ha sido un verdadero éxito. Los tres partidos salieron satisfechos: el PRD logró limpiar su imagen negativa (ser un partido intransigente) al demostrar que sabía inclinarse y negociar. El PAN (por lo menos Calderón y sus seguidores) logró ofrecer una reforma –aun cuando sea una reforma a medias en relación con sus pretensiones– complementando así el abanico de reformas que ha presentado desde el inicio de su gestión. De todos, el PRI fue el gran ganador: la reforma final fue una copia de su propia propuesta con algunos cambios. Además, otros dos actores salieron triunfantes: el sindicato (STPRM) y la corporación de los camioneros-tanques (con la negativa de maquilar los ductos), y esto a expensas del usuario (el costo del transporte por carretera de los productos petroleros es mucho mayor al costo por *ductos*).

A pesar del júbilo que cundió a finales de octubre entre todos los actores, será la prueba del tiempo que medirá el verdadero éxito de la reforma: permitir a Pemex enfrentar con éxito los retos que se avecinan a corto y mediano plazo. En todo caso, lo que queda claro es que, una vez más, ¡Pemex y la política petrolera han sido objeto de decisiones que emanan de consideraciones políticas más que económicas!

BIBLIOGRAFÍA

- Allub, L. y M.A. Michel (comps.) (1982), *Impactos sociales de la industria petrolera en Tabasco*, Centro de Investigación para la Integración Social (CHIS), México.
- Baker, George & Associated (2008), “Calderon Reforms Reexamined”, *Mexico Energy Intelligence (MEI)* (Energy Policy and Regulation Series, 740), 31 de julio.
- Barbosa Cano, F. (2009), “La reserva y el potencial mexicano de petróleo crudo”, en César Colmenares *et al.*, *Pemex: presente y futuro*, Plaza y Valdés/UAM/UNAM, México.

- Bermúdez, Antonio J. (1963), s.p.i.
- Colmenares, César, F., Barbosa Cano, F. y N. Domínguez Vergara (2009), *Pemex: presente y futuro*, Plaza y Valdés/UAM/UNAM, México.
- Fernández Ruiz, F., D. Márquez, J. Ovalle Favela y A. Sánchez Castañeda (2008), “El marco constitucional de la industria petrolera”, *Documento de Trabajo*, núm. 111, UNAM, Instituto de Investigaciones Jurídicas, México, p. 15.
- Garza Garza, Rodolfo (1990), “L’exploitation pétrolière au Mexique: le cadre juridique, les politiques et la structure de l’industrie”, tesis de doctorado, ANRT, Universidad de Lille III, Francia.
- Knight, Alan (1990), *The Mexican Revolution*, University of Nebraska Press, Lincoln y Londres, 2 vols.
- Labardini, L.M. (2008), “Transporte, almacenamiento y distribución de productos petrolíferos en el mercado mexicano”, en Gil Valdivia y S. Chacón (comps.), *La crisis del petróleo en México*, Tecnológico de Monterrey/Club de Roma/Foro Consultivo Científico y Tecnológico, México.
- Lajous, Adrián (2007), “El precio del petróleo en 2007”, ms., México, p. 8.
- _____ (2008), “Recursos y reservas de hidrocarburos”, ms., México, 26 de marzo, p. 6.
- _____ (2008), “Los dilemas del desarrollo de la industria de refinación”, en Gil Valdivia y S. Chacón (comps.), *La crisis del petróleo en México*, Tecnológico de Monterrey/Club de Roma/Foro Consultivo Científico y Tecnológico, México.
- Lavín, José Domingo (1954), “Notas al libro de Lewin Rippy”, *Problemas Agrícolas e Industriales de México*, vol. 6, núm. 3, julio-septiembre.
- Meyer, Lorenzo e Isidro Morales (1990), *Petróleo y nación (1900-1987). La política petrolera en México*, Fondo de Cultura Económica, México, p. 255.

- Narváez, Antonio (2006), "Acciones para mejorar el desempeño de la exploración y producción de petróleo y gas en México", ms., México.
- Palacios, Luisa (2002), "The Petroleum Sector in Latin America: Reforming the Crown Jewels", *Les Etudes du Ceri*, núm. 88, Sciences Po, París.
- Pemex, *Reportes Anuales* (varios años), www.pemex.com.
- _____ (2005), "Seguridad, salud, protección ambiental. Informe anual, 2005", www.pemex.com/.
- Pemex Exploración y Producción (2007), *Foro sobre Seguridad Energética*, México.
- Pirker, Kristina, José Manuel Arias Rodríguez y Hugo Ireta Guzmán (2007), *El acceso a la información para la Contraloría social. El caso de las donaciones y donativos de Pemex a Tabasco*, Fundar, Centro de Análisis e Investigación, México.
- Puyana, Alicia (2006), "Las fuerzas que moldean la política energética mexicana", en Isabelle Rousseau (comp.), *¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América?*, El Colegio de México, México.
- Rodríguez Padilla, J. (2009), "La saga del nuevo régimen fiscal", en Colmenares y Barbosa (coords.), *Pemex: presente y futuro*, Plaza y Valdés/UAM/UNAM, México.
- Rojas, Francisco (2008), "La reforma energética factible", Cámara de Diputados, México, 6 de marzo.
- Rousseau, Isabelle (2005), "La réorganisation administrative de Pemex (1989-2005): vers une nouvelle gouvernance d'entreprise?", en Garibay y Rousseau (comps.), *Problèmes d'Amérique latine. Les hydrocarbures dans les Amériques, les nouvelles règles du jeu*, vol. 2, núm. 57/58, Documentation Française, París, pp. 42-64.
- _____ (2006), "Las transformaciones de la política de hidrocarburos en México en el contexto de la transición democrática. Esquemas organizacionales y estrategias de actores", *Foro Internacional*, núm. 183, vol. XLVI, El Colegio de México, México, enero-marzo, pp. 21-50.

- _____ (2006), “Mercado, seguridad y soberanía nacional: las dinámicas contradictorias de la política energética mexicana (hidrocarburos) en el marco de la integración del norte de América”, en Rousseau (comp.), *¿Hacia una integración petrolera de las Américas?*, El Colegio de México, México.
- _____ (2007), “A la recherche d’une meilleure gouvernance d’entreprise: Pétróleos Mexicanos (Pemex)”, *Les Etudes du CERI*, FNSP, núm. 136, París, p. 41.
- _____ (2007), “Renovación institucional en el sector de los hidrocarburos”, en J.L. Calva (comp.), *Política energética. Agenda para el desarrollo*, vol. 8, UNAM/Porrúa, México, pp. 30-50.
- Rosenzweig Mendialdua de, F. y J.A. Lozano Díez (2008), *La reforma petrolera: el paso necesario*, Porrúa/U. Panamericana, México.
- Sener (2007), “Racionalizar los recursos energéticos de México”, *Cumbre de negocios*, Monterrey.
- _____ (2008), “Diagnóstico: situación de Pemex. Resumen Ejecutivo”, ms., México, p. 8.
- Tudela, F. (comp.) (1989), *La modernización forzada del trópico. El caso Tabasco*, El Colegio de México/Cinvestav/IFIAS/UNRISD, México.
- Valdés López, F. y F. Rosenzweig de Mendialdua (2005), “La autonomía técnica y operativa como presupuesto de la función de regulación. Agenda de fortalecimiento de la Comisión Regulatoria de Energía”, *10 años de regulación energética en México*, Comisión Reguladora de Energía (CRE), México.
- Vanneph, A. (1997), “Pétrole et développement. Impact des activités pétrolières dans le développement national, régional et local du Mexique”, tesis de doctorado, Universidad de Versalles, pp. 321-357.
- Vega Navarro, Ángel de la (1999), *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México*, UNAM/PUE, México, p. 3.

TERCERA PARTE

EL NUEVO NACIONALISMO PETROLERO
EN AMÉRICA LATINA

CHILE Y ARGENTINA:
¿CÓMO AFRONTAN INDIVIDUALMENTE
SUS DESAFÍOS ENERGÉTICOS
DOS PAÍSES INTEGRADOS?

JESÚS MORA CONTRERAS*

INTRODUCCIÓN

¿Cómo afrontan individualmente sus desafíos energéticos dos países integrados?, es un subtítulo que parece contener cierta ironía. Porque si dos países han decidido integrar sus mercados energéticos correspondientes, como lo hicieron Argentina y Chile hace poco más de una década, deberían encarar los desafíos del sector de común acuerdo.

Ambos afrontan problemas en la industria del gas natural. Después de aplicar programas de reformas estructurales que terminaron por privatizar y desregular su sector energético, Argentina dispuso de excedentes de gas natural para exportar. Chile apareció, entonces, casi como candidato natural para importar gas argentino. La sequía extrema había disminuido la generación de las plantas hidroeléctri-

* Abogado, investigador independiente. Profesor jubilado (titular) de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la Universidad de Los Andes, Mérida-Venezuela.

Carlos Domingo, de la Universidad de Los Andes, leyó el artículo completo y me hizo algunas observaciones y sugerencias. Le manifiesto mi gratitud.

cas en el país, y se habían tenido que aplicar programas de racionamiento de electricidad durante el trienio 1996-1998. La situación crítica era oportuna para tomar decisiones: se decidió cambiar bruscamente la matriz energética y sustituir hidroelectricidad (de centrales hidroeléctricas) por termo-electricidad (de centrales térmicas), usando gas natural como combustible. Se construyeron siete gasoductos fronterizos y trasandinos –dos en el norte, Norandino y Atacama, dos en el centro, Gasandes y Pacífico, y tres en el sur, Methanex I, II y III– para importar gas natural desde las cuencas argentinas hasta Chile y abastecer con este combustible las plantas térmicas de electricidad, parte del consumo industrial y minero, parte del consumo residencial y las plantas de producción de metanol o alcohol metílico.

Sin embargo, prácticamente desde el inicio de la década actual, Argentina tuvo que hacer frente a una emergencia económica y social, lo que impulsó al gobierno a adoptar un programa de recortes a la exportación de gas natural. El combustible que se producía en Argentina era insuficiente para abastecer cómodamente durante todo el año el mercado interno argentino y el mercado externo. El programa de recortes, que se pretendía temporal, ha continuado con altibajos en el tiempo. Sin embargo, ha alcanzado recientemente cotas muy elevadas, para Chile en particular. Frente a esto, este país ha optado por implementar dos proyectos de construcción de plantas de re-gasificación de gas natural licuado (GNL). Por su lado, Argentina persiste en priorizar el abastecimiento del mercado interno antes que suministrar gas natural en cantidades suficientes para la exportación. Además, Argentina decidió reanudar sus importaciones de gas natural desde Bolivia.

La aparente ironía del subtítulo de este artículo no está pues en los términos, sino en la realidad de los hechos. A pesar de que Chile y Argentina tengan mercados de gas natural integrados desde hace poco más de una década,

cada país está afrontando individualmente, por su lado, a su manera y con sus recursos, sus propios desafíos energéticos, derivados ambos de la industria del gas natural.

El artículo busca presentar, de la manera más concisa posible, el estudio de la situación energética actual de Chile y Argentina, precisando en cada caso cuál es el mayor desafío energético que cada uno debe afrontar. Primero, se estudia el caso de Chile, un país consumidor que, al no disponer internamente de suficiente cantidad de energía aprovechable, debe encarar las vicisitudes y los desafíos típicos de los países importadores netos. Después, se aborda el caso de Argentina, un país con una alta dependencia de los hidrocarburos para satisfacer sus necesidades de consumo interno. Pero, hasta ahora, la dependencia energética de Argentina ha sido interna y no externa, como sucede en Chile. ¿Tendrá Argentina suficientes reservas probadas de gas natural para continuar abasteciendo con comodidad y durante todo el año su creciente mercado interno y el mercado externo o, al contrario, tendrá que recurrir cada vez más a las importaciones, como ya lo está haciendo?

VICISITUDES Y DESAFÍOS
DE UN PAÍS CONSUMIDOR E IMPORTADOR NETO
DE ENERGÍA: CHILE¹

*Importación de combustibles
para satisfacer la demanda interna*

Chile representa el caso típico de estudio de un país dependiente, en una proporción muy elevada, de la importación de diferentes tipos de combustibles para producir los requerimientos energéticos necesarios para los agentes económicos

¹ Agradezco a Eduardo Contreras, de la Universidad de Chile, sus observaciones a este capítulo.

internos: en transporte, generación de electricidad, actividad minera e industrial, consumo residencial y otras necesidades.

Según datos de 2006, las importaciones chilenas de petróleo crudo, gas natural y carbón representaron alrededor de dos tercios (67.66%) del total de la energía primaria consumida por el país durante ese año.² Sin embargo, la dependencia externa chilena es aún mayor si se considera de manera separada cada uno de los combustibles, pues las importaciones de petróleo representaron el 98.3% del total del crudo consumido por Chile durante 2006, las de carbón el 92% y las de gas natural el 74%. En otras palabras, si se consideran las cinco fuentes con las que Chile satisface su consumo de energía primaria, rápidamente se llega a la siguiente conclusión: el país es muy dependiente de las importaciones en tres de ellas, petróleo, carbón y gas natural, y sólo se autoabastece en dos, hidroelectricidad y leña y sus subproductos.³

Vulnerabilidad

Esta dependencia coloca a Chile en una situación de vulnerabilidad frente a la volatilidad de los precios internacionales de la energía y las interrupciones en el suministro de gas natural desde Argentina.

Volatilidad de los precios de la energía

Los precios nominales promedio del petróleo importado por Chile (o precios CIF) han tenido aumentos interanuales de 30.47% en 2004; 36.09% en 2005 y 19.02% en 2006; los del

² Se llama energía primaria a las distintas fuentes de energía en el estado en que se extraen o capturan de la naturaleza: directamente (como la solar) o después de un proceso de extracción o recolección (carbón).

³ Véase Comisión Nacional de Energía. Balance Nacional de Energía, año 2006, cuadro 3: balance energía primaria, disponible en: http://www.cne.cl/estadisticas/f_balance.html/.

carbón (para uso metalúrgico y térmico) han incrementado interanualmente en 47.9% en 2004; 20.85% en 2005 y 11.53% en 2006; y los del gas natural (para uso térmico y petroquímico) han aumentado interanualmente en 2.83% en 2004; 31.95% en 2005, y 14.24% en 2006.⁴ Estos aumentos han elevado el monto de la factura de energía importada por Chile en casi 220% en cuatro años: desde 2 663 millones de dólares en 2003 a 5 841 millones de dólares en 2006, o sea, desde 3.6% del PIB a 5.2%. Afortunadamente para Chile, el dólar ha perdido casi un cuarto de su valor de cambio con el peso durante el mismo periodo, y la economía chilena ha podido disminuir así su factura energética en moneda nacional. En otras palabras, de haberse mantenido fijo el tipo de cambio promedio de 2003, Chile hubiese tenido que pagar en el 2006 casi 6.8% del PIB por su factura de energía importada, en vez del 5.2% que pagó. Le significó un ahorro monetario del 1.6%.⁵ De todas formas, hay que resaltar la vulnerabilidad de este país importador neto frente a la volatilidad de los precios internacionales de la energía.

Interrupciones en el suministro de gas natural desde Argentina

Desde mayo de 2004, el gobierno de Argentina ha decidido, en diversas oportunidades, cortar temporalmente el suministro

⁴ Los precios de los hidrocarburos se rigen en Chile por los mercados internacionales mediante promedios semanales calculados por la Comisión Nacional de Energía (llamados precios de paridad de importación), a excepción de los del gas natural, que se determinan por los precios de las cuencas productoras de Argentina y Chile, reflejados en los contratos de largo plazo celebrados entre las empresas.

⁵ Cálculos propios realizados con base en datos de la Comisión Nacional de Energía. Estadísticas. Hidrocarburos: Importaciones; y del Banco Central de Chile: Base de Datos Estadísticos. Tipo de cambio peso/distintas monedas. Disponibles en: http://www.cne.cl/estadisticas/nacionales/petroleo/f_hidrocarburos.html http://si2.bcentral.cl/Basededatoseconomicos/951_portada.asp?idioma=E/.

de gas natural a Chile en cantidades diferentes.⁶ En efecto, ese gobierno decidió, a partir de febrero de ese año, aplicar normas jurídicas vigentes que dan prioridad al abastecimiento del mercado interno sobre el externo. Esas normas facultan al poder ejecutivo para no permitir la exportación de hidrocarburos o interrumpirla cuando éstos sean requeridos para el abastecimiento del mercado interno. De hecho, Argentina no tenía capacidad suficiente para abastecer adecuadamente la demanda de ambos mercados. A aquello se añade el hecho de que Argentina está ampliando la capacidad del sistema de transporte interno de gas natural, desde las cuencas productoras hacia Buenos Aires y otras provincias del noreste argentino. Esto dejará aun menos gas disponible para satisfacer las exportaciones.

Los cortes de gas afectaron principalmente a la generación de electricidad en Chile. Todo el gas natural que se utilizaba en el país para producir electricidad, tanto en el Sistema Interconectado Central (SIC) —que representa cerca del 90% de los consumidores del país—, como en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) —que suministra la mayoría de la electricidad consumida por las grandes cu-príferas mundiales asentadas en esa región—, provenía de Argentina. El gas se utilizaba también en Chile para consumo industrial, comercial y residencial. Este país importa gas natural argentino desde 1997, a través de los siete gasoductos que transportan el hidrocarburo desde tres cuencas argentinas diferentes: cuenca Noroeste, cuenca Neuquén (en el centro-sur) y cuenca Austral.

⁶ En el segundo semestre de 2007, los cortes superaron más del 90% de los requerimientos normales. Sin embargo, las restricciones de gas inyectado en Argentina no necesariamente coinciden con restricciones de la misma magnitud en las entregas a los clientes en Chile por varias razones. Véase: CNE entrega información sobre restricciones de gas natural desde Argentina que afectan a Chile. Disponible en: http://www.cne.cl/noticias/f_gasnatural.html/.

La respuesta chilena a los desafíos

Para afrontar el alza de los precios y, sobre todo, de los cortes, Chile ha adoptado diferentes medidas de corto y mediano plazo. Resolvió garantizar, ante todo, el suministro residencial y comercial de gas natural, y usar diésel o fueloil como combustibles alternativos para generación eléctrica y abastecimiento industrial. Dispuso también el uso del carbón para generar electricidad. Chile ha puesto en práctica, además, programas para mejorar el uso de la energía y reducir su consumo (a través del Programa País de Eficiencia Energética) y ha promovido inversiones privadas en el sector eléctrico (por medio de la llamada Ley Corta II) para sustituir gas natural por diesel. A más largo plazo, el país espera diversificar nuevamente su matriz energética, desarrollando biocombustibles e impulsando energías renovables no convencionales. Espera también ampliar el número de sus proveedores energéticos para disminuir la actual dependencia del gas natural argentino.

El gobierno chileno encargó a ENAP, la empresa petrolera estatal, la construcción de un muelle marítimo para desembarcar GNL,⁷ tanques de almacenamiento y una planta de re-gasificación de 2.5 millones (Mm) de toneladas anuales en la bahía de Quintero, ubicada a unos 150 km al noroeste de Santiago. Para elaborar y echar adelante ese proyecto, se constituyó el consorcio GNL Quintero, integrado por las siguientes empresas: BG Group PLC (40%), ENAP (20%), Endesa Chile (20%) y Metrogas (20%). Se espera que esa planta

⁷ El gas natural, al que se le han removido las impurezas que pueden congelarse como el agua, se licua a una temperatura de -160° C para reducir su volumen original 600 veces y poder ser transportado en barcos cisterna, llamados metaneros, desde el puerto de embarque, que debe contar con una planta de licuefacción, hasta el puerto de destino, que debe contar con una planta de re-gasificación. A partir de allí, el gas se puede transportar en la forma convencional a través de gasoductos.

tenga una capacidad inicial de producción de 350 Mm de pies cúbicos diarios (pc/d) de gas natural y que, cuando esté totalmente operativa –en 2010–, pueda satisfacer alrededor del 40% de la demanda total de gas natural en Chile. GNL Chile firmó ya contratos comerciales con el grupo BG que le aseguran el suministro de GNL por 21 años, a partir del segundo trimestre de 2009. “Con la firma de estos contratos se garantiza un volumen básico de GNL que satisface la demanda de los consumidores iniciales y se establece una plataforma estratégica para obtener suministro adicional en el mediano y largo plazo, a precios competitivos y desde fuentes confiables”.⁸ Pero aún no se sabe desde cuál país el grupo BG suministrará la materia prima. Chile exploró ya la posibilidad de comprar GNL a Trinidad y Tobago, donde el grupo BG produce, transporta y vende gas natural a tres de los cuatro trenes de la gigantesca planta de licuefacción de Atlantic LNG Company,⁹ empresa de la que el grupo BG es accionista principal. Chile exploró también comprar GNL a Sonatrach, la empresa petrolera estatal argelina, que tiene una participación modesta (de 11.09%) en la explotación del gas natural de Camisea, en Perú. De hecho, Sonatrach y Sipetrol, la empresa de negocios internacionales de la ENAP, firmaron un acuerdo de cooperación en mayo de 2005. Pero Perú no tiene aún planta de licuefacción de gas natural.¹⁰ BG

⁸ Véase ENAP: “firma de contratos de Proyecto de GNL asegura suministro de gas natural a partir de 2009”. Disponible en: http://www.enap.cl/opensite_det_20070602110511.asp/.

⁹ Un tren es una unidad de producción en una planta de licuefacción.

¹⁰ Está bajo ejecución el proyecto de construcción de una planta de ese tipo, ubicada en Pampa Melchorita, Provincia de Cañete, sobre la costa central peruana, a 169 km al sur de Lima, que tendrá en 2010 capacidad para licuar 155 381 Mmpc anuales de gas natural de Camisea y exportar GNL a México y, quizá, a Chile y Estados Unidos. Véase Banco Interamericano de Desarrollo. PE-L1016: Proyecto Perú LNG. Disponible en: www.iadb.org/projects/Project.cfm?project=PE-L1016&Language=Spanish/.

Group PLC, uno de los grandes operadores mundiales en gas natural, participa también en la explotación de gas natural en Bolivia.

Siguiendo los pasos de ENAP, el gobierno chileno encargó a la Corporación Nacional del Cobre (Codelco), la empresa cuprífera estatal, la construcción de una segunda planta de re-gasificación de GNL, con su correspondiente muelle marítimo en la bahía de Mejillones, ubicada en el extremo norte del país. Codelco se asoció con Suez Energie International, filial del grupo Suez, dedicada a las actividades energéticas fuera de Europa, para crear la empresa GNL Mejillones a partes iguales (50-50). Se espera que la planta esté concluida a fines de 2009 y que utilice temporalmente un barco estanque para comenzar a procesar 194.23 Mmpc/d de gas natural. Esta cantidad bastará para alimentar con 1.1 giga-watios de capacidad al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) chileno. Ya se firmaron los contratos a tres años con las mineras Codelco, Escondida, Collahuasi y El Abra para abastecerlas con gas y alimentar 450 mega-watios de capacidad. GNL Mejillones firmó también un contrato con Suez LNG Trading para el suministro de GNL durante tres años (2010-2012). Esta empresa espera transportar el GNL desde la planta Atlantic LNG Company en Trinidad y Tobago, donde Suez tiene una participación del 10% en la propiedad del tren 1 a través de Suez LNG Finance.

Las plantas de re-gasificación de Quintero y Mejillones aliviarán la actual dependencia chilena del gas natural importado desde Argentina. Le ofrecerán también mayor flexibilidad a Chile para abastecerse de GNL en el mercado internacional. Pero, ni lo independizarán del gas importado ni lo aislarán de los vaivenes de los precios internacionales de la energía. Librarse de esta dependencia es el gran desafío energético que Chile tiene por delante, al igual que lo tienen el resto de los países importadores netos de energía.

ARGENTINA: EL MERCADO INTERNO
COMO PRIORIDAD¹¹*Alta dependencia de los hidrocarburos*

Argentina ha dependido de los hidrocarburos (petróleo y gas natural confundidos) para satisfacer las necesidades energéticas de sus consumidores nacionales. En 2006, los hidrocarburos representaron el 88.7% del total de la energía primaria consumida por el país, y las contribuciones porcentuales del gas natural y del petróleo fueron: 49.7% y 39%. La participación del resto de las fuentes de energía primaria en la matriz energética argentina es significativamente menor. En 2006, la energía hidráulica representó el 4.9% del total de las fuentes de energía primaria consumida en el país, la nuclear el 2.85% y otras fuentes el 3.35% (bagazo de caña, leña y carbón mineral, principalmente, y en ese orden). Afortunadamente para la economía argentina y sus reservas en divisas, la dependencia de los hidrocarburos es fundamentalmente interna y no externa, como acaece en Chile. En efecto, durante 2006, la producción nacional de gas natural y de petróleo excedió en varios puntos porcentuales al consumo de cada una de estas fuentes, liberando así excedentes para exportar.¹²

Excedentes para la exportación

Desde mediados de la década de los ochenta del siglo pasado, Argentina ha dispuesto de excedentes de combustibles

¹¹ Agradezco a Óscar Guzmán sus comentarios y sugerencias sobre este capítulo.

¹² Cálculos propios realizados con base en datos de la Secretaría de Energía de la República Argentina: balance energético nacional, avance año 2006 (provisorio), junio 2007. Disponible en: <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>. Mientras no se indique lo contrario, los demás cálculos se harán con base en esta fuente.

para exportar. Primero fue el petróleo, durante el último quinquenio de aquella década; y luego, a finales de los años noventa, se le sumó el gas natural.

Cuando la exportación de petróleo argentino alcanzó su cumbre histórica en 1997 –con alrededor del 40% de la producción nacional destinada al mercado externo–, arrancó la exportación de gas natural (hacia Chile, en particular). Pero la actividad exportadora de gas natural desde Argentina ha experimentado desde entonces una doble tendencia: primero, creciente, del orden del 34% interanual entre 1997 y 2004; y, luego, decreciente, del orden del 7% interanual en los dos últimos años, 2005 y 2006.

Ambas tendencias se explican, en parte, por el comportamiento del mercado del gas natural en Argentina, como fuente de energía primaria durante los últimos años y, en parte, por la voluntad política de sus gobernantes.

El mercado de gas natural

Entre 1998 y 2002, la producción interna de gas natural en Argentina creció a una tasa promedio interanual que duplicó a la tasa de crecimiento promedio interanual del consumo interno de este combustible: 6.19% contra 3.07%, respectivamente. Pero esta tendencia se revirtió a partir de 2003. Desde entonces, y hasta 2006, la tasa de crecimiento promedio interanual del consumo interno superó en más de un punto porcentual y medio a la tasa de crecimiento promedio interanual de la producción: 6.74% *versus* 5.14%, respectivamente. En breve, la población argentina está consumiendo ahora más gas natural del que consumía a finales del siglo pasado e inicios del presente. Así lo revela el aumento observado en el consumo anual de gas natural *per capita*, medido en toneladas equivalentes de petróleo (tep), pues, de 0.74 tep por habitante en 1998, el consumo

per capita aumentó a 0.84 tep en 2000, se incrementó hasta 0.89 tep en 2003, y llegó a 0.99 tep en 2006.¹³

Consumo de gas y actividad económica

Este aumento en el consumo de gas natural por habitante, sobre todo en el periodo 2003-2006, se explica en parte por el comportamiento de la actividad económica del país austral. Después de crecer a tasas negativas durante cuatro años consecutivos (1999-2002), la actividad económica argentina comenzó a recuperarse en 2003, y no ha cesado de crecer durante los cuatro años siguientes (2004-2007) a tasas superiores al 8% interanual. Este ritmo de crecimiento sostenido se ha traducido en una mejora de la tasa de empleo de los trabajadores y en la consiguiente reducción de su tasa de desocupación que —aunque continúa afectando de manera muy desigual a la población según las regiones, los ingresos y las edades—, ha caído ya a sólo un dígito en promedio en el total de los 28 aglomerados urbanos. Por lo tanto, los hogares bajo la línea de pobreza, tal como se mide en la encuesta permanente de hogares, se han reducido: han pasado de 42.7%, en el primer semestre de 2003 a 23.1%, en el primer semestre de 2006.¹⁴

Pero esas cifras positivas y aliviadoras, relacionadas fundamentalmente con aspectos cuantitativos de la actividad económica argentina, no son suficientes para explicar por sí solas el aumento en el consumo de gas natural por habitante en este país; la voluntad política de sus gobernantes —es decir, aspectos cualitativos—, tiene también influencia.

¹³ Las cifras correspondientes a población provienen del Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina. Estimaciones y proyecciones de población. Buenos Aires, 2004. Disponible en: <http://www.indec.mecon.ar/>.

¹⁴ *Loc. cit.* Estimación del producto interno bruto en millones de pesos de 1993. Tasa de actividad, empleo, desocupación y subocupación por regiones y aglomerados desde el primer semestre de 2003 en adelante. Porcentaje de hogares y personas bajo la línea de pobreza.

Consumo de gas y voluntad política

Con base en un conjunto de disposiciones jurídicas que autorizaban al poder ejecutivo a tomar medidas en situación de emergencia económica y social, para regular la prestación del servicio público nacional de transporte y distribución de gas natural, diversas instancias del gobierno nacional —como la Presidencia de la República, el Ministerio de Planificación, la Secretaría de Energía y la Subsecretaría de Combustibles— decidieron, a través de un conjunto de nuevas regulaciones promulgadas durante el primer semestre de 2004, primero, suspender la exportación de excedentes de gas natural, que resultarían útiles para el abastecimiento interno, y suspender también todos los trámites para obtener nuevas autorizaciones de exportación. Estas medidas iniciales, promulgadas en marzo de 2004, eran draconianas. Sin embargo, fueron flexibilizadas inmediatamente después por otras que establecieron un programa para racionalizar las exportaciones de gas natural y el uso de la capacidad de transporte. Con este programa se buscaba abastecer en prioridad a ciertas categorías de consumidores del mercado interno (calificados como “usuarios de demanda no interrumpible”), definidas explícitamente por las propias regulaciones gubernamentales en atención a determinados criterios. Estos criterios eran la vulnerabilidad socioeconómica (en el caso de los usuarios del servicio residencial y del servicio general de los pequeños usuarios, como pymes y comercios) o el impacto técnico, económico y social que podría ocasionar una crisis de abastecimiento en la prestación de otro servicio público (como la generación térmica de electricidad, que no estaba entonces en condiciones de operar, ni física ni financieramente, sobre la base de combustibles líquidos, según la misma resolución que dio origen al programa). El gobierno dio al programa de racionalización de las exportaciones el carácter explícito de transitorio y, por consiguiente, era aplicable exclusivamente

bajo un par de supuestos: *a)* mientras la inyección de gas natural por cuenca al sistema de transporte fuese inferior a la demanda interna de los usuarios seleccionados, y *b)* en la medida en que esas demandas pudiesen ser atendidas con la capacidad de transporte existente.

Además, el programa estipulaba que no se iba a autorizar exportaciones de gas natural por cantidades superiores a las registradas durante 2003, salvo autorización expresa de la Subsecretaría de Combustibles. Esta instancia era la institución oficial encargada de implementar el programa, valga decir, de notificar a los exportadores cuándo deberían suspender los volúmenes de combustible exportados para dirigirlos al mercado interno.

A pesar de las apariencias, el programa de racionalización de las exportaciones de gas argentino, que terminó en los llamados recortes, no se concibió ni como usurpación de derechos ni como medida confiscatoria de activos de las empresas productoras y exportadoras.¹⁵ Fue, más bien, una medida más de la emergencia económica y social por la que atravesaba entonces el país y que llevó al gobierno a ofrecer ciertas compensaciones a las empresas. A los exportadores les reconoció el valor de los volúmenes de gas afectados por las medidas. Podía ser: o el precio promedio de cuenca para el mercado interno, si los exportadores habían incumplido con su obligación de abastecer en prioridad este mercado, o un valor equivalente al percibido efectivamente por el contrato de exportación, si los exportadores habían abastecido el mercado interno. Y a los productores-exportadores de gas que resultaran afectados por las medidas, el gobierno les ofreció la posibilidad de reemplazar el gas natural destinado a la exportación por otra energía equivalente para el

¹⁵ Rueda (2004) sostuvo —extrajudicialmente, al menos—, que la resolución SE núm. 503/2004 fue “un grosero atropello a la propiedad privada”, porque ella dispuso la confiscación, sin ley y sin compensación, del gas natural, cuya venta, en Argentina, es libre.

mercado interno, siempre y cuando esta nueva operación no se tradujera en una reducción de la oferta de energía para este mercado.¹⁶

Ahora bien, por muy justificadas, moderadas y compensadas que hubiesen sido estas medidas en comparación con las más draconianas que el gobierno había tomado inicialmente, ellas afectaron, además de los intereses económicos de los países extranjeros abastecidos por las empresas, la confianza depositada en ellas y en los procesos de integración subregionales y bilaterales. Primero, porque el gobierno argentino responsabilizó implícitamente a “los productores de gas natural que participan en el mercado de exportación” de ser los causantes de la crisis de abastecimiento y de la insuficiencia de gas para atender prioritariamente el crecimiento de la demanda interna, pues “se ha verificado una fuerte disminución de la inversión” en las cuencas para mantener la capacidad de producción y reponer las reservas consumidas.¹⁷ Y segundo, porque países importadores como Chile, que confiaban en la santidad de los contratos de largo plazo suscritos entre las empresas exportadoras e importadoras de gas natural, y que confiaban, por consiguiente, en la integración energética bilateral, prácticamente de la noche a la mañana, se vieron compelidos a elaborar y ejecutar proyectos costosos para reemplazar en el futuro el abastecimiento del combustible argentino.

Las empresas argumentaron, en su defensa, que el responsable del desajuste entre la oferta y la demanda de gas natural en Argentina era el propio gobierno. En efecto, éste, en medio de una pronunciada devaluación de la mo-

¹⁶ Véanse los decretos 180/2004 y 181/2004; *Boletín Oficial* núm. 30.340, lunes, 16 de febrero de 2004, resolución SE 265/2004; *Boletín Oficial* núm. 30.369, viernes, 26 de marzo de 2004, disposición SSC 27/2004; *Boletín Oficial* núm. 30.372, miércoles, 31 de marzo de 2004.

¹⁷ Véanse *passim* los considerandos del decreto presidencial 181/2004 y de la resolución de la Secretaría de Energía SE 265/2004. *Loc. cit.*

neda nacional y haciendo uso de su competencia legal como autoridad reguladora del servicio público de transporte y distribución de gas en el mercado interno, había congelado en pesos las tarifas de gas aplicables a los clientes regulados. Esto se tradujo en un congelamiento de los precios –libres o desregulados también por ley– del gas natural en boca de pozo.¹⁸ En el mismo tiempo, los precios internos de los derivados del petróleo crudo se alineaban con los precios del mercado internacional: “Desde la pesificación y el congelamiento de las tarifas de gas natural, que resultaron en un congelamiento de hecho de los precios del gas natural en boca de pozo, otros combustibles competitivos con características de *commodity* (principalmente todos los derivados del petróleo crudo) pudieron alinearse con el precio internacional”.¹⁹ En el mercado interno argentino se aplicó, desde entonces, uno de los principios básicos de la economía del consumidor: incitación a sustituir el consumo de bienes de precios relativamente altos, como los derivados del petróleo, por bienes de precio relativamente bajo, el gas natural en este caso. “Un ejemplo particularmente notable es la conversión masiva de automóviles de gasolina y diésel al gas natural comprimido (1.16 millones en 2003 en comparación con 0.76 millones en 2001)”.²⁰ Entonces, las empresas presionaron de manera insistente al gobierno para que consintiera un aumento de precios del gas natural en el mercado interno. Argumentaron que los precios congelados desincentivaban a las inversiones en exploración y desarrollo de los nuevos yacimientos existentes. Argumentaban también que la única

¹⁸ Kozulj (2005) pone énfasis en este inadecuado diseño de los marcos regulatorios de las actividades de la industria del gas natural en Argentina –la exploración, el desarrollo y la producción se regulan por las leyes del mercado y el transporte y la distribución como servicios públicos– para explicar la crisis energética.

¹⁹ Standard & Poors (2004), p. 2.

²⁰ *Loc. cit.*

salida a los problemas de producción, suministro e importación eventual de gas natural a precios más elevados que los del mercado interno, era incrementar estos últimos a los niveles previos a la devaluación.

En abril de 2004, el secretario de Energía y los productores de gas natural en Argentina negociaron y firmaron un acuerdo temporal “para implementar un esquema de normalización de precios para el gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte”. Este arreglo fue considerado por el mismo gobierno en la resolución del Ministerio de Planificación que lo homologó como “razonable para las partes”,²¹ es decir, las empresas productoras y el gobierno nacional.²² Por un lado, el gobierno nacional logró proteger a un conjunto de usuarios que, desde el inicio de la crisis energética, había considerado como los más vulnerables del mercado interno (consumidores residenciales y pequeños industriales) y los más susceptibles de protestas del público en caso de interrupciones (como los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, que abastecían justamente a los consumidores residenciales y a los pequeños productores, y los generadores de electricidad para consumo en el mercado interno). El gobierno logró también proteger, hasta mediados de 2005, a los usuarios de las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes que comenzaran a adquirir el gas natural directo de los productores (los llamados nuevos consumidores directos). Comprometió a las empresas productoras a no aplicar el aumento de precios hasta finales de 2006 a los consumidores residenciales y a los pequeños industriales; y las comprometió también a garantizar el suministro de gas natural durante el mismo periodo a los prestadores del servi-

²¹ Véase la resolución MPFIPyS 208/2004, *Boletín Oficial* núm. 30.385, jueves 22 de abril de 2004.

²² Recuérdense que Argentina es, desde el punto de vista político-territorial, una república federal, que divide el poder entre el gobierno nacional y los gobiernos provinciales.

cio de distribución de gas por redes, los nuevos consumidores directos y los generadores de electricidad para consumo en el mercado interno. Por su lado, las empresas productoras lograron comprometer al gobierno nacional a servirles como escudo, y garante en última instancia, contra las eventuales pretensiones de las provincias productoras de hidrocarburos por los pagos de regalías en dinero o en especie;²³ pues, los nuevos precios del gas que resultaran de las ventas realizadas por los productores dentro del marco del acuerdo serían los únicos que se tomarían como referencia para el cálculo y liquidación de la regalía y, si las provincias exigían el pago de la regalía en especie, esas cantidades podrían afectar el abastecimiento interno.

Posteriormente, cuando los gobiernos de Bolivia, Brasil y Venezuela se comprometieron con su homólogo argentino a exportarle respectivamente gas natural, electricidad y fueloil para el mercado interno, éste tomó la decisión de sustituir el programa de racionalización de exportaciones por otro, denominado conforme a la emergencia energética nacional: “programa complementario de abastecimiento al mercado interno de gas natural”.²⁴ Este nuevo programa persiguió básicamente el mismo propósito que el anterior: abastecer en prioridad la demanda no interrumpible de algunos usuarios del mercado interno. Sólo se diferenciaba de aquél, por su nombre y en la manera de implementarlo. Sin embargo, en lo que sí contribuyó este nuevo programa fue en reforzar la desconfianza de los países importadores en la capacidad física de Argentina para abastecerlos de gas natural. A esta conclusión se llega al leer algunos de los considerando que precedieron a la resolución que creó

²³ La Constitución argentina dispone en su artículo 124 que: “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”.

²⁴ Véase resolución SE 659/2004, *Boletín Oficial* núm. 30.425, viernes, 18 de junio de 2004.

el programa. En uno de ellos se decía, por ejemplo, que el programa permitirá “reducir al mínimo indispensable (¿?), la afectación a volúmenes de gas destinados a la exportación” y, en otro, que “es indispensable considerar, como fuente complementaria de abastecimiento al mercado interno, la inyección de volúmenes adicionales por parte de aquellos productores que exportan gas natural, aumentando de esta manera la oferta interna de gas”.

Más tarde, cuando venció el acuerdo sobre precios, la Secretaría de Energía sostuvo reuniones con los productores a fin de proponerles celebrar un nuevo acuerdo de abastecimiento de gas natural, para el mercado interno, durante el periodo 2007-2011, llamado simplemente “Acuerdo 2007-2011”.²⁵ Con sólo leer algunos de los considerando de este nuevo acuerdo, inmediatamente se ve que el gobierno argentino había mejorado su capacidad de negociación en relación con el momento en que había negociado el acuerdo previo. Esto fue el producto o de la recuperación económica del país o de la experiencia adquirida en esa clase de negociación y de los resultados francamente alentadores, en términos de consumo de gas natural *per capita* durante el periodo 2003-2006. En algunos de los considerando de la resolución que homologó la propuesta del Acuerdo 2007-2011, se enviaban señales tan firmes y tan claras a los actores del negocio del gas en Argentina que algunas de ellas se podrían interpretar incluso como amenazas sutiles, difícilmente pensables durante la toma de decisión de 2004. Por ejemplo, que “todos los operadores involucrados, productores y consumidores (internos y externos) puedan adoptar definiciones concretas, respecto de sus necesidades de inversiones y previsiones de gastos de explotación y necesidades de abastecimiento, en el referido periodo”; y, que: “el mencionado acuerdo no obsta la revisión

²⁵ Véase resolución SE 599/2007, *Boletín Oficial* núm. 31.176, jueves 14 de junio de 2007.

y eventual suspensión o caducidad de aquellos permisos de exportación de gas natural, cuyos parámetros legales de adjudicación se hayan desvirtuado al día de la fecha”.

En la propuesta del Acuerdo 2007-2011, el gobierno nacional precisó mejor tanto las obligaciones de las productoras, en términos de volúmenes, como las definiciones de los demandantes y las remuneraciones a ser pagadas por el gas natural destinado a abastecer el mercado interno. Allí se estableció esencialmente que si los volúmenes de gas inyectados diariamente al sistema de transporte eran insuficientes para cubrir la demanda interna, definida con precisión, la diferencia sería suplida proporcionalmente por cada uno de los productores individuales, de acuerdo con los volúmenes de gas asignados a cada cuenca. Sin embargo, estableció como penalidad para los productores no firmantes del acuerdo que primero se afectaría al gas que ellos destinaban a la exportación y, sólo después, al gas de los productores firmantes. Para que no quedaran dudas de la firmeza del proceder del gobierno en esta oportunidad, la Secretaría de Energía conminó a los concesionarios de explotación de hidrocarburos, productores de gas natural y demás titulares de derechos de explotación de hidrocarburos a suscribir la propuesta en un plazo perentorio: “Otorgase a los productores de gas natural un plazo de cinco (5) días hábiles, ...para suscribir la propuesta de acuerdo...”.²⁶ En caso de suscripción insuficiente, y vencido el plazo, la dependencia gubernamental amenazó con proceder unilateralmente a aprobar los procedimientos de abastecimiento complementario al mercado interno 2007-2011. En estas circunstancias, los países importadores de gas natural argentino debieron recibir también el mensaje firme del gobierno nacional: ese gobierno estaba dispuesto a hacer valer la prioridad del abastecimiento del mercado interno antes que abastecer el mercado externo.

²⁶ Artículo 11, Resolución SE 599/2007. *Loc. cit.*

Consumo de gas y reservas

El decrecimiento de la exportación de gas natural desde Argentina, en los años recientes, tiene también otra explicación, no menos importante que las precedentes, pero quizá más preocupante: las reservas nacionales de gas natural parecen insuficientes para abastecer con comodidad la creciente demanda de los mercados interno y externo argentinos. En otras palabras, las reservas probadas de gas natural de Argentina se están agotando. Así lo revelan un par de indicadores usualmente utilizados para estos menesteres: la tasa de crecimiento promedio interanual de las reservas probadas de gas natural y su duración teórica. Entre el 2002 y el 2005, el primer indicador muestra un signo francamente negativo de -12% . Y, a finales de 2006, la duración teórica de las reservas probadas de gas natural llegó a ser apenas de 12 años.²⁷ Esto indica, por consiguiente, que Argentina tendrá, necesariamente, que recurrir a la importación de gas natural para satisfacer su consumo interno, y parte de los compromisos que tiene contraídos con sus países vecinos: Uruguay, Brasil y Chile. Este último, como se vio anteriormente, está asumiendo el desafío energético que le plantean los cortes de gas argentino recurriendo a plantas de re-gasificación de GNL.

Recurso a las importaciones bolivianas

No parece exagerado afirmar que el gobierno de Argentina, impulsado por los constreñimientos precedentes, haya tomado la decisión de celebrar en junio de 2006 un convenio con su homólogo de Bolivia, para establecer un nuevo régimen de

²⁷ Cálculos propios realizados con base en datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos y de la Secretaría de Energía de la República Argentina.

venta de gas natural boliviano a Argentina.²⁸ Inicialmente, a partir de enero de 2007, el volumen se elevó hasta 271.92 Mmpc/d es decir, 70% más que el promedio vendido por Bolivia a Argentina en 2006. Más tarde, cuando se termine de ejecutar el proyecto del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA)²⁹ –un gasoducto de 1 500 kilómetros de largo y 36 y 30” de diámetro que unirá las provincias de Salta y Santa Fe y atravesará las provincias de Formosa y Chaco– el volumen podrá aumentar hasta llegar a 706 Mmpc/d, que es la capacidad prevista del GNEA. En suma, Argentina importaría desde Bolivia, a partir de la puesta en funcionamiento del GNEA, hasta 978.20 Mmpc/d. Durante el segundo semestre de 2006, el precio de exportación del gas natural boliviano se fijó en cinco dólares por 880 pies cúbicos (por millón de BTU). Esto representó alrededor de 57% de aumento sobre el precio vigente para la exportación de gas entre ambos países. Desde enero de 2007, el precio se calcula trimestralmente, de acuerdo con una fórmula que combina los precios del fueloil, con diferentes contenidos de azufre y en mercados diferentes, con los precios del diésel en una proporción de 4:1. En el convenio, el gobierno boliviano comprometió a su par argentino a destinar el gas natural comprado a Bolivia para satisfacer exclusivamente la demanda interna de su país y no re-exportarlo a terceros países (léase Brasil y Chile; con este último país Bolivia mantiene un reclamo de acceso soberano al Pacífico). Pero el gobierno argentino también comprometió a su par boliviano a darle trato preferencial o proporcional a las exportaciones de gas a Argentina, ante eventualidades que afecten las entregas de gas boliviano a terceros

²⁸ Véase: “Convenio marco entre Bolivia y Argentina para la venta de gas natural y la realización de proyectos de integración energética”. Recuperado el 20 de febrero de 2007, disponible en: http://www.ypfb.gov.bo/Contratos/ENARSA_YPFB.pdf/.

²⁹ Aprobado oficialmente en noviembre de 2003, según el Acuerdo Federal para el lanzamiento del Gasoducto del Noreste Argentino.

países (léase Brasil). En octubre de 2006, este convenio entre gobiernos se usó como sustento para suscribir un contrato por un plazo de 20 años entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Energía Argentina, Sociedad Anónima (Enarsa), las empresas petroleras estatales de ambos países. YPFB será el proveedor del gas natural en la frontera y Enarsa “el importador exclusivo”. En marzo de 2007, un decreto presidencial otorgó a Enarsa una concesión de transporte de gas natural para “construir, mantener, operar y prestar el servicio de transporte” del GNEA en territorio argentino durante 35 años.³⁰

Programa de ahorro energético

A finales de 2007, el nuevo gobierno argentino anunció un Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, destinado a “contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores”.³¹ En los edificios públicos, en particular, el programa prevé tomar algunas medidas que merecen citarse *in extenso*, porque ellas revelan algunos detalles del despilfarro existente en el país austral: regular “la temperatura de refrigeración de los equipos de aire acondicionado en 24° C en todos los edificios de la Administración Pública Nacional”; “finalizar las actividades de la Administración Pública Nacional a las 18:00 horas...apagando las luces, el aire acondicionado y el *stand by* (modo espera) de los equipos de computación, y para realizar la limpieza de los edificios con luz natural”; “crear en cada organismo (del sector público) las figuras del administrador energético y la de ayudantes del administrador energético”, con la advertencia, eso sí, de que el

³⁰ Véase decreto presidencial 267/2007, *Boletín Oficial* núm. 31.124, martes 27 de marzo de 2007.

³¹ Véase decreto 140/2007, *Boletín Oficial* núm. 31.309, lunes 24 de diciembre de 2007.

programa no debe “comprometer el normal desarrollo de las actividades que se realizan en los edificios”, etc. Y en el resto del programa se prevé reemplazar los focos incandescentes por lámparas ahorradoras de energía “en todas las viviendas del país”; establecer la etiqueta de eficiencia energética en los equipos consumidores de energía; impulsar el ahorro energético en el sector transporte; reglamentar el acondicionamiento térmico en viviendas nuevas; desarrollar un programa de eficiencia energética dedicado específicamente al sector comercial y de servicios; desarrollar un plan para aprovechar el potencial ofrecido por la cogeneración eléctrica en el país, etc. Con la aplicación de este programa, el gobierno estima ahorrar alrededor de 2 600 mega-watios de potencia que, junto a la culminación de las obras previstas en la II Etapa del Plan Energético Nacional, como la construcción de la central atómica de Atucha II y la revisión de los proyectos hidroeléctricos existentes, aumentarán la oferta energética nacional. Hay que recordar, sin embargo, que Argentina firmó con Uruguay un convenio de cooperación, en julio de 2007, para emprender acciones “que posibiliten la construcción de una planta regasificadora en la República Oriental del Uruguay y con el fin de abastecer la demanda de gas natural de la República Oriental del Uruguay y de la República Argentina”.³²

A la luz de lo expuesto, parece inevitable concluir que, para Argentina, el mayor desafío energético es que los consumidores domésticos de gas natural interioricen que tendrán que pagar más en el futuro por cada unidad de este combustible. Y esto, por dos razones: bien porque el gas natural provenga del interior de la nación y haya necesidad de ofrecer mayores incentivos económicos a las empresas para explorarlo y explotarlo, si es que descubren mayores reservas; bien porque provenga del exterior y haya que

³² Daniel Martínez y M. Botto (2007).

traerlo desde Bolivia o, peor aún, importarlo re-gasificado desde Uruguay, si es que allí efectivamente se construye el proyecto de la planta de re-gasificación de GNL.

CONCLUSIONES

A pesar de que Chile y Argentina tienen mercados de gas natural integrados desde hace poco más de una década, cada país está afrontando por su lado, individualmente y a su manera, sus propios desafíos energéticos. Son desafíos relacionados con la industria del gas natural. Entonces, en este marco: ¿cómo ver la integración? ¿Se está acabando la débil integración energética que se había logrado en América del Sur después de mucho discurso?³³ o, por el contrario, ¿se están recomponiendo las fuerzas de algunos de los agentes económicos estatales sudamericanos con objeto de intentar otra clase de integración energética sobre bases, términos e instituciones distintos a los usados hasta ahora?³⁴ Éstas son algunas de las muchas interrogantes que surgen al observar la manera como Argentina y Chile, dos países integrados energéticamente, están afrontando individualmente sus desafíos sectoriales; son también algunas de las interrogantes que surgen al observar los movimientos de acercamiento de Argentina a Bolivia y Venezuela, en particular. Sin embargo, es muy pronto para intentar responder a tales interrogantes; en efecto, los procesos de desintegración así como los que podrían dirigir una nueva integración están aún en ciernes; son incipientes.

Para finalizar, hay que destacar una decisión de política económica chilena, relacionada con la selección de las em-

³³ Garibay (2006), pp. 23-43, va más lejos. Sostiene que la integración forma parte de los mitos fundadores de Latinoamérica.

³⁴ Nótese, por ejemplo, que Enarsa, según la concesión otorgada por el presidente de Argentina, será el “importador exclusivo” de gas natural boliviano por el GNEA durante 35 años.

presas para afrontar los desafíos que le plantea a este país la industria del gas natural, y la lección que de esa decisión se puede extraer. El gobierno de este país, uno de los más denostados como típicamente neoliberal, decidió confiar la elaboración y dirección de los proyectos de las dos plantas de re-gasificación de GNL a sus dos grandes empresas estatales, ENAP y Codelco, y no a empresas privadas, que sean nacionales o transnacionales. Que las empresas estatales chilenas se hayan asociado luego con empresas privadas transnacionales para financiar y ejecutar esos proyectos no difiere esencialmente de la política económica que el gobierno revolucionario de la República Bolivariana de Venezuela ha adoptado para financiar y ejecutar los grandes proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en territorio nacional: asociar a PDVSA, la empresa petrolera estatal venezolana, con empresas privadas y públicas transnacionales. El hecho es exactamente el mismo. ¡Pero a Chile, dependiendo de la óptica política que se adopte, se le censura o se le elogia; y a Venezuela, dependiendo también de la óptica política que se adopte, se le censura o se le elogia!

BIBLIOGRAFÍA

- Banco Central de Chile, *Base de Datos Estadísticos*, Tipo de cambio peso/distintas monedas, disponible en http://si2.bcentral.cl/Basededatoseconomicos/951_portada.asp?idioma=E/.
- Banco Interamericano de Desarrollo, *PE-L1016: Proyecto Perú LNG*, disponible en www.iadb.org/projects/Project.cfm?project=PE-L1016&Language=Spanish/.
- Boletín Oficial de la República Argentina* (2004a), Decretos 180/2004 y 181/2004, núm. 30.340, lunes 16 de febrero.
- _____ (2004b), Resolución SE 265/2004, núm. 30.369, viernes 26 de marzo.

- _____ (2004c), Disposición SSC 27/2004, núm. 30.372, miércoles 31 de marzo.
- _____ (2004d) Resolución MPFIPyS 208/2004, núm. 30.385, jueves 22 de abril.
- _____ (2004e), Resolución SE 659/2004, núm. 30.425, viernes 18 de junio.
- _____ (2007a), Decreto presidencial 267/2007, núm. 31.124, martes 27 de marzo.
- _____ (2007b), Decreto 140/2007, núm. 31.309, lunes 24 de diciembre.
- _____ (2007c), Resolución SE 599/2007, núm. 31.176, jueves 14 de junio.
- Comisión Nacional de Energía de Chile (2006), “Balance Nacional de Energía Año 2006”, cuadro 3: Balance Energía Primaria, disponible en http://cne.cl/estadisticas/f_balance.html/.
- _____, *Estadísticas*, Hidrocarburos: Importaciones, disponible en http://www.cne.cl/estadisticas/nacionales/petroleo/f_hidrocarburos.html/.
- “CNE entrega información sobre restricciones de gas natural desde Argentina que afectan a Chile”, disponible en http://www.cne.cl/noticias/f_gasnatural.html/.
- “Convenio marco entre Bolivia y Argentina para la venta de gas natural y la realización de proyectos de integración energética”, Recuperado el 20 de febrero de 2007, disponible en http://www.ypfb.gov.bo/Contratos/ENAR-SA_YPBF.pdf/.
- ENAP, *Firma de contratos de Proyecto de GNL asegura suministro de gas natural a partir de 2009*, disponible en http://www.enap.cl/opensite_det_20070602110511.asp/.
- Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (2004), *Estimaciones y proyecciones de población*, Buenos Aires, disponible en <http://www.indec.mecon.ar/>.

- Kozulj, Roberto (2005), *Crisis de la industria del gas natural en Argentina*, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, núm. 88, Santiago de Chile, marzo.
- Garibay, David (2006), “Un análisis político de la integración en América: entre estrategias nacionales y contextos hemisféricos”, en Isabelle Rousseau (comp.), *¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América?*, El Colegio de México, México, pp. 23-43.
- Martínez, Daniel y M. Botto (2007), *Proyecto de LNG para Uruguay y Argentina*, FIER, *Foro de integración energética regional*, Medellín, Colombia, disponible en <http://www.olade.org/fier/>.
- Rueda, Pablo (2004), “El redireccionamiento de la propiedad privada. A propósito de la Resolución SE núm. 503/2004”, *Revista jurídica argentina La Ley*, Buenos Aires, La Ley, E, pp. 1334-1337.
- Secretaría de Energía de la República Argentina (2007), *Balance Energético Nacional*, Avance año 2006 (Provisorio), junio, disponible en <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>.
- Standard & Poors (2004), *Acontecimientos recientes en la industria del gas natural en Argentina*, 15 de marzo, disponible en http://energy.org.ar/GON/Marzo_2004/s&p.pdf/.

NEONACIONALISMO PETROLERO EN LOS ANDES

GUILLAUME FONTAINE¹

INTRODUCCIÓN

Desde hace una década la región andina ha sido escenario de cambios políticos importantes que se traducen en un nuevo estilo de gobierno en Venezuela, Ecuador y Bolivia. Las políticas petroleras de estos países han evolucionado últimamente a favor de un fortalecimiento del rol del Estado en la exploración, explotación y transporte del petróleo y el gas natural. Desde luego, las empresas estatales nacionales deben asumir un rol central en las operaciones, en asociación con empresas privadas nacionales y multinacionales relegadas al rango de socios minoritarios. Ya en el pasado, estos países formaron parte de la “reacción nacionalista”² en contra del monopolio de las siete hermanas – Jersey Standard, Socal, Mobil, Chevron, Texaco, Shell y British Petroleum. Sin embargo, en cada caso, el nacionalismo petrolero tuvo características particulares.

En Bolivia desde 1937 se impuso un nacionalismo “patriótico” con la expropiación de Standard Oil of New Jersey,

¹ Coordinador de Investigación, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Flacso), Sede Ecuador.

² Peter Odell (1970), p. 17.

acusada de traición en la Guerra del Chaco.³ En 1969, la nacionalización de Gulf Oil fue el resultado de la presión social⁴ y retomó en este sentido un carácter “populista”. En Venezuela, se inauguró un nacionalismo “moderado” en 1948, con la instauración de un sistema de repartición de las ganancias a la par (50-50), entre el Estado y las empresas. Con la contribución activa de este país en la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1960, junto con Iraq, Kuwait, Irán y Arabia Saudí, apareció luego un nacionalismo “tercermundista”, en oposición a los intereses de las grandes compañías procedentes de Estados Unidos y Europa. Luego, el “nacionalismo no nacionalizador”,⁵ defendido por Juan Pablo Pérez Alfonso, fue suplantado por la nacionalización de los hidrocarburos de 1973, que se aparenta con el populismo boliviano. En la misma época, en Ecuador, la junta militar impuso un nacionalismo “modernizador”, influenciado por el ejemplo de los militares brasileños.⁶ Esto llevo primero (en 1974) a nacionalizar Gulf Oil y dar el monopolio del mercado interno a la Corporación Estatal Petrolera del Ecuador (CEPE). Luego, en 1976, el Estado tomó el control del consorcio CEPE-Texaco, operador de los campos ubicados en la región amazónica.

Con estas reformas, cada uno se benefició de un doble efecto de “bonanza” —en cantidad y precios— amplificado por los choques petroleros de 1973 y 1979. Sin embargo, con el decrecimiento de los precios, en la década del ochenta, los tres países padecieron de los efectos de la recesión y de la crisis de la deuda. La reacción ante el contra choque petrolero consistió primero en intensificar la explotación de los

³ George Philip (1989), p. 219.

⁴ *Ibid.*, p. 282.

⁵ *Ibid.*, p. 316.

⁶ *Ibid.*, p. 297.

yacimientos para compensar las pérdidas y pagar el servicio de la deuda. No obstante, ello fue a costa de una reducción de las inversiones en exploración y en equipos; esto llevó a nuevas reformas en la década del noventa, orientadas a atraer otra vez las inversiones extranjeras directas, mediante una reducción de la participación del Estado en las operaciones y de la carga fiscal para las empresas multinacionales. Mientras tanto, Venezuela, Bolivia y Ecuador se hundieron en una crisis de gobernabilidad democrática, marcada por numerosos levantamientos populares y una creciente inestabilidad institucional.⁷

La pregunta que surge es entonces: ¿qué hace viables los cambios en los sistemas de gobernanza energética de estos países hoy en día? Nuestra hipótesis es que las reformas emprendidas por los presidentes Hugo Chávez en Venezuela, Alfredo Palacio y Rafael Correa en Ecuador y Evo Morales en Bolivia, dependen no sólo de factores endógenos, como la estructura del sistema de gobernanza energética o la capacidad productiva de las empresas petroleras estatales. Dependen también —quizás, ante todo— de factores exógenos, como el incremento de los precios mundiales desde 2001, los flujos de inversión extranjera directa, así como las relaciones diplomáticas entre países exportadores e importadores de la región.

En una primera parte, procuraremos dimensionar el fenómeno que llamamos aquí “neo-nacionalismo petrolero”, haciendo énfasis en las particularidades de las reformas normativas y políticas en cada país. En una segunda parte, estudiaremos los límites de este fenómeno, haciendo énfasis en dos variables dependientes: la integración regional y la capacidad de inversión en el sector petrolero.

⁷ Guillaume Fontaine (2007), pp. 89-142.

LAS DIMENSIONES DEL NEONACIONALISMO
PETROLERO ANDINO*Migración a empresas mixtas en Venezuela*

Venezuela fue el primer país de América Latina en emprender el camino hacia la nacionalización del sector petrolero, después de una década de apertura a los capitales privados y extranjeros. Con el Decreto 1 510, expedido por el presidente Hugo Chávez, se promulgó la nueva Ley orgánica de hidrocarburos que entró en vigor en enero de 2002.⁸ Según esta norma, la participación del Estado fue elevada a un mínimo del 50% en las empresas mixtas. Las regalías fueron incrementadas del 16.66 al 30% para los campos tradicionales, y al 20% para la Faja Petrolífera del Orinoco, mientras el impuesto a la renta bajaba del 67 al 50 por ciento.

En mayo de 2006, la Ley de reforma parcial del Decreto 1 510 permitió convertir en empresas mixtas a 32 convenios operativos, firmados entre 1990 y 1997 pero declarados ilegales en 2005.⁹ En febrero de 2007 se declaró también la “migración” a empresas mixtas de los convenios de asociación de la Faja del Orinoco y de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas, mediante el Decreto Ley 5 200, ratificado por la Asamblea Nacional en octubre del mismo año.¹⁰ Esta medida marca un hito en la política petrolera venezolana, pues los contratos de exploración y explotación de crudos pesados y ultra pesados de la faja petrolífera pasan a ser controlados por el Estado, a través de PDVSA, en el momento preciso en que el presidente Chávez pretende certificar estas reservas e incluirlas en las reservas de crudo convencional. Con eso, el Estado venezolano administraría

⁸ Hugo Chávez (2001).

⁹ Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela (2007).

¹⁰ Hugo Chávez (2007).

las mayores reservas de petróleo del mundo, detrás de Canadá, con 270 000 millones de barriles.

Por lo demás, la política petrolera venezolana es orientada por el Plan Siembra Petrolera, cuyo objetivo es elevar la producción a 5.8 millones de barriles diarios hacia 2012.¹¹ En el plano nacional, la política petrolera de Hugo Chávez ha dado una orientación social a PDVSA a través del Fondo para el desarrollo económico y social del país (Fondespa), financiado por los ingresos extraordinarios de la empresa estatal, y de las “misiones misionales”.¹² En el plano externo, el gobierno impulsa la integración regional a través de alianzas estratégicas entre empresas estatales y programas de inversión en infraestructura como el gasoducto del sur, que conectaría a Venezuela y Bolivia con Brasil y los países del Cono Sur.¹³ Sin embargo, tanto en el plano nacional como en el plano exterior, esta política suscitó tensiones y conflictos, como las huelgas de PDVSA en 2002-2003, o la crisis diplomática suscitada en la Comunidad Andina tras la salida de Venezuela, en abril de 2006.

Nueva repartición de las ganancias en Ecuador

En Ecuador, un primer cambio importante se dio en el mismo sentido con el Decreto ejecutivo 1 672 expidiendo el Reglamento sustitutivo de aplicación de la Ley 42-2006 reformatoria a la Ley de hidrocarburos, tomado por el presidente Alfredo Palacio.¹⁴ Este reglamento obliga a las empresas que mantienen contratos de participación para la exploración y explotación petrolera en este país a reconocer al Estado

¹¹ Humberto Campodónico (2007a), p. 59.

¹² *Ibid.*, pp. 61-62.

¹³ *Ibid.*, p. 70.

¹⁴ Alfredo Palacio González (2006a).

“al menos el 50%” de los ingresos extraordinarios. Luego se aclaró que éstos se calcularían por:

[...] la diferencia entre el precio promedio ponderado mensual efectivo de venta FOB del petróleo ecuatoriano realizado por la contratista y el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción de los contratos.¹⁵

En octubre de 2007, el presidente Rafael Correa lo reformó, mediante el Decreto ejecutivo 662, para elevar la participación del Estado al 99% en lugar del 50%.¹⁶ No obstante, dejó abierta la posibilidad para las empresas asociadas con Petroecuador de renegociar sus contratos respectivos en los meses siguientes. Esta negociación se llevó a cabo durante el primer semestre de 2008, es decir, simultáneamente con los debates de la Asamblea Constituyente, electa el 30 de septiembre de 2007.

Entre tanto, varios conflictos legales opusieron el Estado y las filiales de multinacionales operando en Ecuador. El más significativo fue aquel que opuso a la administración Palacio con Occidental, operadora del bloque 15, y los campos asociados de Limoncocha y El Edén Yuturi, culpable de haber violado los artículos 74 y 79 de la Ley de Hidrocarburos, al vender una parte de sus activos en Ecuador, sin informar a Petroecuador. Una vez declarada la caducidad de este contrato, en junio de 2006, el presidente de la República creó una Comisión de política y control para el bloque y los campos mencionados, integrada por cinco ministerios: Energía y Minas, Economía y Finanzas, Defensa Nacional, Relaciones Exteriores y Ambiente.¹⁷ Luego, la totalidad de los activos de Occidental pasaron a ser administrados por Petroecuador.

¹⁵ Congreso Nacional de Ecuador (2006).

¹⁶ Rafael Correa (2007).

¹⁷ Alfredo Palacio González (2006b).

Estos cambios en la política petrolera ecuatoriana no cuestionan, por el momento, la propiedad de los activos de las empresas multinacionales. Sin embargo, traducen una creciente tensión entre los intereses del Estado y del sector privado y van a la par con la retórica nacionalista del ejecutivo y de ciertos sectores sociales. La devolución de los activos de Occidental al Estado ecuatoriano fue también una oportunidad para reactivar la discusión en torno a la reforma de la empresa estatal Petroecuador. Hasta inicios de 2008, aquélla no se había concretado. Las discusiones de la Asamblea Constituyente para reformar la ley 42-2006 se orientan hacia un fortalecimiento del rol de Petroecuador en todas las fases de la actividad petrolera. En particular, la reforma al artículo 2 de esta ley (propuesta en febrero de 2008 por el Ministerio de Minas y Petróleo) contempla que el Estado explore y explote en forma directa, o constituya compañías de economía mixta para explorar y explotar, no sólo los yacimientos en los que no existan reservas probadas, sino también aquéllos donde ya existen yacimientos descubiertos o campos en producción.¹⁸

Por lo demás, la política petrolera ecuatoriana está sujeta a contradicciones provocadas por la presión de los conflictos sociales. Por un lado, se inscribe en continuidad con la campaña de “reactivación petrolera”, lanzada a inicios de la década. Ello fue marcado en 2007 por dos acontecimientos: la reinserción del Ecuador a la OPEP, de la cual este país había salido en 1992 y la perspectiva de nuevas licitaciones en la región amazónica, para explotar los campos Ishpingo, Tiputini y Tambococha (ITT), ubicados en un área ambiental y socialmente sensible. Por el otro lado, el anuncio del gobierno que iba a declarar una moratoria a las actividades petroleras en aquella región, especialmente en las áreas

¹⁸ Ministerio de Minas y Petróleo de Ecuador (2008).

protegidas, a cambio de una contribución financiera de la comunidad internacional, marcó una pausa.¹⁹

Nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia

En Bolivia, los primeros cambios favorables a un nuevo nacionalismo petrolero vinieron con la Ley 3.058 de mayo de 2005, en cumplimiento de los resultados del referéndum del 18 de julio de 2004 sobre la nacionalización del sector.²⁰ Esta ley derogó la Ley 1 689 de 1996, en la cual las regalías habían sido reducidas del 50% al 18% para las “nuevas” operaciones de inversión, es decir en campos no explotados aunque contaran con reservas probadas.²¹ De esta manera, la nueva ley declaró la caducidad de todos los contratos vigentes hasta 2005 y dio un plazo de seis meses a las empresas privadas para volver a negociarlos con el Estado. Por otro lado, las regalías fueron incrementadas al 50% del valor de la producción y se sumaron a un impuesto directo a los hidrocarburos (IDH) del 32% sobre el volumen producido.

La creciente oposición al gobierno de Carlos Mesa lo llevó a renunciar (el 5 de mayo de 2005) e impidió que se cumplieran las condiciones de renegociación de los contratos en el periodo previsto por la ley. Fue con el Decreto Supremo 28 701 del 1 de mayo de 2006 que se procedió a “la nacionalización de los hidrocarburos”.²² Con este decreto, el presidente Morales declaró ilegales e inconstitucionales a todos los contratos vigentes, ofreciendo una lectura ortodoxa de la Constitución, según la cual estos contratos entregaban la propiedad de los hidrocarburos “a manos extranjeras”. Se ordenó la recuperación de los campos de gas natural y

¹⁹ Guillaume Fontaine (2008).

²⁰ Congreso Nacional de Bolivia (2005).

²¹ Congreso Nacional de Bolivia (1996).

²² Evo Morales (2006).

petróleo en explotación, así como la entrega a Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia (YPFB) de la totalidad de la producción de hidrocarburos. Por otro lado, además del IDH y las regalías ya contempladas por la Ley 3.058, se creó un impuesto del 32% sobre el valor de la producción, como aportación a YPFB. Por último, el Estado otorgó a las empresas privadas un plazo de seis meses para negociar nuevos contratos, *so pena* de verse expulsadas del país.

Dada la gran dependencia de Argentina y Brasil hacia el gas boliviano, el anuncio de la nacionalización de los hidrocarburos afectó directamente las relaciones entre Bolivia y estos países. Por lo tanto, las negociaciones no podían realizarse simplemente entre YPFB y las empresas multinacionales interesadas, pese al intento del presidente Lula de reducirlas a un asunto comercial. Con el gobierno de Néstor Kirchner, se llegó a un acuerdo en junio de 2006, por una duración de veinte años, que contemplaba el incremento del precio del gas de 3.4 a 5 dólares por millón de unidades térmicas británicas (BTU) y del volumen de las exportaciones de 272 a 978 millones de pies cúbicos diarios. De paso, se introdujo una cláusula exigiendo que el gas vendido a Argentina sea para su uso interno, excluyendo así que fuese exportado a Chile. Por último, el acuerdo preveía una alianza entre YPFB y la empresa pública Energía Argentina, S. A. (Enarsa) para realizar la construcción del gasoducto al noreste argentino.²³

La negociación con Brasil era más compleja, dada la presencia de Petrobras en los campos de San Alberto. Descubiertos por YPFB en 1990, aquéllos fueron incluidos en la lista de “hidrocarburos nuevos” tras la expedición de la Ley 1 689, por no ser explotados en aquella época. Eso respondía a un criterio fiscal antes que técnico,²⁴ que fue el origen de

²³ Suzana Beltrán y Esther Zapater (2006); Carlos Malamud (2006).

²⁴ Humberto Campodónico (2007b), p. 64.

las protestas a favor de la nacionalización total de los hidrocarburos. En un primer momento, el gobierno y la empresa brasileña amenazaron con suspender todas sus inversiones en Bolivia. Sin embargo, la dependencia de São Paulo hacia el gas boliviano los llevó a negociar un acuerdo, firmado poco antes del *ultimatum* (fijado el 29 de octubre 2006). Así es como se limitaron los impuestos a un total del 50% en vez del 82% inicialmente previsto por el Decreto 28 701. Por otro lado, el acuerdo aseguró la producción de los principales campos de gas operados por Petrobras, que mantuvo así su posición estratégica en Bolivia, aunque el gobierno controlara el 50% de los activos de la nueva empresa mixta.²⁵

La política petrolera de Evo Morales se inscribe en un escenario conflictivo interno y externo que recuerda, en varios aspectos, a los antecedentes de las nacionalizaciones de 1937 y 1969. Ciertamente se redujo la tensión social exacerbada por la perspectiva de exportar gas natural a través de Chile, con Pacific LNG, que llevó al presidente Gonzalo Sánchez de Lozada a renunciar (el 17 octubre de 2003) y no pudo ser apaciguada por su sucesor, Carlos Mesa. Sin embargo, la nacionalización del 1 de mayo de 2006 y la negociación con el gobierno argentino reactivaron las veleidades autonomistas de las elites de Santa Cruz que consideraban estar privadas de una renta sustancial, sin que se resuelva por lo tanto el problema del enclave boliviano.

Las reformas nacionalistas, llevadas a cabo en la región andina, ofrecen particularidades de un país al otro que condicionan su naturaleza y alcance. Quizá el punto común a estos países radica en la voluntad de los gobiernos de retomar el control de la industria para captar una renta más equitativa, frente a las empresas multinacionales, y responder así a las demandas sociales sin comprometer el nivel de endeudamiento del Estado. Sin embargo, esta política amenaza

²⁵ Steen Fryba Christensen (2006).

con derivar en un “populismo petrolero”, cuya viabilidad depende de variables exógenas y endógenas difícilmente controlables en el contexto actual, como lo veremos a continuación.

LOS LÍMITES DEL NUEVO NACIONALISMO PETROLERO ANDINO

Un lugar marginal en el mercado mundial

América Latina ocupa un rango secundario en el mercado internacional de hidrocarburos. En efecto, sus reservas probadas de petróleo representan menos del 10% de las reservas mundiales, con 115 000 millones de barriles, y sus reservas probadas de gas natural representan menos del 4.22%, con 268 billones de pies cúbicos. La producción anual de petróleo alcanza el 12.3%, con 3 590 millones de barriles, mientras la producción de gas natural representa un 8.5%, con 8 500 080 millones de pies cúbicos (cuadro 1).²⁶

Cuadro 1. Importancia de América Latina en el mercado mundial de hidrocarburos

		<i>América Latina</i>		<i>Total mundial</i>
		<i>Volumen</i>	<i>% mundial</i>	
Reservas	Petróleo ^(a)	115.11	9.60	1 198.63
	Gas ^(b)	268 111.66	4.22	6 356 237.49
Producción	Petróleo ^(c)	3 590.38	12.26	29 273.52
	Gas ^(b)	8 500.08	8.51	99 885.65
Exportaciones	Petróleo ^(c)	1 884.83	nc	nc
	Gas ^(b)	1 177.72	nc	nc
Consumo	Petróleo ^(c)	2 080.30	7.00	29 712.91
	Gas ^(b)	7 756.01	7.86	98 721.35

(a) 10⁹ barriles; (b) 10⁹ pies cúbicos; (c) 10⁶ barriles.

Elaboración del autor con datos de OLADE, 2006.

²⁶ OLADE (2006).

A nivel regional, el único país de la región que ocupa un rol significativo es Venezuela; Ecuador y Bolivia figuran como países medianos en el mercado petrolero (para el uno) y de gas natural (para el otro). En efecto, con un 3.7% de la producción mundial de petróleo, Venezuela ocupa el 9º rango internacional; mientras tanto, Ecuador y Bolivia ocupan un rol marginal, con menos del 1% cada uno, tanto para el petróleo como para el gas natural.²⁷ Venezuela concentra más de dos terceras partes de las reservas probadas de petróleo en América Latina, con 80 550 millones de barriles, y más de la mitad de las reservas probadas de gas natural, con 152.2 billones de pies cúbicos. Por su lado, Ecuador dispone de reservas de gas natural insignificantes, pero sus reservas probadas de petróleo representan el 4.2% de la región, con 4 870 millones de barriles. Bolivia, al contrario, dispone de reservas de petróleo insignificantes, pero sus yacimientos de gas natural representan más del 10% regional, con 26 983 427 millones de pies cúbicos (cuadro 2).²⁸

Para estos tres países, las exportaciones de hidrocarburos constituyen el mayor destino de la producción; por lo tanto, constituyen una fuente importante de ingresos. Venezuela y Ecuador exportan respectivamente el 68.8% y el 67.8% de su producción de petróleo. Bolivia, por su lado, exporta más del 85% de su producción de gas natural (cuadro 3).²⁹

La principal conclusión que sale del análisis de estos datos básicos, es que los países del área de estudio son muy dependientes de los mercados internacionales. En segundo lugar, de los tres, sólo Venezuela ocupa una posición sólida en el ámbito regional y mundial, lo cual explica en parte su rol preponderante en la geopolítica de los hidrocarburos.

²⁷ BP (2007), p. 9.

²⁸ OLADE (2006).

²⁹ *Loc. cit.*

Cuadro 2. Importancia de Venezuela, Ecuador y Bolivia en el mercado regional de hidrocarburos

		<i>Venezuela</i>			<i>Ecuador</i>			<i>Bolivia</i>		
		<i>Volumen</i>	<i>% AL</i>	<i>% mundial</i>	<i>Volumen</i>	<i>% AL</i>	<i>% mundial</i>	<i>Volumen</i>	<i>% AL</i>	<i>% mundial</i>
Reservas	Petróleo ^(a)	80.55	69.98	6.72	4.87	4.23	0.41	0.47	0.41	0.04
	Gas ^(b)	152 379.91	56.83	2.40	94.99	0.04	0.00	26 983.43	10.06	0.42
Producción	Petróleo ^(c)	1 098.22	30.59	3.75	194.17	5.41	0.66	15.42	0.43	0.05
	Gas ^(b)	1 227.51	14.44	1.23	56.85	0.67	0.06	429.77	5.06	0.43

^(a) 10⁹ barriles; ^(b) 10⁹ pies cúbicos; ^(c) 10⁶ barriles.

Fuente: elaboración del autor con datos de OLADE, 2006.

Cuadro 3. Importancia del mercado mundial de hidrocarburos para Venezuela, Ecuador y Bolivia

		<i>Venezuela</i>		<i>Ecuador</i>		<i>Bolivia</i>	
		<i>Volumen</i>	<i>% de la producción</i>	<i>Volumen</i>	<i>% de la producción</i>	<i>Volumen</i>	<i>% de la producción</i>
Exportaciones	Petróleo ^(a)	755.20	68.77	131.59	67.77	4.43	28.73
	Gas ^(b)	0.00	0.00	0.00	0.00	366.91	3 014.76

^(a) 10⁶ barriles; ^(b) 10⁹ pies cúbicos.

Fuente: elaboración del autor con datos de OLADE, 2006.

Integración energética, inversiones directas y empresas estatales

La primera variable dependiente que se ve afectada por el “neonacionalismo” petrolero es la integración regional. El nacionalismo “bolivariano” de Hugo Chávez consiste en apoyarse en las ganancias extraordinarias, generadas por la bonanza de precios, para contrarrestar la creación del Área de Libre Cambio de las Américas (ALCA), impulsada por Estados Unidos, y liderar un proyecto de integración más político e ideológico a través de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA), integrada por Cuba y Bolivia. No obstante, más allá de garantizar la seguridad energética de los países importadores de la región en el mediano plazo, el proyecto de alianza energética continental entre las empresas estatales de América Latina, a través de Petroamérica y sus complementarios, Petrocaribe, Petroandina y Petrosur, consolida también la posición de Venezuela a largo plazo en el mercado regional. Asimismo, el proyecto faraónico del gasoducto del sur, de una distancia de 9 000 km, es cuestionado por su dudosa viabilidad técnica y económica.³⁰ Por último, la salida de Venezuela de la Comunidad Andina de Naciones, en represalia de la decisión de Perú y Colombia de firmar tratados de libre comercio con Estados Unidos generó una crisis diplomática regional, más allá de la región andina. Esto lleva a algunos a considerar la “diplomacia petrolera” venezolana como “un factor objetivo de desintegración”, que evidencia la rivalidad con Brasil por el liderazgo en Sudamérica.³¹

La segunda variable dependiente afectada por las nacionalizaciones —en particular de Venezuela y Bolivia— son las inversiones extranjeras directas (IED). Según el último

³⁰ Genaro Arriaga Herrera (2005); Paúl Isbell (2007a).

³¹ Carlos Malamud (2006).

estudio de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) disponible al respecto, es notable la tendencia al decrecimiento de las IED en Bolivia y Venezuela, desde los inicios de la década de 2000, tras un periodo de fuerte incremento en la segunda mitad de los años noventa. En Bolivia, el promedio anual había llegado a 780.2 millones de dólares y se mantuvo en 705.8 millones y 676.6 millones en 2001 y 2002, años de la construcción del gasoducto a Brasil, antes de caer drásticamente a 166.8 millones en 2003 y 137 millones en 2004. En Venezuela, donde el promedio había llegado a 4 192.2 millones de dólares entre 1996 y 2000, las IED cayeron a 3 683 millones en 2001 y a 782 millones después de la expedición de la nueva ley de hidrocarburos. Es cierto que se recuperaron en 2003, después del conflicto social de PDVSA, llegando a 2 659 millones de dólares, pero volvieron a bajar a 1 144 millones el año siguiente. Ecuador muestra una evolución distinta, con un incremento de 692.4 millones de dólares entre 1996 y 2000 a 1 329.8 millones en 2001, 1 275.3 millones en 2002 y 1 554.7 millones en 2003, es decir, en el periodo de construcción del oleoducto de crudos pesados por el consorcio privado encabezado por Techint. Sin embargo, esta tendencia se revirtió en 2004, con una estimación de unos 1 200 millones de dólares (cuadro 4).³²

Aunque resulta cuestionable extrapolar estos datos al periodo 2004-2008, es legítimo pensar que la orientación nacionalista de las políticas petroleras en el área de estudio conlleva una posible reorientación de los capitales privados hacia países más acordes a los intereses de la industria petrolera.³³ Si fuera el caso, los objetivos de producción de los gobiernos y empresas estatales deberán contar con sus propias capacidades, no sólo financieras sino también técnicas. Por lo tanto, las empresas estatales deberían asu-

³² CEPAL (2004).

³³ Henry Oliver Peredo Herrera (2006); Lykke E. Andersen *et al.* (2006); Paúl Isbell (2007b).

Cuadro 4. Evolución de las IED en Venezuela, Bolivia y Ecuador
(promedio anual en millones de dólares)

	<i>1990-1995</i>	<i>1996-2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>
Bolivia	136.5	780.2	705.8	676.6	166.8	137.0
Ecuador	327.8	692.4	1 329.8	1 275.3	1554.7	1 200.0
Venezuela	861.0	4 192.2	3 683.0	782.0	2 659.0	1 144.0

Fuente: CEPAL (2004).

mir un rol central en el sistema de gobernanza energética, más allá de ser funcionales a la retórica nacional populista imperante en ciertos países. En este sentido, es preciso observar una tercera variable dependiente: la capacidad de respuesta de las empresas estatales en el contexto económico y político actual.

Para algunos observadores, el Decreto 1 510 de 2001 se inscribe en continuidad con la política petrolera desde que Venezuela se convirtió en exportador neto, en 1917. Según esta interpretación, la reforma emprendida sería tan benéfica para el sector privado que para el Estado venezolano. Al parecer, con el sistema de cálculo de regalías fijas a 30%, ambas partes tendrían interés en precios altos y se explotarían tan sólo los yacimientos cuya extracción fuera rentable, en lugar de dejar a las empresas explotarlo a cualquier costo y luego pagar las regalías tras cubrir sus costos operativos.³⁴ Otros son más pesimistas: consideran que la introducción de criterios políticos en la gestión de PDVSA y el rol central de las empresas mixtas controladas por el Estado propiciaron una reducción de la producción y de la perforación de pozos exploratorios, desde 1999.³⁵ Sin lugar a duda, la situación no mejoró con las huelgas de abril de 2002 y las que tuvieron lugar entre diciembre de 2002 a enero de 2003: miles de técnicos de PDVSA fueron despedidos y miles de pozos cerrados por falta de mantenimiento.³⁶

En los productores medianos del área andina, el destino de las empresas estatales tampoco está asegurado. En Ecuador, desde la Ley 44 de 1993, Petroecuador enfrenta un problema crónico de financiamiento, debido al control ejercido por el Ministerio de Finanzas sobre sus ganancias y —por lo tanto— su capacidad de inversión. Ello se traduce no sólo por una falta de inversión en exploración y mante-

³⁴ Jesús Mora Contreras (2006), p. 189.

³⁵ Paúl Isbell (2007b), p. 6.

³⁶ Paúl Isbell (2007c), p. 2.

nimiento de equipos sino también por una incapacidad de ejecutar el presupuesto anual.³⁷ En Bolivia, la Ley 1689 de 1996 conllevó al desmembramiento de YPF a través de dos modalidades. Por un lado, obligó a la empresa estatal a convertirse en socio minoritario en las operaciones de producción y exploración, mediante la capitalización de los principales campos descubiertos. Por el otro, la convirtió en un patrimonio nacional sin autonomía de gestión, mediante la creación del Fondo de capitalización colectiva.³⁸ En estas condiciones, padeció una década de debilitamiento técnico, financiero y humano, situación que difícilmente se solventará a corto plazo con los nuevos ingresos procedentes de la nacionalización de 2006 y el asesoramiento de PDVSA. Habrá de esperar varios años. Ello explica en particular por qué se llegó a negociar con Petrobras el control de las operaciones en los mayores campos del país.

Estos elementos dejan pensar que una política nacionalista a ultranza sería suicida, en un momento en el cual el crecimiento de la demanda mundial y de los precios ofrece oportunidades de mercado sin precedente para los países exportadores de petróleo y gas natural. Desde luego, no es de extrañar que los gobiernos del área andina hayan emprendido rondas de negociaciones con las empresas multinacionales y, eventualmente, sus homólogos en Brasil, Argentina y Colombia, orientadas a moderar la retórica nacionalista antiimperialista que les había llevado al poder.

CONCLUSIÓN

En su expresión actual, el “neonacionalismo petrolero andino” puede interpretarse como una reacción ante dos décadas de ajuste estructural y apertura a los capitales priva-

³⁷ Humberto Campodónico (2007b), p. 28.

³⁸ *Ibid.*, p. 58; Lykke E. Andersen *et al.* (2006).

dos transnacionales. Algunos ven en las representaciones contradictorias de este nuevo liberalismo –entre actores de la sociedad civil, del sistema institucional y del mercado– un factor de crisis de legitimidad de la democracia, como en el caso de Bolivia.³⁹ En esta perspectiva, la nacionalización de los hidrocarburos, que ocurrió después de la “Guerra del gas” de octubre de 2003, sería un factor de recomposición social y de cohesión nacional. Para otros, el resurgimiento del nacionalismo petrolero interviene en un contexto de aumento de precios, provocado por la demanda de energía de países emergentes como China, lo cual aparece como una consecuencia paradójica de la globalización.⁴⁰ En América Latina, la nacionalización de los hidrocarburos sería entonces un medio para financiar la política anti-Estados Unidos y populista de Hugo Chávez, Evo Morales y Rafael Correa.

Sea lo que fuere, hemos visto que las modalidades del nuevo nacionalismo petrolero varían de un país al otro. No deberían, por lo tanto, confundirse con una ola de nacionalizaciones a semejanza de lo ocurrido en la década del sesenta. En el pasado, las modalidades del nacionalismo eran determinadas por variables internas más que por factores exógenos. Ahora bien, las reformas difieren de las nacionalizaciones anteriores porque intervienen en un contexto económico y geopolítico distinto. En efecto, la evolución de los mercados petroleros desde el doble choque de precios de los años setenta muestra, por un lado, una creciente interdependencia entre países productores e importadores y, por el otro, una creciente volatilidad de las inversiones extranjeras directas. En estas condiciones, las políticas energéticas dejan de ser independientes y se someten –para bien o para mal– al juego de fuerzas entre los actores de la globalización. Por último, la situación de los países del

³⁹ Jimena Costa Benavides (2005), p. 243.

⁴⁰ Paúl Isbell (2007a), p. 11.

área de estudio en la geopolítica petrolera mundial sigue siendo marginal, pese al enorme potencial de Venezuela. Ello condiciona mucho su capacidad de utilizar el petróleo como arma para ejercer presión sobre los países importadores –en particular, su principal cliente– Estados Unidos.

No se puede poner en duda la legitimidad del reclamo de las poblaciones por un mejor reparto de las ganancias generadas por los hidrocarburos, sobre todo si se toma en cuenta el crecimiento exponencial de estas últimas en el último lustro y la situación privilegiada de las empresas multinacionales en la región, tras dos décadas de crisis económica y financiera. Sin embargo, sería erróneo confundir mayor ganancias con mejor reparto. El problema, al parecer, no radica en saber si los estados tienen derecho a reivindicar la propiedad de recursos tan estratégicos como el petróleo y el gas natural, sino en evaluar su capacidad de convertir aquellas riquezas en capacidad de desarrollo productivo. En este sentido, el neonacionalismo petrolero no es tanto un proyecto de nación, y menos aún un proyecto bolivariano, sino una cortina de humo detrás de la cual se juega la posibilidad de resolver los problemas de gobernanza energética y de gobernabilidad democrática.

BIBLIOGRAFÍA

- Andersen, Lykke E., Johann Caro, Robert Faris y Mauricio Medinacelli (2006), “Gas natural y desigualdad en Bolivia después de la nacionalización”, *Documentos de Trabajo sobre Desarrollo*, núm. 8, Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo, La Paz.
- Arriaga Herrera, Genaro (2005), “Petróleo y gas en América Latina: un análisis político y de relaciones internacionales a partir de la política venezolana”, *Documento de trabajo*, núm. 20, Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, Madrid.

Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela (2007), “Ley sobre los efectos del proceso de migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la faja petrolífera del Orinoco; así como de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas”, *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, 8 de octubre, disponible en <http://www.tsj.gov.ve/gaceta/gacetaoficial.asp/>.

Beltrán, Suzana y Esther Zapater (2006), “Energía y desarrollo en América Latina: opciones para Bolivia y Venezuela”, *Pensamiento Iberoamericano*, Agencia Española de Cooperación Internacional-Fundación Carolina, Madrid, disponible en <http://www.pensamientoiberoamericano.org/articulos/0/30/0/energia-y-desarrollo-en-sudamerica-opciones-para-bolivia-y-venezuela.html/>.

BP (British Petroleum) (2007), *Statistical Review of World Energy*, junio, BP, Londres.

Campodónico, Humberto (2007a), “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas de Estado”, CEPAL (Serie Recursos Naturales e Infraestructura, 121), Santiago.

_____ (2007b), “Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos”, CEPAL (Serie Recursos Naturales e Infraestructura, 122), Santiago.

CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2004), “Entrada neta de IED en América y el Caribe, por país, 1990-2004”, mimeo. CEPAL, Santiago.

Congreso Nacional de Bolivia (1996), “Ley 1 689. Ley de hidrocarburos”, *Gaceta Oficial de Bolivia*, 30 de abril, La Paz.

_____ (2005), “Ley 3 058. Ley de hidrocarburos”, *Gaceta Oficial de Bolivia*, 17 de mayo, La Paz.

Congreso Nacional de Ecuador (2006), “Ley 42-2006 reformativa a la Ley de hidrocarburos”, *Registro Oficial 257*, 25 de abril, Quito.

- Correa Delgado, Rafael (2007), “Decreto 662. Expídese al Reglamento de Aplicación de la Ley núm. 42-2006 Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos”, *Registro Oficial* 193, 18 de octubre, Quito.
- Costa Benavides, Jimena (2005), “La ‘Guerra del Gas’. Representaciones sobre neoliberalismo y defensa de los recursos naturales en la crisis política de octubre de 2003 en Bolivia”, *Colección Monografías* 14, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Chávez, Hugo (2001), “Decreto 1510 con fuerza de Ley orgánica de hidrocarburos”, *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, 37.323, Caracas, 13 de noviembre.
- _____ (2007), “Decreto 5200 con rango, valor y fuerza de Ley de migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la faja petrolífera del Orinoco, así como de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas”, *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, 38.617, Caracas, 1 de febrero.
- Christensen, Steen Fryba (2006), “La política energética de Bolivia y las relaciones entre Bolivia y Brasil”, *Sociedad y Discurso*, 10, Universidad de Aalborg, Aalborg.
- Fontaine, Guillaume (2007), *El precio del petróleo: conflictos socioambientales y gobernabilidad en América Latina*, IFEA-Abya Yala/Flacso, Quito.
- _____ (2008), “ITT: un problema de gobernanza para el Ecuador”, en G. Fontaine y A. Puyana (coords.), *La guerra del fuego: políticas petroleras y crisis energética en América Latina*, Flacso/Ministerio de la Cultura del Ecuador, Quito, pp. 169-193.
- Isbell, Paúl (2007a), “El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas”, *Documento de Trabajo* 21, Real Instituto Elcano, Madrid.
- _____ (2007b), “Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (I): el resurgimiento del nacionalismo energético”,

- ARI 14, Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, Madrid.
- _____ (2007c), “Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (II): el pillaje de PDVSA y la amenaza a su nivel de producción”, ARI 15, Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, Madrid.
- Malamud, Carlos (2006), “La salida venezolana de la Comunidad Andina y sus repercusiones sobre la integración regional”, ARI 54, Real Instituto Elcano, Madrid.
- Ministerio de Minas y Petróleo del Ecuador (2008), “Proyecto de reforma a la ley de hidrocarburos”, mimeo. Ministerio de Energía y Minas, Quito.
- Mora Contreras, Jesús (2006), “La nueva regulación venezolana de los hidrocarburos: ¿base nacional para la integración energética?”, en I. Rousseau (comp.), *¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América?*, El Colegio de México, México, pp. 175-196.
- Morales Ayma, Evo (2006), “Decreto 28701 de nacionalización de los hidrocarburos por el gobierno de Bolivia”, *Gaceta Oficial de Bolivia*, núm. 2883, La Paz, 1 de mayo.
- Odell, Peter R. (1970), *Petróleo y poder mundial: una interpretación geográfica*, Tiempos Nuevos, Caracas.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2006), *Informe de estadísticas energéticas 2005*, OLADE, Quito.
- Palacio González, Alfredo (2006a), “Decreto 1672. Expídesese el Reglamento sustitutivo de aplicación de la Ley núm. 42-2006 reformatoria a la Ley de hidrocarburos”, *Registro Oficial*, núm. 312, Segundo Suplemento, Quito, 13 de julio.
- _____ (2006b), “Decreto 1546. Declárase en estado de emergencia la operación del Bloque 15 y Campos unificados Edén-Yuturi y Limoncocha”, *Registro Oficial*, núm. 300, Quito, 27 de junio.
- Peredo Herrera, Henry Oliver (2006), “Inversión extranjera directa y seguridad jurídica en Bolivia: un análisis de las

reformas estructurales y su implicación en las inversiones”, en Consejo Español de Estudios Iberoamericanos (ed.), *Viejas y nuevas alianzas entre América Latina y España: XII Encuentro de Latino Americanistas españoles, Santander, 21 al 23 de septiembre de 2006*, Universidad de La Rioja, Logroño-La Rioja.

Philip, George (1989/1982), *Petróleo y política en América Latina: movimientos nacionalistas y compañías estatales*, FCE, México.

LA ARTICULACIÓN
DE LAS DIMENSIONES NACIONALES,
REGIONALES E INTERNACIONALES
DE LA POLÍTICA PETROLERA
BOLIVARIANA

ACHRAF BENHASSINE¹

INTRODUCCIÓN

Desde que asumió el poder en 1999, el presidente venezolano Hugo Chávez ha establecido claramente los ejes prioritarios de la acción gubernamental en materia de hidrocarburos: incrementar el volumen de los ingresos petroleros, reforzar las prerrogativas estatales en la regulación de las actividades ligadas a los hidrocarburos nacionales y retomar el control sobre la dirección de PDVSA.² Ello tenía como objetivo atenuar los efectos de las políticas liberales de apertura petrolera; no se trataba de re-nacionalizar, sino de re-estatalizar las estructuras de la industria de hidrocarburos venezolanos.³

Entre 1999 y 2001, el gobierno de Chávez reestableció, con éxito, la disciplina en las cuotas de producción entre los miembros de la OPEP; y de esta manera permitió revertir el descenso en los precios internacionales del petróleo. Durante el mismo periodo, llevó a cabo un proceso de reformas que

¹ Profesor investigador externo. CNRS/LEPIH, Université Pierre Mendès-France, Grenoble, Francia.

² Ronald Balzar Guanipa (2002).

³ Bernard Mommer (2002b).

buscaba consolidar la presencia del Estado venezolano en la industria de los hidrocarburos. Por lo tanto, se revisó la Constitución Nacional de manera sucinta, incluyendo los artículos fundamentales de la ley sobre la nacionalización de 1975 y, con ello, se instauró por primera vez un marco legal y fiscal específico para el desarrollo de los recursos gaseros; asimismo se promulgó una nueva ley de hidrocarburos en 2001, con el fin de retomar un control efectivo de la política petrolera nacional.⁴

Sin embargo, los dirigentes de la *holding* petrolera manifestaron públicamente su desaprobación por las reformas emprendidas. Consideraban que este proceso de reestatización limitaba fuertemente la autonomía adquirida durante los años noventa, bajo la política de apertura petrolera, especialmente en materia de decisiones operativas, administrativas y financieras.⁵ Así, se estableció una relación de fuerza entre ellos y el gobierno de Chávez, que deseaba asumir plenamente su rol de accionario único de PDVSA. Entre 2002 y 2003, el conflicto se volvió más intenso, dividiendo a la población entre aquellos que apoyaban el liberalismo económico (una parte de la clase media y la clase alta) y aquellos que estaban a favor del intervencionismo estatal (las clases menos favorecidas y la otra parte de la clase media).⁶ A ello siguió un largo periodo de turbulencia política, caracterizado por un intento de golpe de Estado, numerosas huelgas, interrupciones en la producción y despidos masivos que debilitaron aún más la rentabilidad y la competitividad de la industria petrolera nacional.⁷ Para 2004, PDVSA ya no disponía de recursos técnicos, humanos y financieros para mantener los niveles de producción. Por ello, el gobierno de Chávez incitó a las compañías petroleras

⁴ Jesús Mora Contreras (2006).

⁵ Bernard Mommer (2002a).

⁶ Gustavo Coronel (2003); Luis E. Lander (2004).

⁷ Margarita López Maya (2003).

extranjeras a sustituir a la *holding* petrolera para desarrollar las actividades que no estaba en capacidad de realizar en ese momento; en otros términos, indicaba que se iba a sustituir a PDVSA por una porción del abastecimiento de los mercados internacionales.

A pesar de las declaraciones oficiales a favor de una apertura mayor en el *upstream*, las compañías petroleras extranjeras que operaban en Venezuela no manifestaron entusiasmo por las nuevas áreas propuestas para explorar ni por la adopción de los decretos de la ley sobre hidrocarburos de 2001. El gobierno venezolano deseaba abrir a la inversión extranjera áreas que serían regidas por la ley de hidrocarburos de 2001 y ya no por los acuerdos de asociación de la apertura liberal. Sin embargo, frente al comportamiento pasivo de las compañías internacionales, el presidente Chávez tuvo que endurecer su postura, reprochándoles el apropiarse de una parte importante de la renta petrolera.⁸ Para ello, exigió que se aplicara de manera estricta la ley de hidrocarburos de 2001, lo cual implicaba que tendrían que adoptar las convenciones de operación en empresas mixtas.⁹

Bajo la misma perspectiva, el gobierno solicitó que las compañías extranjeras pagaran lo antes posible el impuesto sobre el ingreso, a una tasa de 50% y ya no a la tasa ordinaria de 34%, como se había establecido en los contratos anteriores. Asimismo, solicitó el pago de un derecho suplementario de 30% en el marco de las alianzas estratégicas.¹⁰ Con la adopción de estas medidas, los “*wind-falls profits*”

⁸ En efecto, las compañías petroleras operando en el marco de los convenios de operación venden a PDVSA, a más de 18 dólares por barril (el precio de venta incluye los servicios del subcontratista, los costos de producción y el costo de capital que debe reembolsarse), un crudo producido al costo de 4 dólares por barril que se revende al precio internacional en los mercados de exportación.

⁹ Alberto Cisneros-La Valler (2003).

¹⁰ Ley orgánica de hidrocarburos (2001).

son explícitamente atacados.¹¹ Los directores de las compañías petroleras dispusieron de un plazo de un año (hasta el 31 de marzo de 2006) para ajustarse a la ley. Después de esta fecha, el gobierno venezolano tomaría las medidas que considerara necesarias para que se aplicara la legislación bolivariana.

En consecuencia, los proyectos petroleros que incluían contratos de riesgo en la exploración tuvieron cada vez más retraso en los trabajos de perforación. Esos retrasos se debieron a los desacuerdos persistentes entre el gobierno venezolano y los operadores petroleros, en cuanto al plan de desarrollo de los yacimientos y los importes totales de inversión. Como ejemplos, es posible citar el campo petrolero Corocoro y la extensión de Cerro Negro, donde los trabajos debieron interrumpirse mientras los operadores extranjeros revisaban estos puntos. De la misma manera, proyectos petroleros más modestos no caminaron mejor, en particular los que funcionaban bajo convenios de operación firmados al principio de los años noventa. Eran convenios que se proponían mejorar la producción en los yacimientos maduros,¹² pero Chávez, desde 2001, reclamó su control. La dirección de la nueva PDVSA ha rechazado la mayor parte de los presupuestos de inversiones propuestos, pidiendo de manera sistemática que fueran rebajados en promedio entre el 30% y el 80%. Los casos de Shell en el campo de Undaneta Ouest,

¹¹ Es el proyecto Sincor, que está aludido por el ministro de Energía. De hecho, éste declaró que este consorcio, liderado por Total (38%) tenía autorización para producir solamente 114 000 b/d mientras que su producción real es de 210 000 b/d. Esta posición adoptada extraña puesto que el presidente Chávez había anunciado en París en marzo de 2005 su intención de aprobar el proyecto Sincor II, cuya meta era duplicar la producción de crudo sintético a 400 000 b/d.

¹² La tasa de declinación se estima en 20-25%. Más de treinta acuerdos han sido concluidos con empresas extranjeras; en términos materiales, son verdaderos éxitos. Los 32 acuerdos de operaciones permiten producir 500 000 b/d.

en Maracaibo, y de Harvest Vinccler, en las perforaciones en el sur¹³ de Monagas, son representativos del endurecimiento del discurso y los actos del gobierno de Chávez.¹⁴

En cuanto a los proyectos gaseros Mariscal Sucre y la plataforma de Deltana, la situación no resultó más sencilla para los operadores extranjeros. Inicialmente, en el decreto sobre el marco nacional del gas, el gobierno venezolano había anunciado, en 2000, la explotación de las reservas de la *costa exterior oriental*,¹⁵ cuyos yacimientos resguardan 69 921 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (Mmpc). Sin embargo, al segundo semestre de 2005, los proyectos gaseros estaban todavía en negociación. Entre los puntos en debate entre el gobierno y los operadores gaseros se encuentra el control del proyecto y la transferencia de tecnología, la firma de los contratos de venta y la parte destinada al mercado nacional. El abastecimiento del mercado nacional se convirtió en una prioridad para el gobierno a partir de 2005, de cara al riesgo de una escasez de gas implicada por la reactivación del sector siderúrgico venezolano.

A mediados de 2005, el endurecimiento de las tensiones en cuanto a los factores básicos de los mercados internacionales del petróleo llevó al gobierno venezolano a adoptar un comportamiento aún más combativo, en particular en sus relaciones con las compañías petroleras extranjeras y los consumidores internacionales. Para ello, decidió utilizar la escasez de la oferta en dos sentidos: por un lado, para limitar

¹³ Debido a su actitud más conciliadora, Repsol YPF fue la única compañía que no fue molestada por los bloqueos sistemáticos del gobierno de Chávez. Esta compañía fue la primera en renegociar los términos de estos convenios de operaciones para adaptarlos a las disposiciones de la ley de 2001. Por lo tanto, Repsol YPF permitió la transformación de 13 de los 32 acuerdos de convenios de operación.

¹⁴ Nicolas Kozloff (2006)

¹⁵ La costa exterior oriental agrupa tres zonas que son el norte de Paria, el golfo de Para y la plataforma de Deltana.

aún más las condiciones de acceso al recurso en tierra a las compañías internacionales. Por el otro, para promover entre los operadores presentes en Venezuela el desarrollo de las actividades petroleras, orientado en función de los intereses de los consumidores nacionales y regionales, y no solamente de los internacionales.¹⁶ Para el gobierno de Chávez, el recurso petrolero se convirtió en el medio para lograr objetivos distintos de los que tradicionalmente se perseguían. En efecto, esos objetivos no están orientados únicamente a satisfacer el desarrollo económico, social, sino también a satisfacer los intereses ideológicos, políticos y diplomáticos.¹⁷

A nivel nacional, el nuevo nacionalismo petrolero venezolano se manifiesta claramente a través del plan Siembra Petrolera o Plan de Inversión 2006-2012. Este plan fue presentado por los dirigentes de la nueva PDVSA en agosto de 2005, y fue calificado de nacional, popular y revolucionario. La meta establecida era llevar la producción petrolera a 5.8 MMb/d en 2012 contra los 3.3 Mmb/d que se producen en ese momento (de ellos, 4 Mmb/d serían producidos por la empresa estatal).¹⁸

El plan 2006-2012 dedica una parte importante al gas, bajo el título “Deltacaribe”, que reúne los tres grandes proyectos gaseros. El proyecto Mariscal Sucre se reorienta hacia el mercado doméstico eliminando de paso al operador Shell. El consorcio ya constituido entre ENI, PDVSA y ConocoPhillips desarrollará en 2009, al ritmo de 30 Mpc/d, los campos de *off-shore* de Corocoro, frente a la península de Paria. El grupo venezolano se reserva también la construcción del complejo de transformación de gas CIGMA situado en Guiria, en la península de Paria. Finalmente, los 29 bloques de Rafael Undaneta, en el golfo de Venezuela seguirán desarrollándose como estaba previsto inicialmente. El gobierno de Chávez

¹⁶ Carlos Mendoza Potella (2006).

¹⁷ Peter Howard Werthein (2005).

¹⁸ *Petroleum Intelligence Weekly* (2005).

espera así desarrollar las capacidades de producción suficientes para colocar a Venezuela entre los primeros exportadores de GNL del mundo.¹⁹

El gobierno venezolano tiene también como objetivo la certificación de las reservas de la Faja del Orinoco, lo cual le otorgaría el primer lugar a nivel mundial, con una proyección de 312 000 millones de barriles, por delante de Arabia Saudita que tendría solamente 262 000 millones de barriles. Ello es el resultado de un programa de certificación puesto en marcha a partir de 2006 por PDVSA y de siete socios calificados por el gobierno de Chávez como “privilegiados” por provenir de países “amigos”: Petrobras, CNPC, ONGC, Lukoil, Gazprom, Petronas y Repsol. Continuando con los crudos extrapesados, el proyecto Orinoco prevé la creación de 27 nuevos bloques de exploración-producción. De este total, PDVSA explotaría 17 iniciando en 2007, con una producción estimada en 600 Mb/d para 2011. Los socios prioritarios (a cargo de la certificación) tendrían asignados otros siete bloques, en asociación con PDVSA, dándose como meta de producción similar de 600 Mb/d para 2011-2012. Además, se invitará a los socios tradicionales del país, los operadores actuales, a concursar por seis bloques de aquí al 2010-2011. Los proyectos extrapesados de Machete, Zuala, Hamaca y Cerro Negro fueron rebautizados respectivamente como Boyaca, Junen, Ayacucho y Carabobo. De aquí a 2012, 15 000 millones de dólares se invertirán en Orinoco de los cuales PDVSA asumirá 9 000 millones. En este horizonte, el porcentaje de recuperación debe alcanzar un 20% contra el 8% actual, sobre una producción de 1.2 Mmb/d; en otros términos, se duplicaría con relación al volumen actual.²⁰

Finalmente, un importante aspecto del programa 2006-2012 se refiere a la construcción y a la infraestructura para

¹⁹ *Loc. cit.*

²⁰ *Loc. cit.*

transporte y almacenamiento de hidrocarburos, tal como: la interconexión este-oeste, los gaseoductos submarinos bajo Paria, los gaseoductos hacia Colombia y Brasil, los oleoductos hasta la futura refinería de Recife (PDVSA-Petrobras), así como la demanda de más de 30 buques petroleros, que en buena parte se construyen en los astilleros brasileños, y de seis metaneros. La refinación absorbe aproximadamente 11 000 millones de dólares. Venezuela busca también reforzar sus posiciones en la refinación mundial. Colocado en el tercer lugar mundial con una capacidad de 3.2 Mmb/d y 25 unidades de producción (entre los cuales 19 se ubican en el extranjero), el país prevé modernizar las refinerías nacionales y americanas y construir tres nuevas refinerías en Caripito (50 Mb/d), Barimas (50 b/d) y Cabruta (400 Mb/d) destinados a crudos extrapesados. La capacidad de refinación ascendería así, en 2012, a 1.8 Mmb/d, es decir, una progresión del 20% con relación a la capacidad actual, reorientando al mismo tiempo las actividades de PDVSA hacia América Latina. Sin embargo, para lograr tales objetivos, se necesita invertir 56 000 millones de dólares, de los cuales PDVSA financiaría de manera exclusiva 40 000 millones.²¹

A nivel regional, el nuevo nacionalismo petrolero venezolano se manifiesta a través del proceso de integración de las economías de los países sudamericanos. *Petroamérica* es un proyecto de integración energético regional que integra la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA) que el gobierno de Chávez intenta instaurar en Sudamérica en contraposición con el proyecto de Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA), que había sido propuesto por Estados Unidos.²² Así pues, a partir de junio de 2005,

²¹ *Loc. cit.*

²² Se suma un movimiento más amplio de integración económica y de convergencia política entre los países de la región. En este sentido, es necesario redefinir las relaciones existentes entre los países sobre la base de sus recursos y de sus potencialidades, trabajar para una mayor

Petroamérica adopta la modalidad de una estructura en la cual se agrupan tres iniciativas subregionales de integración energética que son Petrosur, Petrocaribe y Petroandina.²³ Estas iniciativas evolucionan sobre la base de una plataforma común que considera las realidades y particularidades subregionales y que aporta soluciones a las necesidades y demandas de los países miembros. Establecen un proceso de negociación continuo entre los estados con el fin de delimitar las áreas de cooperación y establecer acuerdos bilaterales entre empresas públicas y/o estados. Estos acuerdos de cooperación específica son muy variados y consideran: el suministro de crudo y productos refinados, la construcción y operación conjunta de refinerías, la comercialización conjunta de crudo y de productos refinados, GPL, asfaltos y lubricantes, el transporte y la logística, la exploración y explotación conjunta de petróleo y gas, la transformación y comercialización de gas, la petroquímica y la valorización y la producción de los combustibles ecológicos.²⁴

Iniciado bajo el impulso del gobierno de Chávez en junio de 2005, el proyecto *Petrosur* es una iniciativa de integración regional que busca reforzar la cooperación y las alianzas estratégicas entre las compañías petroleras estatales de Brasil (Petrobras), Argentina (Energía Argentina, S. A.), Uruguay (ANCAP: Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland) y de Venezuela (PDVSA). Se trata de desarrollar de manera integrada los intercambios entre las sociedades petroleras de estos países a través de inversiones conjuntas

complementariedad económica, social y cultural con el fin de disminuir las asimetrías en la región, reducir los efectos negativos que tienen los costos de la energía sobre las economías nacionales, porque una gran parte es producto de factores especulativos y geopolíticos. También vino a reforzar otras iniciativas regionales como el Mercosur, la CAN y el ALBA.

²³ Peter Howard Werthein (2005).

²⁴ *Loc. cit.*

en proyectos nacionales o regionales que requieren competencias específicas y contribuciones financieras importantes. El gobierno de Chávez considera que la proliferación de acuerdos en Petrosur le permite constituir una suerte de escudo que lo proteja de intentos de desestabilización tanto desde el interior como del exterior del país. Las reservas petroleras de la Faja del Orinoco deben destinarse en prioridad a los países “amigos” como Uruguay, Argentina, y Brasil. Con estas nuevas perforaciones, Uruguay, por ejemplo, dispondría de una reserva por 30 años. De tal suerte que si Venezuela es atacada, Uruguay también lo estará puesto que se amenazarán sus fuentes de energías.²⁵

El proyecto Petroandina es una iniciativa de integración energética regional emitida durante el XVI Consejo Presidencial Andino que tuvo lugar el 18 de julio de 2005 en Lima. Se instauró una plataforma común de alianza estratégica entre las entidades estatales de los cinco países de la CAN: Colombia, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela. El objetivo era impulsar interconexiones eléctricas y gaseras entre los países, suministrar a los países recursos energéticos y propiciar inversión conjunta para los proyectos. Los gobiernos de Bolivia y Venezuela mantienen relaciones particularmente estrechas en el ámbito político, y también en lo económico y lo energético. El gobierno venezolano se encargó de varios proyectos para promover la industria del gas boliviano. Asimismo, más allá de la inversión financiera y los préstamos preferenciales concedidos a Bolivia, las reformas iniciadas por el gobierno de Evo Morales se inspiran mucho en las reformas impulsadas algún tiempo antes por el gobierno de Hugo Chávez.²⁶ Del mismo modo, Venezuela estableció acuerdos para refinar el crudo ecuatoriano a finales de 2006,

²⁵ *Loc. cit.*

²⁶ El nuevo nacionalismo energético de esos países converge en muchos aspectos. Sin embargo, existen desacuerdos en cuanto a la creación de una OPEP del gas sudamericano.

además de establecer una refinería regional.²⁷ Así la estrategia de cooperación regional permite superar las deficiencias estructurales de las industrias de los países andinos. Sin embargo, con Colombia las relaciones son más complejas a causa de los numerosos desacuerdos históricos, políticos, y de liderazgo regional. Las cuestiones de la delimitación de las fronteras y de las reservas entre ambos países inciden en la voluntad para cooperar realmente en el marco de la iniciativa Petroandina.²⁸

La iniciativa de integración energética regional Petrocaribe²⁹ se concibe como un proceso capaz de garantizar la coordinación y la articulación de las políticas energéticas de los países de la zona del Caribe. Incluye el petróleo y sus derivados, el gas y la electricidad, así como el ámbito de la cooperación tecnológica y el desarrollo de las infraestructuras energéticas.³⁰ Así pues, el proyecto Petrocaribe es una

²⁷ Ecuador exporta crudo pero importa gasolina dado que el país no dispone de capacidad de refinación. Ahora bien, los gastos en gasolina son muy superiores a los ingresos generados por la explotación y la exportación de crudo. Su carencia de medios financieros necesarios para adquirir o desarrollar una capacidad sustantiva de refinación afecta mucho a Ecuador. Gracias a la iniciativa de integración energética Petroandina, Petroecuador puede utilizar las refinerías venezolanas por un costo inferior al practicado en las refinerías de las multinacionales.

²⁸ Curtis Williams (2005)

²⁹ Esta organización nació el 29 de junio de 2005, gracias al Acuerdo de cooperación energético suscrito por 14 países del Caribe en el primer encuentro de los Jefes de Estado del Caribe, en Puerta de la Cruz, Venezuela. Los países miembros de Petrocaribe son Antigua y Barbuda, las Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Grenada, Guyana, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Surinam, y Venezuela. Es de notar que Trinidad y Tobago, el único país que dispone de reservas de gas, no forma parte del acuerdo Petrocaribe.

³⁰ Esta nueva iniciativa no pone en entredicho los acuerdos de la misma naturaleza como el Pacto de San José de 1980 y como el acuerdo de Caracas de 2000.

iniciativa de cooperación energética basada en un sistema de solidaridad entre los miembros. Propuesto por el gobierno venezolano, se propone solucionar las asimetrías en cuanto a los recursos energéticos, en particular, mediante un nuevo esquema de intercambio favorable, y equitativo entre los países caribeños. Venezuela propuso a los países del Caribe adoptar un nuevo modelo de desarrollo económico basado en relaciones no mercantiles (no basadas en el intercambio desigual) que tomen en cuenta las particularidades y dificultades de cada país. Las condiciones financieras son muy atractivas para los países miembros puesto que se benefician de un precio preferencial del -25% para el suministro de los recursos energéticos y modalidades de pago preferenciales. Para las inversiones en infraestructura, el plazo de reembolso es aún más largo: 17 años con una tasa de interés que no rebasa el 2%. Además, Venezuela acepta que una parte de su deuda hacia estos países sea pagada mediante bienes y servicios ofrecidos a precios superiores a los del mercado. En realidad, a través de estas medidas privilegiadas, Venezuela asume un papel de liderazgo en la región del Caribe ofreciendo una asistencia en materia energética, económica y financiera.³¹

Junto a esto, otras iniciativas bilaterales están implementándose con países dentro y fuera de América Latina. En este sentido, los gobiernos venezolano y de Trinidad y Tobago firmaron el 20 de marzo de 2007 un tratado de unificación de los recursos en gas de sus fronteras comunes. Venezuela busca establecer también una Organización de los países productores y exportadores de gas sudamericano bautizada Opegasur. Argentina apoya a Venezuela en esto, mientras que, por el momento, Bolivia y Brasil no son favorables. Esta iniciativa debe acompañarse con la creación de un banco de desarrollo de la energía sudamericana que

³¹ Curtis Williams (2005).

se llamará Banco del Sur. Este banco deberá financiar los proyectos de producción de gas y petróleo.³²

Así los países de Sudamérica y el Caribe están en el centro de la diplomacia petrolera venezolana cuyo jefe no es más que Ali Rodríguez, el antiguo Presidente de PDVSA. Las iniciativas se multiplican a nivel regional pero también en un espectro más amplio; de hecho el gobierno venezolano desarrolla una cooperación sur-sur con países como China, Irán y Qatar para la explotación gasera, Nigeria para la explotación petrolera, y también India, Rusia, y Libia. En opinión del gobierno venezolano, las exportaciones de petróleo ya no deben suministrar solamente un número limitado de mercados. Diversificar mercados permite al país exportador no depender tanto de los riesgos que impone una relación exclusiva con un solo cliente. En efecto, más del 80% de las exportaciones venezolanas se destinan hacia el mercado estadounidense. El gobierno de Chávez pretende reducir esta relación de fuerte dependencia al reorientar su petróleo hacia nuevos mercados.³³ Aun cuando continúa exportando crudo hacia Estados Unidos,³⁴ Venezuela manifiesta interés hacia China, país al que se comprometió suministrar cantidades crecientes de crudo.³⁵

China se ha vuelto uno de los principales destinos del petróleo venezolano: importó 14 Mb/d de petróleo en 2004, 80 Mb/d en 2005, y más de 300 Mb/d en 2006. Se prevé que esos volúmenes aumenten todavía más tomando en cuenta

³² Paula Dittrick (2006).

³³ El plan 2006-2012 prevé adquirir capacidades adicionales de transporte. La suma de 2 200 millones de dólares debe gastarse para adquirir 42 buques petroleros (14 VLCC), para garantizar 45% de las exportaciones venezolanas. PDVSA posee actualmente una flota de 21 petroleros que tiene una capacidad de transporte para el 26% de sus productos de exportación.

³⁴ Nicolas Kozloff (2006).

³⁵ Para tal efecto, Venezuela y Panamá lanzaron un estudio sobre la reparación del oleoducto Transpanamá, con una capacidad de 800 Mb/d.

que Venezuela, que produce actualmente 2.7 Mmb/d, pretende incrementar su capacidad a 5.1 Mmb/d en 2012. Además, proyectos entre PDVSA y la compañía nacional china CNPC se encuentran en fase preliminar. En marzo de 2007, CNPC acordó producir conjuntamente con PDVSA 400 Mb/d en el Orinoco. En contraparte, PDVSA debería por su parte invertir en tres refinerías chinas.³⁶

Así pues, después de dos años de operación, PDVSA no está todavía en condiciones de lograr los objetivos enunciados en el marco del Plan de inversión Siembra Petrolera. En efecto, desde 2003 ha sido debilitada; la *holding* venezolana ha vuelto a ser una simple compañía de extracción de crudo y un órgano de control de las compañías extranjeras. La carencia de recursos financieros y la obsolescencia de los procesos técnicos de explotación la han conducido a abandonar la operación y la ejecución de los proyectos más sofisticados. La evolución en la distribución de la producción nacional parece seguir este camino; en efecto, hasta 2006 los operadores extranjeros han administrado el 38.7% de la producción de crudo venezolana (1.2 MMb/d), tomando por cierto las cifras oficiales de PDVSA (una producción de 3.1 MMb/d).³⁷ A eso, se añade otro problema estructural: la gobernanza y gestión de la *holding* pública. La carencia de información difundida dentro del país, la fiabilidad dudosa de los datos relativos a las reservas de petróleo y gas, el escaso interés de las compañías internacionales para las pocas licitaciones en el *downstream*, el mantenimiento deficiente de las instalaciones petroleras y la utilización de métodos obsoletos aceleran inexorablemente la decadencia de los yacimientos en tierra.³⁸ La competitividad de la *holding* ha disminuido

³⁶ Paula Dittrick (2006).

³⁷ Considerando que estas cifras son exactas, PDVSA estaría produciendo por sí sola el 61.3% del total.

³⁸ S. Vikas, C. Elworth (2007).

porque se dedica, más que antes, a realizar misiones nacionales ajenas a su actividad principal.³⁹

La política de inversión enunciada en el plan 2006-2012, es condicionada por la capacidad de PDVSA para gastar los presupuestos previstos: 40 000 millones de dólares para el periodo, lo que representa un promedio anual de 6 000 millones. Ahora bien este grupo, muy afectado por los despidos masivos de 2002, no llegó a realizar las inversiones presupuestadas entre 2003 y 2006. PDVSA sólo llegó a invertir 2 000 millones de dólares sobre los 5 000 millones presupuestados, es decir menos del importe necesario para mantener la producción (3 000 millones de dólares). Nada prueba que el presupuesto previsto para 2006-2012 permita realmente aumentar la capacidad de producción al nivel esperado. Por lo tanto, la explotación del crudo extrapesado venezolano requiere conocimientos técnicos e inversiones importantes tanto por parte de la *holding* como de las compañías petroleras extranjeras. A PDVSA no le conviene que las compañías se retiren, sobre todo si se toma en cuenta que pretende duplicar la capacidad de producción de Orinoco a 1.2-1.8 Mmb/d de aquí al 2012. Sin embargo, la presencia de las compañías petroleras estatales en suelo venezolano genera dudas sobre su capacidad real y conocimiento técnico para producir crudo extrapesado y alcanzar el objetivo ambicioso que Venezuela se fijó: certificar 235 000 MMb de reservas de aquí al 2009, convirtiéndose así en el primer productor mundial con las mayores reservas petroleras, muy por delante de Arabia Saudita. ¿Cuál

³⁹ En 2004, para unos ingresos de 60 000 millones de dólares y una contribución al presupuesto nacional de 11 400 millones de dólares (impuesto, derechos y regalías), se dedicaron 3 700 millones al financiamiento de infraestructura en el país y de misiones en beneficio de la población más desfavorecida. A esto, hay que añadir el pago de 600 millones de dólares para el fondo de la agricultura y 500 millones para el fondo de vivienda. Como comparación, la contribución social de PDVSA se elevaba en 2003 a 600 millones de dólares. Véase Christian Tremblay (2004).

será entonces la suerte de estas empresas públicas si no se logran los objetivos de inversiones previstos?, ¿se llegarán a degradar, o incluso a romper las relaciones diplomáticas que mantienen con Venezuela? ¿Qué podría ocurrir si cambia el régimen político venezolano?

El proceso de integración energética regional iniciado desde 2005 por el gobierno de Chávez tiene poca posibilidad de éxito mientras subsistan las disparidades entre las economías, los sistemas energéticos y los regímenes políticos de los países sudamericanos y caribeños. El gobierno de Chávez quiere ser el centro de las iniciativas regionales con sus programas de cooperación energética en tono con las necesidades y las características particulares de sus socios privilegiados. Sin embargo, no habrá verdadera dinámica de integración regional mientras las relaciones que se establezcan entre Venezuela y los países de la región en el marco de las iniciativas Petrosur, Petroandina y Petrocaribe sean solamente bilaterales. En efecto, las relaciones energéticas con terceros no se inscriben en este marco. Las iniciativas de integración energética regional permiten al gobierno de Chávez desempeñar un papel de primer plano en el escenario continental, al ejercer una influencia más o menos fuerte sobre las políticas energéticas de estos países. Sin embargo, subsisten varias dudas en cuanto a la elección, los equilibrios y la rentabilidad a largo plazo en cuanto a los proyectos venezolanos. Dudas similares se plantean en cuanto a la cooperación sur-sur y la diversificación de las exportaciones de hidrocarburos.

A partir de su nuevo mandato en enero de 2007, el presidente Chávez declaró que iba a cambiar por segunda vez el nombre oficial de República venezolana. Ésta pasará de ser bolivariana a socialista. Mientras que dejaba lugar a los capitales privados nacionales en sus primeras reformas, la nueva Constitución, en proceso, pretende ahora extender el control del Estado a todos los sectores económicos im-

portantes. Se reformará la Constitución para hacer posible estas modificaciones. Actualmente, el sector privado puede participar en subsidiarias de la *holding*; la nueva Constitución lo imposibilitará. Además, el control del Estado que la Constitución actual limita al petróleo, se extenderá a todas las fuentes de energía fósil. En efecto, el 1 de mayo de 2007, el presidente Chávez decretó que la producción de extra-pesados de la cuenca del Orinoco se convierta en “propiedad de la nación” confiriendo así a Petróleos de Venezuela, S. A. la mayoría de las partes de las cuatro asociaciones estratégicas que producen entre 550 000 y 600 000 barriles por día de petróleos sintéticos. El aumento de la participación mínima de la *holding* petrolera de 40% inicialmente, a 50-60% se justifica por el hecho que en los diez años próximos, la mitad de la producción nacional provendrá de la cuenca del Orinoco y llegará hasta 90% de aquí a 20 años. Con la proclamación de estas nuevas modificaciones en el cuadro legal y reglamentario, las compañías petroleras internacionales han reaccionado de diversas maneras. Algunas aceptaron el nuevo compromiso impuesto por el gobierno de Chávez y negociaron para determinar el monto de sus compensaciones (Total, Statoil, Chevron y BP). Otras, al contrario, emprendieron una lucha de fuerzas con las autoridades públicas por el incumplimiento de las cláusulas contractuales (ConocoPhillips y Exxonmobil). En septiembre del mismo año, Exxonmobil realizó una solicitud de arbitraje contra el Estado venezolano ante el *Centre International de Règlement des Différends Liés à l'Investissement* (CIRDI), vinculado al Banco Mundial, y en diciembre del mismo año, intentó una acción penal en la Corte de Nueva York, y posteriormente en Londres, contra Petróleos de Venezuela, S. A. A través de estos tres procedimientos judiciales, Exxonmobil pretende que el gobierno venezolano sea condenado por el incumplimiento de las cláusulas contractuales relativas a la constitución de asociaciones estratégicas de 1993 y proceder

al congelamiento de los activos financieros con que cuenta Petróleos de Venezuela, S.A. en el extranjero. En febrero de 2008, la Corte de Justicia de Nueva York dio la razón parcialmente a la compañía americana y ordenó el congelamiento de 300 millones de dólares de activos de la *holding* petrolera en lugar de los 12 mil millones de dólares demandados inicialmente. Las cuentas de la matriz de Petróleos de Venezuela, S.A. gozan de inmunidad soberana y no pueden ser tomadas por la justicia. Sólo las cuentas de las filiales pueden ser objeto de una confiscación, como es el caso de PDVSA-Cerro Negro. La justicia británica dio la razón a Exxonmobil ordenando el congelamiento de 12 mil millones de dólares activos en Gran Bretaña, en los Países Bajos y en las Antillas Holandesas. Sin embargo, esta decisión no puede aplicarse debido a que Petróleos de Venezuela, S.A. no tiene activos en estos países. Las nuevas disposiciones se establecerán progresivamente; las prerrogativas del Estado en cuanto a la regulación de las actividades energéticas se extenderán todavía más. Frente a eso, uno puede preguntarse si la industria petrolera venezolana no se está orientando hacia una renacionalización de sus estructuras. Además, ¿resulta beneficioso para el Estado venezolano y para su *holding* persistir en este camino? Finalmente, ¿cuáles pueden ser las alternativas para que se desarrolle la industria petrolera venezolana?

BIBLIOGRAFÍA

- Balzar Guanipa, Ronald (2002), "Cambio institucional, ideología y desempeño económico en Venezuela: 1958-2002", *Temas de Coyuntura*, núm. 45, pp. 87-124.
- Coronel, Gustavo (2003), "PDVSA's Crisis a Tragedy for Venezuela", *Oil and Gas Journal*, vol. 101, núm. 9, pp. 20-23.
- Cisneros-Lavaller Alberto (2003), "Venezuelan Crisis: Oil Policy Implications", *Geopolitics of Energy*, agosto, pp. 7-12.

- Dittrick, Paula (2006), "National Oil Companies Invest beyond Borders", *Oil and Gas Journal*, julio 17, pp. 18-24.
- Kozloff, Nicolas (2006), *Hugo Chávez: Oil, Politics, and the Challenge to the U.S.*, Palgrave Macmillan, Nueva York.
- López Maya, Margarita (2003), "Insurrecciones de 2002 en Venezuela: causas e implicaciones", *Meeting of Latinamerican Studies Association*, Dallas.
- Lander, Luis. E. (2004), "La insurrección de los gerentes: PDVSA y el gobierno de Chávez", *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, vol. 10, núm. 2, mayo-agosto, pp. 13-32.
- Ley orgánica de hidrocarburos (2001), *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, núm. 37 323, 13 de noviembre, Caracas.
- Mendoza Pottella, Carlos (2006), "Vigencia del nacionalismo petrolero", *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, vol. 12, núm. 1, enero-abril, pp. 183-207.
- Mommer, Bernard (2002a), "Venezuela: un nuevo marco legal e institucional petrolero", *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, vol. 8, mayo-agosto, pp. 201-207.
- _____ (2002 b), "Subversive Oil", en Steve Ellner y Daniel Hellinger (eds.), *Venezuelan Politics in the Chávez Era: Polarization and Social Conflict*, Lynne Rienner, noviembre.
- Mora Contreras, Jesús (2006), "La nueva regulación venezolana de los hidrocarburos: ¿base nacional para la integración energética?", en Isabelle Rousseau (comp.), *¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América?*, El Colegio de México, México, pp. 175-196.
- Tremblay, Christian (2004), "La politique sociale du gouvernement Chávez: populisme ou pressions sociales", *Chroniques des Amériques*, núm. 6, Montreal, enero.

- Vikas Elworth, C. (2007), "Oil Companies Adjust as Government Roles Expand", *Oil and Gas Journal*, marzo 27, pp. 18-25, abril 2, pp. 22-26.
- Wertherin, Peter Howard (2005), "Venezuela's Chávez Using Oil for Influence in S. America", *Oil and Gas Journal*, septiembre 5, pp. 28-30.
- Williams, Curtis (2005), "Venezuela Pushes Plan for Cheap Oil in Caribbean", *Oil and Gas Journal*, julio 18, pp. 26-27.

Fuentes estadísticas: MEM Venezuela, PDVSA, PIW.

LA “NACIONALIZACIÓN”
DEL GAS BOLIVIANO. RETOS
Y DIFICULTADES DE UN MODELO
DE INDUSTRIALIZACIÓN
EN DESARROLLO

FRANCK POUPEAU¹

INTRODUCCIÓN

El 1 de mayo de 2006, el gobierno de Evo Morales, elegido desde hace algunos meses a la Presidencia de la República de Bolivia, adoptó la primera medida de su programa de transformación social: la renacionalización del gas boliviano. Este acontecimiento viene a cerrar los movimientos de impugnación que han agitado al país desde finales de los años noventa, y que culminaron en octubre de 2003 con la “Guerra del gas”. Esta insurrección popular, que arrancó con el pretexto de la exportación de los hidrocarburos hacia Chile, había llevado al presidente en turno, Gonzalo Sánchez de Lozada, a dimitir. Él mismo había ordenado una represión militar brutal, causando 80 muertes en El Alto, la periferia popular de la ciudad de La Paz, capital del país y sede del gobierno boliviano. El referéndum de julio de 2004 sobre la gestión de los hidrocarburos² había de ratificar la voluntad

¹ Investigador becario del Instituto Francés de Estudios Andinos (IFEA) de La Paz.

² El referéndum propuesto a los 4.4 millones de electores bolivianos (sobre una población de 9 millones) comprendía cinco preguntas: más del

de reapropiación nacional de los recursos naturales. Esta intención se convirtió en uno de los ejes principales de la campaña de Evo Morales.

A nivel político, lo que está en juego no es menor: las reservas de gas bolivianas ocupan el segundo lugar en América Latina, con una capacidad de 24 000 millones de pies cúbicos (Mmpc).³

Si bien, la “guerra del gas” marcó una ruptura en la historia política boliviana, también contribuyó a encubrir las apuestas económicas por los hidrocarburos: los principales proyectos de exportación de los recursos naturales se hacen en dirección de Brasil y Argentina –y no de Chile– a partir de las zonas fronterizas orientales, principalmente en la zona de Tajira y la región situada al este de Santa Cruz.⁴ Por otra parte, la explotación de los hidrocarburos es heredera de un modelo que –históricamente– ha estado volcado hacia el exterior. En efecto, a principios de los años 2000, más del 54% de la producción, evaluada en 53 trillones de pies-cúbicos,⁵ se destinó a la exportación, contra un 12.6% al mercado interno.⁶ De este mercado interno, el 80.4% de la producción

80% de los votos aprobaron la anulación de la ley que había privatizado los hidrocarburos en 1997; más del 90% aprobaron la recuperación por el Estado boliviano de la propiedad de los hidrocarburos a boca de pozo; más del 85% se pronunció a favor de la reactivación de una compañía pública de los hidrocarburos; cerca del 60% de los votos válidos se pronunciaron a favor de la utilización del gas como “recurso estratégico para obtener un acceso útil y soberano” de Bolivia al océano Pacífico; por último, más del 65% de los votos válidos aprobaron a la vez la exportación de gas que permitiría, mientras tanto, cubrir las necesidades nacionales, y el alza del 50%, de los impuestos sobre el valor de la producción del gas.

³ La producción del gas emplea solamente a 5 700 personas aproximadamente; de estos sólo el 10% es personal calificado en este sector.

⁴ Guillermo Torres (2003).

⁵ Álvaro García (2004).

⁶ El resto se destinó a distintos usos de transformación química (7.9%) y de reinyección en la explotación local (24.8%). Cifras 2002, en Guillermo Torres (2003).

se orienta hacia el uso industrial, contra solamente un 2% hacia el uso doméstico (alrededor de 40 000 hogares).⁷

Es difícil dar mucho crédito a los discursos políticos sobre la nacionalización del gas, cuando la realidad económica muestra que la gestión de este sector es mucho más compleja. En este ámbito, el gobierno de Evo Morales demuestra un pragmatismo que pocos preveían cuando tomó posesión de su mandato en enero de 2006, sobre las marchas de Tiwanaku, lugar sagrado y simbólico, propicio para la reivindicación de los recursos naturales por parte de la población "autóctona". Para entender el reto que representa hoy la nacionalización del gas, es necesario recordar la historia de la explotación de los hidrocarburos en Bolivia durante el siglo xx, así como el proceso de privatización que se llevó a cabo a partir de los años noventa. Sólo así se puede hacer un balance de los proyectos de exportación (realizados o en curso) que el gobierno actual busca implementar.

UNOS RECURSOS NATURALES MUY CODICIADOS

La producción y la comercialización de los hidrocarburos fueron impulsadas por el sector privado, a principios del siglo xx. Pocas veces sirvieron para financiar directamente el desarrollo nacional. Una empresa en particular desempeñó un papel determinante a lo largo del siglo xx: la empresa nacional Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Fue creada en 1936, durante la Guerra del Chaco que opuso Bolivia a Paraguay, y tras la expropiación de la Standard Oil Company of United States, compañía que había descubierto y explotado yacimientos petroleros desde los años veinte. Pero es solamente en los años sesenta que la empresa, alternativamente controlada por el Estado o por empresas ex-

⁷ El resto depende de la venta al menudeo de tanques de gas.

trajeras a lo largo de este periodo, se dedicó a la producción del gas. Un acuerdo con la empresa YPF Argentina permitió explotar yacimientos en la frontera de ambos países, antes de que se firmara en 1967 un contrato para construir un gasoducto entre Bolivia y Argentina, con el apoyo de la sociedad norteamericana William Brothers Co. Las reacciones contra esta alianza impulsaron al presidente de esa época, René Barrientos, a confiar esta obra a un consorcio (YABOG) en el cual YPFB desempeñaría un papel predominante. En 1969, la nacionalización del otro gigante petrolero boliviano, BOGOC (controlado por Gula Oil Corporation, GOC), provocó la fuga de inversiones extranjeras y el embargo sobre las exportaciones de hidrocarburos del país, reduciendo de hecho la producción nacional. Bajo la dictadura del general Bánzer, en los años setenta, se concedió una indemnización a la GOC (un poco más de 100 millones de dólares) a cambio de una financiación del Banco Mundial para concluir el gasoducto hacia Argentina. De manera más general, la Ley sobre los hidrocarburos, promulgada en 1972, permitió las inversiones extranjeras o contratos de explotación con la empresa pública YPFB. Esto se hizo con el fin de respaldar la política de exportación y aumentar la producción, que llegó a 400 Mmpc/d.⁸ El Estado continuó siendo propietario de los yacimientos de hidrocarburos y recibiendo el 50% de los beneficios; y YPFB poseía el monopolio sobre los transportes, la refinería y las exportaciones. Esta situación permaneció estable hasta los años noventa y permitió a YPFB cooperar con alrededor de 120 empresas extranjeras para el petróleo y el gas. La transferencia del excedente económico al Estado llegó a representar, a finales de los años setenta, hasta un 65% del PIB nacional.

La crisis económica internacional se dejó sentir a partir de los años de 1980 con la caída de las ganancias derivadas

⁸ Carlos Miranda Pacheco (1999).

de la explotación de los hidrocarburos, y en particular del petróleo. Aunada a las medidas de ajuste estructural y la capitalización impulsada a partir de 1985 por el ministro de Finanzas, Gonzalo Sánchez de Lozada, la nueva Ley sobre los hidrocarburos (núm. 1194, promulgada en 1990) apareció como una manera de reactivar un sector que declinaba; posibilitando contratos con empresas extranjeras deseosas de invertir en el país (a las que otorgó el derecho de participar en la exploración y la explotación de los pozos). En 1991, cuando llegaron a su fin los acuerdos con Argentina, Brasil —a través de Petrobras— tomó el relevo para orientar la política de exportación de las riquezas naturales. Se firmó en Porto Alegre el convenio para la construcción del gasoducto Río Grande de Campinhas. La llegada de Sánchez de Lozada a la Presidencia de la República, de 1993 a 1997, facilitó esta política, reforzando aún más la orientación liberal del régimen.

LA PRIVATIZACIÓN DEL GAS BOLIVIANO EN LOS AÑOS NOVENTA

Si bien el sector energético boliviano no escapó a las políticas de privatización del Consenso de Washington, no se puede decir que estas hayan transformado radicalmente el modelo económico. De por sí, se trataba de un modelo orientado históricamente hacia la exportación de las riquezas del país. En realidad, se modificó el modo de apropiación del excedente económico generado por los recursos naturales. La capitalización que respaldó la presidencia de Gonzalo Sánchez de Lozada consistió en modificar el marco jurídico en favor de las empresas transnacionales, bajo el pretexto de favorecer las inversiones en el sector de los hidrocarburos. A pesar de las políticas de ajuste estructural, en lo que toca a los recursos naturales, la Ley sobre los hidrocarburos en vigor (núm. 1194, 1990) afirmó la propiedad del Estado

sobre las reservas, la producción y la comercialización del gas, e incluso sobre el uso del excedente económico generado. La Ley sobre los hidrocarburos núm. 1689, promulgada en 1996, mantuvo la propiedad formal del Estado sobre las reservas del gas; sin embargo, entregó esta propiedad a una empresa que producía dentro de un marco comercial, teniendo más posibilidades de construir los ductos necesarios para la exportación.⁹ Mientras que el artículo 5 afirmaba la libre importación-exportación de los hidrocarburos y de sus productos derivados, el artículo 24 acordaba a las empresas dotadas de contratos de “riesgo compartido” con YPFB “el derecho a explorar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida”, con la condición de satisfacer el consumo interno del país así como los contratos preexistentes. Dos días antes del final de su presidencia, Gonzalo Sánchez de Lozada promulgó el Decreto Supremo núm. 24806. Este decreto aprobó los contratos de “riesgo compartido” que concedían “el derecho de propiedad sobre la producción obtenida en pozos de superficie (boca de pozo)”.

Como lo explica Carlos Villegas Quiroga, estos “contratos de riesgo compartido conceden a las empresas extranjeras la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos, a partir del momento en que la explotación se realiza en tierra”.¹⁰ Al acordar a las empresas transnacionales (una decena en total, agrupadas en complejos consorcios) la propiedad de utilizar los recursos, el gobierno boliviano les concedió también el excedente económico generado por esta explotación, aun cuando la constitución precisaba que era una propiedad inalienable del Estado (artículo 139). La ley de 1996 y el decreto de 1997 le dieron la vuelta a los principios constitucionales con los acuerdos sobre los “riesgos compartidos” para exploración y explotación en superficie, sin que se

⁹ Sobre el Estado como condición de la reproducción del monopolio de las compañías petroleras, véase Tania Aillon (2004).

¹⁰ Carlos Villegas (2004).

afirmara oficialmente que hubiera habido una privatización del sector.

Con el caso boliviano, estamos ante una privatización de hecho: concedió toda latitud sobre la comercialización, el transporte, la industrialización y la exportación, al mismo tiempo que quitó todo poder al Estado boliviano en lo que toca a la redistribución del excedente económico. La política de capitalización condujo entonces a dividir YPFB en tres empresas independientes, en las que el sector privado podía invertir como quisiera. Las empresas capitalizadas fueron Chaco, cuyo socio privado es Amoco; Andina, con Pérez Compac, Plus Petrol y Repsol YPF; Transredes, con Enron y Shell. Si se añaden las *joint ventures* (alianzas estratégicas), son más de una veintena de empresas que participaron entonces en la explotación del gas boliviano. Los efectos sobre la producción de gas no fueron inmediatos: las reservas explotadas se multiplicaron por 4.5 alcanzando 32.2 trillones de pies cúbicos (TPC) en 2000. La Superintendencia de los Hidrocarburos —organismo encargado de regular el sector privatizado—¹¹ valuó las inversiones iniciadas por este cambio en 300 mil millones de dólares, y declaró que las reservas de gas destinadas a la explotación se multiplicaron por diez.¹² Esto colocó a Bolivia en el segundo lugar de producción de gas en América Latina, detrás de Venezuela. Este organismo no aclaró, no obstante, que más de la mitad de la producción se destinaría a los mercados norteamericano y brasileño. La compañía brasileña Petrobras controlaba un 50% de las

¹¹ Las superintendencias son organismos que, en los diferentes sectores (banco, comercio, etc.), se encargan de regular los mercados y la acción de las empresas (contratos, competencia, etc.). Se acusa a estas instancias de escaparse del control democrático en la medida en que sus administradores son nombrados directamente por el gobierno.

¹² Las reservas probadas y probables adicionales pasaron de 4.3 a 52.3 trillones de pies cúbicos por año entre 1994 y 2004. Información de YPFB; 1997-2004, YPFB (2004).

reservas declaradas, mientras que el consorcio Pacific LNG reagrupaba Repsol YPF, British Gas y Pan American para un proyecto de exportación hacia Estados Unidos a partir de un puerto chileno.

Otro aspecto, menos conocido, de la ley de 1996 es haber permitido que se “reclasifiquen” los yacimientos de hidrocarburos:¹³ la explotación de los pozos existentes se gravó al 50% mientras que, a partir de esta fecha, la fiscalización de los nuevos pozos sólo fue del 18%. Además de la pérdida de 32% que implicaba esta nueva fiscalización, los efectos sobre las finanzas públicas –ya debilitadas por las políticas de ajuste estructural– se multiplicaron; en efecto, la mayoría de las reservas ya explotadas fueron reemplazadas durante diez años por los nuevos yacimientos (en particular en la región de Tajira). Aunque la privatización del sector de los hidrocarburos no fuera presentada como tal, el cambio de modelo económico asociado a estas leyes hizo pasar de una explotación estatal a una gestión privada mediante las empresas transnacionales deseosas de invertir en el país. Como lo indican Moguillansky y Bielschowky,¹⁴ Bolivia, con Argentina y Perú, han cedido la propiedad de los hidrocarburos a las empresas transnacionales. Ni siquiera Chile, uno de los ejes principales de las políticas de privatización en el subcontinente, cedió sobre este punto ante la presión de los *Chicago Boys*, que vinieron a difundir el Evangelio forjado en el Consenso de Washington.¹⁵ Más aún, en esta cesión de la propiedad de los recursos naturales a las empresas transnacionales, el Estado boliviano ni siquiera generó beneficios susceptibles de posicionar mejor a la economía boliviana en el mercado mundial: la capitalización del sector no se hizo a favor de proyectos de exportación cuyo excedente

¹³ Carlos Villegas (2004).

¹⁴ Graciella Moguillansky y Richardo Bielschowsky (2000).

¹⁵ Yves Dezalay y Bryant Garth (1998).

Cuadro 1. La capitalización de YPBF

<i>Empresa capitalizada</i>	<i>Actividad</i>	<i>Socio privado</i>	<i>Capitalización en millones de dólares</i>	<i>Inversiones al 31 de diciembre de 1999</i>
Chaco	Exploración y producción	Amoco (UK)	306.6	278.5
Andina	Exploración y producción	Pérez Compac, Plus Petrol, YPF (Argentina)	264.7	384.4
Transredes	Transporte (ductos)	Enron (EU) Shell (Holanda)	263.5	544.3
Total	—	—	834.9	1 207.2

Fuente: Lykke E. Andersen y Mauricio Meza (2001).

económico fue utilizado en una mínima parte a favor de la redistribución nacional (solamente 18% de derechos). Esta política no ha dejado de suscitar fuertes resistencias: la “Guerra del gas” de septiembre-octubre de 2003 constituyó un momento culminante.

LOS PROYECTOS DE EXPORTACIÓN DEL GAS BOLIVIANO

Más allá del aspecto político de las movilizaciones, lo que está en juego en estos conflictos sobre el gas es el excedente económico que proviene de la “renta gasera”. Este excedente se evalúa en más o menos 100 000 millones de dólares de EU; representa alrededor de 12 veces el producto nacional bruto de Bolivia (8 000 millones de dólares al año). La idea de exportar el gas hacia Estados Unidos vía Chile, que desencadenó las movilizaciones de octubre de 2003, no era del todo nueva: ya se había negociado bajo la presidencia de Bánzer (1997-2001) por los consorcios Sempra Energy y Pacific LNG. Antes, el desmantelamiento de la empresa nacional YPFB había permitido ofrecer contratos a bajo precio a BP, Amoco y Repsol YPF. Pero, a partir de su regreso al poder en 2002, Gonzalo Sánchez de Lozada había decidido dar un nuevo impulso a la política de exportación. Esto explica en parte la represión de las manifestaciones que se dieron en todo el país para defender la soberanía económica nacional.

En realidad no fue tanto la cuestión de la exportación hacia Chile el problema real del gas boliviano sino más bien los proyectos que existen con Brasil o Argentina. En efecto, éstos son objeto de un control político que es menos visible y las comunidades autóctonas no tienen ni la fuerza, ni la capacidad de organización, ni los recursos simbólicos, menos aun el acceso a los medios nacionales e internacionales para protestar. Ésta fue la interpretación que Micheline

Ladouceur¹⁶ hizo de los proyectos de control de los recursos naturales por las compañías petroleras transnacionales.

Desde 1999, el gasoducto GASBOL, que conecta Bolivia con Brasil, se extiende más de 3 150 km (600 km en Bolivia, a partir del depósito de Río Grande, cerca de Santa Cruz).¹⁷ Se inscribe en un proyecto de integración energético impulsado por el Banco Mundial, a fin de alimentar las industrias del sureste brasileño. Con un valor de dos mil millones de dólares, sirve para la exportación del gas natural de Bolivia. Sin embargo amenaza el frágil ecosistema¹⁸ del Pantanal y Gran Chaco (donde se extienden los 3.4 millones de hectáreas protegidas del bosque seco más grande que se encuentra en América Latina). Incrementa el riesgo, además, de provocar la desaparición de las poblaciones autóctonas (unas 178 comunidades entre guaraní, chiquitanos y ayoreos). Además del gasoducto, el proyecto implicaba la construcción de carreteras, la apertura a la explotación forestal y a la especulación sobre las tierras, provocando la salida de los lugareños. A pesar de los acuerdos firmados con algunas poblaciones autóctonas, agrupadas en las "*Tierras Comunitarias de Origen*", las compañías petroleras compraban, a menudo de manera ilegal y sin compensación, tierras a cambio de la construcción del gasoducto.¹⁹

No solamente las condiciones de explotación fueron fraudulentas sino que, además, en opinión de Micheline Ladouceur, el conjunto del proceso de privatización se realizó de manera ilegal. En 1996, la privatización de YPFB había

¹⁶ Micheline Ladouceur (2003). Para consultar la distribución geográfica de los ductos que se tienen proyectados y los que actualmente están en construcción, véase http://cv.gasnet.com.br/gasnet_br/m_br_mapa.htm/.

¹⁷ Zsusanna Pato (2000).

¹⁸ Existen zonas en el territorio boliviano que se han decretado como no explotables, aunque las empresas han explotado hidrocarburos o minerales.

¹⁹ Marc Gavalda (2003).

transferido el capital de la empresa al consorcio Shell-Enron que controla a la compañía de transporte de hidrocarburos que administraba el gasoducto, Transredes. Sin embargo, ni Enron ni Shell participaron en el financiamiento del proyecto. Por un lado, la construcción del gasoducto fue asumida por Petrobras y, por el otro, el Estado boliviano fue quien financió a las compañías petrolíferas, gracias a la deuda exterior. Los impuestos sobre las exportaciones no significaron una ayuda sustancial para la economía boliviana; al contrario, condujeron a una elevación de los precios de los hidrocarburos que provocó revueltas a lo largo de los años 2000. Además, a partir de 1994, hubo algunos acuerdos entre Enron y Gonzalo Sánchez de Lozada, durante su primera presidencia: por ejemplo, se firmó un primer contrato fantasma que eximía a la empresa de los impuestos bolivianos.²⁰

Este cuadro revela una contradicción en la política de explotación del gas: para explotar los recursos es necesario encontrar mercados. Como el mercado interno genera pocos recursos en comparación con las tasas de exportación, debe encontrarse un equilibrio entre desarrollo interno y financiamiento exterior. Una parte del debate para el referéndum consistió en decidir el nivel de fiscalización de los contratos preexistente. El MAS exigía aumentar los impuestos a las empresas extranjeras: que pasarán del 18% (ley de 1996) al 50% de los beneficios realizados.

A partir de 1999 se construyó, con un subsidio del gobierno estadounidense y de Gas Oriente Boliviano, un segundo ducto –conocido como “ducto Enron”– que conecta Bolivia a Cuiaba, Brasil (340 km). Este proyecto presentó los mismos problemas ecológicos y de propiedad de la tierra: ilegalidad y carencia de compensación real para las poblaciones autóctonas expropiadas –sobre todo si se considera que el gobierno

²⁰ Sobre este punto véase Eca Watch, “Les opérations d’Enron dans la Bolivie”, disponible en <http://www.eca-watch.org/multilang/french/enron-french.html/>.

Cuadro 2. Reservas y solicitudes de gas a principios de la década 2000-2010

<i>Reservas y demandas</i>	<i>Cantidad (TPC)</i>	<i>Porcentaje</i>
Reservas en 2007 (probadas y probables)	52.30	100.0
Mercado interno (20 años)	-1.43	2.7
Conexión de gas de uso doméstico (20 años)	-0.92	1.8
Demanda termoeléctrica (20 años)	-2.70	5.2
Uso petroquímico (20 años)	-1.81	3.5
Exportación a Brasil* (20 años)	-7.92	15.1
Exportación a Cuiaba* (20 años)	-1.29	2.5
Demanda proyecto LNG* (20 años)	-6.43	12.3
Proyecto GTL* (20 años)	-7.30	14.0
Demanda total	-29.80	57.0
Excedente en las reservas	22.50	43.0

* Proyectos de exportación.

Fuente: Ministerio de Minería e Hidrocarburos (2003).

boliviano transfirió a Enron la negociación de los títulos de propiedad sobre los territorios. Los reclamos de las comunidades afectadas con respecto a estos títulos no tuvieron éxito, a pesar de los bloqueos en contra de las obras, a lo largo del año 2000: Enron y Shell amenazaron con enviar al ejército boliviano para patrullar esta zona. Según señala Micheline Ladouceur, este saqueo medioambiental se inscribía en un

conjunto de proyectos de biopiratería, realizados con la complicidad de las ONG's encargadas de los programas oficiales de conservación de los ecosistemas. En cuanto a la última fase de estos proyectos, a partir de 2002, se extendió el gasoducto Bolivia-Brasil, desde Yacuiba-Río Grande en Bolivia (San Alberto y San Antonio), afectando áreas inmensas de reservas. Este proyecto de 431 km (GASYRG) lo controlan Gas Transboliviano, S.A. y el consorcio Transredes, que está compuesto en gran parte por Enron, Shell y Petrobras. El proyecto deja entrever que muy probablemente la extensión del gasoducto se ampliará por el descubrimiento de otras reservas de gas en la Amazonia brasileña, o también por la necesidad de exportar los recursos descubiertos, vía Chile y Perú, hacia Estados Unidos y México.

LA GESTIÓN DEL GOBIERNO DE EVO MORALES

La nacionalización del gas, anunciada triunfalmente en 2006 con la ocupación simbólica de los yacimientos de hidrocarburos por el ejército boliviano, suscitó temor entre los países vecinos y los dirigentes de las grandes empresas afectadas. Muy pronto, sin embargo, el gobierno demostró gran pragmatismo. Las intenciones de expropiación, fuertemente reclamadas por las organizaciones sociales que apoyaban a Evo Morales, se transformaron en una renegociación de los contratos. Así, el director general de Total, Thierry Desmarests,²¹ aseguró que esta renegociación no plantearía problema. Aún más, llegó a reconocer que sería normal porque los contratos iniciales estuvieron muy favorables para las empresas. El mercado de hidrocarburos estaba a la

²¹ *La Razón*, 01-11-2006 (p. A10). El presidente de Total añade que “el aumento del precio del gas en América Latina hace posible incrementar la fiscalización en favor del Estado boliviano y permite una rentabilidad suficiente para justificar nuevas inversiones”.

baja, los países con recursos debieron proponer incentivos para atraer las inversiones extranjeras. Sin embargo, el proceso no estuvo libre de tensiones, en particular con el gobierno brasileño y Petrobras.

La nacionalización, promulgada por el decreto 28701 el 1 de mayo de 2006 y aprobada por el Congreso, consistió realmente en una renegociación de los contratos de explotación de doce empresas transnacionales que operaban en el país: a las empresas se les impuso derechos por el 50% fijo (18% para los departamentos y 32% para el IDH, el Impuesto Directo para los Hidrocarburos). El 50% restante se distribuyó de manera variable: la Ley 3058 sobre los hidrocarburos, promulgada en 2006, permitió una variación en la participación de la empresa nacional YPFB. Mientras que con los antiguos contratos las empresas guardaban el 50% restante de beneficios, los nuevos contratos firmados con YPFB les dejaron una parte (que puede llegar hasta el 50%) en función de las inversiones realizadas durante el periodo 2006-2011.

Según el ministro de Hidrocarburos, Carlos Villegas, esta renegociación permitirá una inversión de cerca de 3 500 millones de dólares americanos. Así pues, el consorcio Repsol/British Gas/British Petroleum previó invertir 900 millones de dólares americanos en Margarita, mientras que el consorcio Total/Exxon Mobil/British Gas garantizó una inversión de 586 millones de dólares en Itaú.

Sin embargo, la situación está lejos de estar tan favorable como lo anunció el ministro. Todos los expertos pronostican una escasez energética para el 2008 por la falta de producción, el déficit de las infraestructuras de transportes y la demanda que sigue aumentando.²² Así, la tasa de crecimiento de la demanda nacional de gas (6.5 trillones de pies

²² Carlos Miranda, Francesco Zaratti, Mauricio Medinacelli y Gustavo Fernández (2007).

cúbicos) es del 33.4% para los usuarios domésticos, el 35.5% para los vehículos, el 18.2% para el comercio y el 2.2% para la industria. Además, al mismo tiempo, Brasil reclama más que los 30 trillones de pies cúbicos que le son concedidos por el contrato GSA que vincula a Petrobras y YPF, mientras la demanda argentina, equivalente a 7.7 trillones de pies cúbicos, no ha podido satisfacerse en su totalidad. Ante los riesgos de escasez anunciados para el año 2008, el presidente de YPF, Guillermo Aruquipa, denunció la imprevisión de los gobiernos anteriores y prometió una reactivación de la producción que daría resultado en 2009.²³ Sin embargo, otras interpretaciones son posibles: desde mayo de 2006, los cambios sucesivos de directores de YPF (dos veces) y del ministro de Hidrocarburos (tres veces) no alentaron la continuidad y la coherencia de la política. Las dificultades para encontrar personal competente, incrementadas por las políticas de contratación clientelistas en el seno de YPF, no contribuyeron a garantizar los rendimientos productivos ni la estabilidad financiera de la empresa nacional. Según Yuseff Akly, gerente de la Cámara nacional de los hidrocarburos, falta una planificación de los recursos y una definición de la matriz energética que permita conocer los combustibles que serán utilizados.²⁴ Queda también por saber si el aumento de la participación del Estado será favorable en caso de que los precios del mercado no sean tan elevados.²⁵ Lo que está en juego es la adecuación económica del modelo de industrialización. Esto constituye un verdadero desafío tanto para los analistas futuros como para el gobierno actual.

²³ *Pulso económico*, 5-11 de octubre de 2007, Entrevista con Guillermo Aruquipa: "El 2008 habrá un boom de inversiones petroleras".

²⁴ *La Razón*, 01-10-07, "Las empresas petroleras proponen planificación", p. A6.

²⁵ Mauricio Medinacelli (2007).

CONCLUSIÓN

Parece que el gobierno de Evo Morales ha tomado muy en serio el reto del gas boliviano. Aún falta saber si la política que se ha implementado y el personal encargado de llevarla a cabo será lo suficientemente eficaz para desembocar en medidas de redistribución social y de reducción de las desigualdades previstas en el programa de campaña del MAS. Es difícil hacer una evaluación objetiva por la poca distancia temporal que se tiene hoy en día con estos eventos. Indudablemente es uno de los rasgos de la vida política de Bolivia: se acumula una serie de dificultades, obstáculos y nuevos acontecimientos que dejan entrever que lo peor está sucediendo... y sin embargo, todo acaba como en la “revolución de Galileo”: al final, cada quien constata que, sin embargo, el proceso está avanzando.

BIBLIOGRAFÍA

- Aillon, Tania (2004), *Monopolios petroleros en Bolivia. La formación de sus ganancias extraordinarias*, La Paz, Plural.
- Dezalay, Yves y Bryant Garth (1998), “Le Washington Consensus, contribution à une sociologie de l’hégémonie du néolibéralisme”, *Actes de la recherche en sciences sociales*, París, marzo, pp. 3-22.
- Diario *La Razón*, varios números.
- Diario *Pulso Económico*, varios números.
- ECA Watch, “Les opération d’Enron dans la Bolivie”, <http://www.eca-watch.org/multilangfrench/enron-french.html/>.
- García, Álvaro (2004), “Nacionalización de los hidrocarburos. Mapa de las posiciones y tomas de posiciones sobre la propiedad del gas”, *El juguete rabioso*, julio, p. 7.

- Gavalda, Marc (2003), *La recolonización. Repsol en América Latina: invasión y resistencias*, Icaria Editorial, Barcelona.
- Ladouceur, Micheline (2003), “Les pétrolières à l’assaut des terres autochtones en Amérique Latine”, *Revue politique mensuelle*, 13, <http://www.alencontre.org/page/Bolivie/bolivie13.html/>.
- Medinacelli, Mauricio (2007), *La nacionalización del nuevo milenio. Cuando el precio fue un aliado*, Fundemos, Hanns Seidel Stiftung, La Paz.
- Ministerio de Minería e Hidrocarburos (2003), *Gas para el desarrollo*, La Paz.
- Miranda, Carlos (1999), “Del descubrimiento petrolífero a la explosión del gas”, en Fernando Campero Prudencio (ed.), *Bolivia en el siglo xx*, Harvard Club de Bolivia, La Paz, pp. 241-268.
- Miranda, Carlos, Francesco Zaratti *et al.* (2007), “Hidrocarburos: un reto para pensar el futuro”, *Tínkazos*, 10 de julio, núm. 22, pp. 27-48.
- Moguillansky, Graciella y Richardo Bielschowsky (2000), *Inversión y reformas económicas en América Latina*, Fondo de Cultura Económica, México.
- Pato, Zsuzanna (2000), *Piping the Forrest, The Bolivia-Brazil Gaz Pipeline*, CEE Bankwatch Network, enero.
- Torres, Guillermo (2003), “Mercado boliviano y latinoamericano de gas natural”, *Foro internacional “Internacionalización del gas boliviano. ¿Sueño o realidad?”*, Superintendencia de Hidrocarburos, La Paz.
- Villegas, Carlos (2004), “Rebelión popular y los derechos de propiedad de los hidrocarburos”, *Revista Observatorio de América Latina*, núm. 12, Clacso, pp. 27-34.
- YPFB (2004), *Informe mensual enero-febrero*, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos.

RESÚMENES DE LOS TEXTOS,
POR AUTOR

ANTONIO MERINO

Latinoamérica no está respondiendo a los elevados precios de la energía con un aumento de la inversión en el sector. Pese a las favorables condiciones económicas en la región, que se están traduciendo en elevado aumento de la demanda, en muchos países la respuesta de la oferta está siendo muy limitada e incluso se está produciendo una reducción en la producción de hidrocarburos. En este artículo se plantea la nueva dinámica de la demanda energética y sus diferencias con las previsiones de las agencias oficiales. Se concluye que el reto de la inversión es clave para evitar que Latinoamérica pudiera pasar a ser, en un futuro no muy lejano, importadora neta de hidrocarburos.

HUGO ALTOMONTE

En este artículo se analizan los resultados y enseñanzas que dejó el proceso de reformas de los mercados eléctricos de América Latina, concluyéndose en la necesidad de disponer de nuevas políticas públicas y de re-estructurar la cadena eléctrica.

Al mismo tiempo a nivel del sector energético en general la región enfrentará condiciones exógenas que elevan la prioridad de los objetivos de política energética largamente identificados en la región y que sin embargo no han concitado la misma atención de los gobiernos en la década pasada: *a)* mejorar la seguridad energética; *b)* promover el ahorro y uso eficiente de la energía; *c)* diversificar las fuentes de la matriz energética y *d)* fomentar la equidad social en el acceso y consumo de energía.

Dado estas prioridades y los déficit y vacíos regulatorios encontrados y presentados en este trabajo, las medidas que se adopten a corto plazo para enfrentar el déficit de inversiones en el sector eléctrico, deberían ser coherentes con esta agenda, cuyos resultados se manifestarán a mediano y largo plazo. En este contexto, para hacer frente al nuevo entorno internacional, la región deberá aplicar reformas de política energética de segunda generación, que complementen las que se implementaron en los años noventa.

Dados los resultados respecto de la concentración de la propiedad y de la reintegración vertical que se ha producido de hecho como resultado de la transnacionalización del subsector cabe preguntarse si las eventuales ventajas de la competencia, que —en la práctica— no habrían ocurrido, compensan la potencial o real vulnerabilidad de los sistemas, con los impactos económicos, ambientales y sociales que podría acarrear el desabastecimiento. Frente a la vulnerabilidad de los sistemas, es fundamental establecer las condiciones bajo las cuales el Estado podría jugar su rol subsidiario. En estos casos, la política pública (por tanto, el Estado) no puede renunciar a recursos económicos, legales e institucionales, para cumplir ese rol subsidiario.

Resulta indispensable que el Estado asegure el abastecimiento y la calidad del suministro. Esto supone coordinar, orientar y planificar el desarrollo del subsector de manera de alcanzar un adecuado equilibrio térmico-hidráulico del parque generador, una elevada confiabilidad del sistema y una diversificación de las fuentes energéticas. La calidad del servicio no sólo busca el bienestar de los usuarios y la protección de sus equipos sino, además, la competitividad de los países.

FRANCIS NOILHAN

La situación de América del Sur es paradójica. A pesar de las importantes reservas, la producción gasera sigue siendo

modesta y varios países sufren restricciones en el abasto. Es el resultado de una falta de inversión en la exploración, la producción y el transporte del gas, causado –en opinión de los países productores– por un precio demasiado bajo de venta del gas. Ante la voluntad de los países productores de valorizar mejor su producción gasera, los países consumidores amenazan frecuentemente con recurrir al gas natural licuado (GNL). Pero esta solución se enfrenta con la realidad económica y el alza de los precios en los mercados del GNL, causada por la competencia entre los países industrializados. Por eso se puede ver en el GNL una herramienta de mediación: permite a los países productores pedir a los países consumidores precios más acorde con los precios internacionales y a los países consumidores limitar la voluntad que tienen los países productores de subir los precios. A largo plazo, las infraestructuras de GNL destinadas a la importación lejana deberían seguir siendo minoritarias y un mejor equilibrio de los precios debería favorecer la reanudación de las inversiones.

EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS

El artículo inicia discutiendo brevemente el significado de la seguridad energética como concepto y reconoce la dificultad que hay para definir de manera precisa este tema. Las opiniones de los expertos se dividen entre aquellos que reconocen la seguridad energética como uno de los temas principales de la política energética y aquellos que le restan importancia. Aquí, se propone abordar este tema desde una perspectiva más amplia, rebasando la dimensión puramente energética. En esa óptica, el artículo enfoca las relaciones de la energía con el desarrollo, la seguridad social y la tecnología. Se aplican estas relaciones a la cuestión de la seguridad energética en los países del Cono Sur, con el afán de revitalizar el concepto de integración energética regional.

SÉBASTIEN VELUT

La organización de la actividad petrolera en Argentina ha sido objeto, desde el descubrimiento del petróleo a principios del siglo xx, de fuertes tensiones para determinar las responsabilidades y beneficios respectivos de los actores privados y públicos. La empresa nacional, si bien tuvo un papel dominante, nunca ha sido un monopolio. Con su privatización en 1993, se ha fortalecido el papel de los actores privados pero también de los gobiernos provinciales. Frente a la fuerte demanda de energía del país, el Estado tiene que experimentar nuevas formas de orientar la actividad.

ANDRE FURTADO

Este artículo se propone analizar la evolución de la compañía petrolera pública brasileña –Petrobras– durante el proceso de apertura económica de los años noventa. Se buscó abrir el mercado interior del petróleo y de los productos derivados del petróleo a las compañías privadas extranjeras y nacionales. Para ello, el gobierno estableció un conjunto de normas permitiendo a Petrobras adquirir mayor autonomía de gestión ante el Estado y, al mismo tiempo, mayor flexibilidad al asociarse con otras empresas y actores privados. Como resultado de esta mayor libertad de acción, la compañía creció, aumentaron sus actividades de producción y se internacionalizó. La transformación de Petrobras en una gran empresa multinacional regional alcanza sus límites en la época actual. Nuestra conclusión es que la apertura a la competencia representa una amenaza únicamente para los actores que son débiles estructuralmente, como es el caso de la industria para-petrolera brasileña. En esta situación, es aconsejable introducir políticas compensadoras.

ALICIA PUYANA

Desde la segunda década del siglo xx, en el imaginario colectivo Colombia es una potencia petrolera, como Venezuela. Este mito inspiró la política petrolera de maximizar la renta y minimizar riesgos y, por razones ideológicas, impedir a Ecopetrol invertir y renovar reservas. El retorno a las concesiones y la venta de parte del patrimonio nacional, cuando se disparan los precios externos, refleja el fracaso de la errática y errónea política petrolera y es el triunfo del intento permanente del capital privado de captar la mayor tajada de la renta, sin garantizar la seguridad energética.

ISABELLE ROUSSEAU

Este artículo pretende ofrecer una visión de los problemas organizacionales e industriales que han afectado a Pemex y a la industria petrolera mexicana desde hace varios años. Se analizará asimismo la reforma que fue aprobada el 28 de octubre de 2008, destacando sus avances y sus limitantes para solucionar la crisis que conocen tanto la paraestatal como la industria.

JESÚS MORA

A pesar de que Chile y Argentina decidieron hace poco más de una década integrar sus mercados energéticos, cada uno afronta ahora los desafíos ligados a la industria del gas natural. Después de aplicar programas de reformas para privatizar y desregular su sector energético, Argentina dispuso de excedentes de gas para exportar. Chile apareció entonces casi como candidato natural para importarlo. Sin embargo, desde el inicio de la década actual, Argentina tuvo que adoptar un programa de recortes a la exportación de gas,

y Chile ha optado por avanzar en la construcción de plantas de re-gasificación de GNL.

ACHRAF BENHASSINE

Desde 2005, el gobierno venezolano ha adoptado una actitud de confrontación en materia de hidrocarburos. Esto lo ha llevado a eliminar las prerrogativas de PDVSA, a redefinir los términos contractuales, así como sus relaciones con los operadores petroleros privados y a utilizar los recursos naturales para iniciar procesos de integración regional y cooperación internacional. En este artículo, nos cuestionaremos sobre los alcances y los límites de la política petrolera bolivariana iniciada por el gobierno de Chávez. ¿Qué pasa con la actividad petrolera y gasera?, ¿cómo evolucionan las relaciones entre los distintos actores de la industria?, y ¿cómo se plantean las iniciativas de integración regional y de cooperación internacional?

FRANCK POUPEAU

La re-estatización del gas boliviano es uno de los ejes principales del plan de transformación social del gobierno de Evo Morales. La explotación de hidrocarburos en Bolivia, segundo productor de este recurso en América Latina, ha sido un proceso complejo que inició a principios del siglo xx, impulsado por el sector privado.

Este artículo tiene como meta analizar los retos asociados con la última nacionalización del gas –tanto en la gestión de este recurso como en sus efectos para la economía boliviana. Para ello, en primer lugar, se presenta un recuento de la evolución de la industria de los hidrocarburos, desde su origen hasta la década de los noventa. Posteriormente, se discute el particular proceso de privatización del gas, emprendido a partir de los postulados del Consenso de Washington, y

caracterizado por un cambio de modelo económico en la gestión de los hidrocarburos que condujo a una privatización *de facto* aunque nunca haya sido anunciada como tal.

La tercera parte explica cómo la evolución de las exportaciones gaseras –bajo el mandato de Sánchez de Lozada– ha influido en las manifestaciones sociales a favor de la soberanía económica estatal. Finalmente, se analizan las estrategias del gobierno de Evo Morales para la gestión del gas, poniendo especial énfasis en los efectos que ha tenido la segunda nacionalización de este recurso.

GLOSARIO

AIE: Agencia Internacional de Energía

Es un organismo intergubernamental que fue creado el 18 de noviembre de 1974, en el seno de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). En la actualidad, 26 naciones industrializadas la componen. Encargada de velar por el equilibrio entre oferta y demanda de energía, agrupa las estadísticas de energía internacionales y coopera en el desarrollo de la política energética, comprometida con el crecimiento económico y el cuidado ambiental. México es miembro del organismo.

Barril

Unidad volumétrica de medida internacional. Se utiliza en la industria petrolera para medir las cantidades de petróleo crudo. Un barril equivale a 159 litros.

Brent

Nombre de un yacimiento de petróleo crudo del Mar del Norte. El petróleo de Brent es representativo del crudo de esta región. Su precio es cotizado en Londres.

El mercado Brent es el término genérico que se da a un complejo conjunto de mercados interconectados que están vinculados con el comercio de la mezcla británica de crudo Brent. Dicha mezcla se obtiene de la producción de los campos donde se emplean sistemas del oleoducto Brent y Nimian.

BTU: British Thermal Unit.

Unidad inglesa que se aplica al gas natural: mide el poder calorífico del gas natural. Es la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit. Es equivalente a 252 calorías. El precio del gas natural se calcula en dólares (o euros) por millones de BTU (es decir, se mide en función de su poder calorífico).

Cadena de valor

Suma acumulada de costos, valores agregados, ganancias y deducciones en toda la cadena, desde el descubrimiento del yacimiento hasta la gasolinera o el punto de distribución de gas.

Combustóleo

En México, por lo menos, se consideran dos tipos de combustóleo. El primero es el residuo del proceso de refinación primaria del crudo, que se llama combustóleo “residual” o “pesado”. El segundo resulta de lo último que queda de la destilación fraccionada en la refinación primaria, o sea, la última parte del petróleo que hierve y luego es condensada; se llama combustóleo “ligero”.

Costo de oportunidad

Representa el valor de un producto en un uso alternativo; su precio se fija en relación con el precio que tiene este mismo producto a la exportación, lo cual permite eliminar toda subvención de parte del Estado.

Costo de transacción

Los costos de transacción cubren los gastos que representa llevar a cabo una transacción tanto de compra como de venta.

Desregulación

Proceso que busca introducir la competencia en donde es viable (y donde es deseable, en opinión de los que toman

decisiones). Asimilada a la liberalización de los mercados, no implica, sin embargo, la supresión de la regulación sino su transformación.

Desarrollo sustentable

En sí, es un desarrollo que genera las condiciones de su propia continuidad. Incluye programas (públicos o privados) que buscan satisfacer las necesidades esenciales de la población y proveer un crecimiento económico en beneficio del hombre, sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones.

Downstream / aguas abajo

Actividades situadas “hacia abajo” en la industria petrolera. Se refieren básicamente a las actividades de transformación de los hidrocarburos (refinación, petroquímica) y a las instalaciones existentes dedicadas a la distribución, transporte y comercialización de productos petrolíferos y gas.

Dubai

El mercado Dubai consiste en el comercio anticipado de cargamentos de petróleo crudo Dubai Fatch. Los principales participantes se encuentran ubicados en Londres o en Estados Unidos y son los mismos en esencia que participan en el mercado Brent. Aunque se han hecho varios intentos para establecer contratos de futuro para el petróleo Dubai, ninguno ha tenido éxito.

Existencias

Las reservas que se tienen almacenadas en instalaciones, generalmente construidas con ese propósito. En ocasiones se confunde, o se usan como equivalentes al término “reservas” (cuya definición se encuentra mencionada posteriormente). La diferencia entre ambos es que las reservas designan la producción de largo plazo y las existencias influyen en fluctuaciones de corto plazo de los precios.

Exploración

Actividades de reconocimiento geológico y otras orientadas a determinar los sitios en que existen altas probabilidades de encontrar yacimientos de hidrocarburos. La exploración incluye también la determinación aproximada de las cantidades de hidrocarburos en cada área.

Extracción

Es la actividad mediante la cual a través de los pozos perforados y ya preparados para ser operados se sacan a la superficie los hidrocarburos existentes en los yacimientos. En una primera etapa (llamada *brotante o fluyente*), el petróleo sale empujado por la presión que hay en el yacimiento. Cuando tiende a agotarse la presión del yacimiento, se recurre a los llamados métodos de *recuperación secundaria*, consistentes en inyectar gas o agua o, en algunos casos, nitrógeno, para que el yacimiento recupere presión y el petróleo vuelva a fluir hacia la superficie.

Fraccionamiento de líquidos del gas

Destilación a temperaturas moderadas (menos de 180° C) de líquidos del gas natural, obteniéndose gas licuado de petróleo (LP), gasolinas naturales y diesel (menos de 2 por ciento).

Gas licuado (GL)

Es la mezcla de hidrocarburos gaseosos (propano y butanos) que se obtiene de la refinación del petróleo crudo y de la condensación de los líquidos del gas natural.

Gas natural (GN)

Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos existente en yacimientos del subsuelo cuyo principal componente es el metano, y suele incluir etano y otros hidrocarburos ligeros denominados *líquidos del gas natural* (como el propano, butanos, pentanos y otros más pesados).

Gas Natural Licuado (GNL)

Con objeto de poder transportar el gas natural en barco a grandes distancias, se licua el gas a la salida del pozo y se re-gasifica al arribo. En estas condiciones, un metro cúbico de gas natural licuado representa 600 metros cúbicos de gas natural.

Hidrocarburos

Son compuestos formados exclusivamente por átomos de carbono e hidrógeno en diferentes combinaciones. Los más ricos en hidrógeno son denominados saturados y constituyen los principales componentes que forman el petróleo crudo y el gas natural. Cada combinación da lugar a un hidrocarburo específico. El más ligero y sencillo es el metano.

La importancia económica de los hidrocarburos es que ahora y en el futuro previsible (30 años, por lo menos), son y serán la principal fuente de energía y de materias primas industriales para el sistema económico mundial. Su importancia estratégica es todavía mayor por ser un producto no renovable y escaso. Las reservas de hidrocarburos se concentran en pocas regiones del mundo y están alejadas de los grandes centros de consumo.

Mercado spot

Mercado en el que las transacciones se hacen al contado y día a día. El mercado de entrega inmediata para cargamentos transportados por mar se encuentra dominado por marcadores de precio que toman como punto de referencia el Brent “fechado”. Este es el marcador para el mercado “spot” del mar del Norte (tanto en el Reino Unido como en Noruega), al igual que para el comercio de crudos de África occidental y el petróleo que se comercia en el Mediterráneo. En otras partes, los precios del limitado comercio de crudo del Medio Oriente para entrega inmediata, se determina en función de los diferenciales de los precios oficiales. Lo mismo ocurre

con los crudos indonesios y del Lejano Oriente. El comercio inmediato en Estados Unidos para el crudo enviado por oleoductos tiende a fijar sus precios en relación con el WTI. Es también el caso del único crudo estadounidense importante que se transporta por mar: el Alaskan North Slope (ANS).

Monopolio natural

Es esencialmente en las industrias de red donde se encuentran los monopolios naturales. El transporte de la electricidad es un monopolio natural dado que sería poco económico tener dos redes en competencia. Reconocido como tal, el monopolio natural debe ser regulado para que la empresa poseedora del mismo no sea tentada por las deducciones excesivas y para que vele además por las ganancias de productividad y por las inversiones necesarias.

OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo)

La OPEP fue fundada en 1960 por cinco países productores de petróleo: Arabia Saudita, Irak, Irán, Kuwait y Venezuela. Fue una respuesta defensiva a la evolución desfavorable de los precios del crudo al final de los años cincuenta y a la política de las grandes compañías en materia de precios. Su objetivo básico consistió en regular la oferta y el precio mundial del petróleo al negociar y fijar para cada uno de sus miembros precios mínimos y volúmenes máximos de exportación. Fue una estrategia exitosa de 1973 hasta principios de los ochenta. Desde entonces, su influencia se ha debilitado sobre el mercado petrolero internacional; sin embargo, ha vuelto a ganar peso con el ascenso de los precios del crudo a principios de 1999.

Petróleo crudo

Es una mezcla de hidrocarburos naturales que, en fase líquida, existe en yacimientos del subsuelo. Es la principal

fuente de combustibles para todo tipo de transporte (terrestre, marítimo y aéreo) y origen de otros energéticos para la industria y la generación de electricidad.

Petróleo crudo ligero

Es un crudo cuya densidad API es superior a 27 grados API. En México, el crudo tipo Olmeca tiene una densidad de 39.3 grados API y está calificado como súper ligero. El crudo tipo Istmo (ligero) tiene una densidad de 33.6 grados API.

Petróleo crudo pesado

Es un crudo cuya densidad API es igual o inferior a 27.0 grados API. En México, el crudo tipo Maya (el más común) tiene una densidad de 22.0 grados API.

Poder de mercado

Es la capacidad de una o más empresas de establecer permanentemente los precios que difieren del precio de equilibrio.

Refinación

Conjunto de procesos físicos y químicos (destilación, conversión y tratamiento) a los cuales son sometidos los hidrocarburos para obtener diferentes tipos de combustibles, productos especiales (lubricantes, parafinas, grasas, asfaltos) y materias primas para la industria petroquímica básica.

Regulación

Término que designa las modalidades de las industrias que poseen ciertas características de monopolio natural. La regulación, en sentido amplio, implica una serie de medidas e intervenciones tomadas a diferentes niveles (local, nacional, regional, mundial) para corregir y enmarcar el simple juego de mercado.

Rentas

Reflejan de manera general las diferencias que pueden existir entre los costos y los precios. Se distinguen dos grandes categorías de rentas. Las rentas diferenciales constituyen la primera y se fundan sobre las diferencias de costos de producción y la renta más baja posible en las condiciones más favorables para la producción (la renta absoluta). En caso de monopolio, las rentas de monopolio constituyen la segunda categoría y están ligadas a la existencia de un poder de monopolio, individual o colectivo, que permite aumentar los precios. Al tener el monopolio la condición privilegiada tiene, por lo tanto, la mayor utilidad.

Reservas

En la industria petrolera se suele clasificar las reservas de hidrocarburos de tres formas: reservas probadas, probables y posibles. Las reservas probadas indican el volumen de hidrocarburos cuya existencia en los yacimientos ha sido confirmada y que, de ser explotados a ritmos técnicamente adecuados, pueden ser extraídos del subsuelo casi en su totalidad en condiciones económicamente rentables dados los precios vigentes y los métodos y técnicas de explotación disponibles. Las reservas probables son las cantidades adicionales de hidrocarburos que la información geológica y técnica de la reserva permite recuperar. Las reservas posibles son las estimaciones de cantidades adicionales de hidrocarburos que existen en los yacimientos hasta ahora desconocidos, así como sobre el petróleo no convencional (petróleo pesado, arenas bituminosas, etcétera). Sin embargo, para evitar que se inflen las reservas, la SEC (Security Exchange Commission) de Estados Unidos, por ejemplo, sólo reconoce las reservas probadas como válidas, y usa criterios más rigurosos.

Shock petrolero

Designa el movimiento brusco sobre los precios del petróleo (al alza, por supuesto). Para que se pueda hablar de “shock”, se estima que el movimiento al alza debe perdurar más de seis meses.

Tep (Tonelada equivalente de petróleo)

Es una unidad que permite equiparar al petróleo con otras formas de energía.

1 Tep = 1.5 toneladas de carbón, 1 000 metros cúbicos de gas natural.

Estas conversiones simplificadas no toman en cuenta el poder calorífico específico de las diferentes categorías de petróleo, de carbón y de gas natural.

Unidades de medida

Las unidades de medida energéticas (volumen, poder calorífico, potencia) y sus equivalencias dan lugar a ejercicios complejos. Las más comunes son:

- 1 tonelada métrica de petróleo crudo = 7.3 barriles (la correspondencia exacta depende de la densidad del petróleo considerado).
- 1 barril = 159 litros.
- 1 millón de barriles por día = 50 millones de toneladas por año.
- 1 metro cúbico de gas natural = 1 kg de petróleo crudo = 40 000 BTU (British Thermal Unit).

Upstream /aguas arriba

Actividades situadas “hacia arriba” de la industria petrolera: básicamente las actividades de exploración y producción, las cuales usualmente se mencionan por las siglas E&P.

West Texas Intermediate (WTI)

El comercio de WTI se centra en los contratos de futuro de crudos dulces y ligeros del New York Mercantile Exchange (NYMEX). Si bien el volumen de este mercado es considerablemente mayor que el del Brent, su utilidad como crudo marcador se encuentra limitada por una serie de razones.

SIGLAS, ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y TÉRMINOS ESPECIALES

- ALADI: Asociación Latinoamericana de Integración.
ALALC: Asociación Latinoamericana de Libre Comercio.
ALBA: Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América.
ALCA: Área de Libre Comercio de las Américas.
ANCAP: Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (Uruguay).
ANH: Comisión Nacional de Hidrocarburos (Colombia).
ANP: Agencia Nacional de Petróleo (Brasil).
ASF: Auditoría Suprema de la Federación.
Bancomext: Banco de Comercio Exterior (México).
BID: Banco Interamericano de Desarrollo.
BM: Banco Mundial.
BP: British Petroleum.
CACE: Comité Andino para la Coordinación Energética.
CAF: Corporación Andina de Fomento.
CAN: Comunidad Andina de Naciones.
CDEC: Centro de Despacho Económico de Cargas.
CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
CEPE: Corporación Estatal Petrolera del Ecuador.
CFC: Comisión Federal de Competencia.
CFE: Comisión Federal de Electricidad (México).
CIGMA: Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho.
CIRDI: Centro Internacional de Solución de los Conflictos Relativos a las Inversiones.
CNE: Comisión Nacional de Energía (Chile).

- CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos (México).
- CNP: Consejo Nacional del Petróleo (Brasil).
- CNPC: China National Petroleum Corporation (compañía china).
- CRE: Comisión Reguladora de Energía (México).
- CSM: Contratos de Servicios Múltiples.
- DOE: Department of Energy (Estados Unidos).
- Ecopetrol: Empresa Colombiana de Petróleo.
- ECT: Energy Charter Treaty.
- EIA: Energy Information Administration (sección del Department of Energy, Estados Unidos).
- Endesa: Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (Chile).
- ENAP: Empresa Nacional de Petróleo (Chile).
- Enarsa: Energía Argentina, Sociedad Anónima.
- EPC: Engineering, Procurement and Construction.
- FAP: Frente Amplio Progresista (México).
- FMI: Fondo Monetario Internacional.
- FPSO: Floating Production Storage and Offloading.
- Fondespa: Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País.
- GATT: Acuerdo General de Tarifas y Aranceles.
- Gazprom: Acrónimo de Gazovaia Promychlennost, es decir “Industria Gasera”.
- GDI: Gaz de France Internacional.
- GLP: Gas Licuado del Petróleo.
- GNEA: Gasoducto del Nordeste Argentino.
- GNL: Gas Natural Licuado.
- GTEAN: Grupo de Trabajo de Energía de América del Norte.
- I&D: Investigación y Desarrollo.
- ICB: Initiative for the Caribbean Bassin.
- IMP: Instituto Mexicano del Petróleo.
- IPP: Independent Power Producer.
- KMZ: Ku Malob Zaap (yacimiento gigante en el Golfo de México).
- LFCE: Ley Federal de Competencia Económica (México).

Lukoil (Langepasneftegaz, Uraineftegaz Kogalymneftegaz):
Compañía petrolera rusa que agrupó –en el momento de su creación– varias empresas especializadas en la extracción de petróleo.

Mercosur: Mercado Común Sudamericano.

NAI: Núcleos de Articulación de la Industria.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.

OMC: Organización Mundial de Comercio.

ONGC: Oil and Natural Gas Corporation (compañía de la India).

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo.

OXXY: Occidental Petroleum Corporation.

PAN: Partido Acción Nacional (México).

PDVSA: Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima.

Pemex: Petróleos Mexicanos.

PEP: Pemex Exploración y Producción.

Petrobras: Petroleo Brasileiro, S.A.

Petroecuador: Petróleos del Ecuador.

Petronas: Acrónimo de Petroliam Nasional Berhad (compañía de Malasia).

PGPB: Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Pidiregas: Proyectos de Infraestructura Diferidos en el Registro del Gasto.

PMI: Pemex Comercio Internacional, S.A. de C.V.

PRD: Partido de la Revolución Democrática (México).

PRI: Partido Revolucionario Institucional (México).

PRT: Petroleum Revenue Tax.

Repsol YPF: Repsol-Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

SE: Seguridad Energética.

SEC: Securities and Exchange Commission (Estados Unidos).

Sener: Secretaría de Energía (México).

SFP: Secretaría de la Función Pública.

SICA: Sistema de Integración Centroamericano.

STPRM: Sindicato de Trabajadores del Petróleo de la República Mexicana.

SNG: Sistema Nacional de Gasoductos.

TIR: Tasa Interna de Retorno (o Tasa Interna de Rentabilidad).

TLCAN: Tratado de Libre Comercio de América del Norte.

USGS: United States Geological Survey.

YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

b/d: Barriles diarios.

bpe: Barriles equivalentes de Petróleo.

E&P: Exploración y Producción.

GNL: Gas Natural Licuado.

GPL: Gas de Petróleo Licuado (Propano y Butanos).

GW: Gigawatts.

ID: Investigación y Desarrollo.

Mbpe: Miles de barriles de petróleo equivalente.

MPG: Millas por galón.

Mmbpce: Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo.

MW: Megawatts.

Tep: Toneladas equivalentes de petróleo.

*América Latina y petróleo: los desafíos políticos
y económicos. De cara al siglo XXI*
se terminó de imprimir en mayo de 2010
en los talleres de Formación Gráfica, S.A. de C.V.
Matamoros 112, col. Raúl Romero
57630 Ciudad Nezahualcóyotl, Estado de México.
Tipografía y formación: Irma Martínez Hidalgo.
Cuidó la edición la Dirección de Publicaciones de
El Colegio de México.

Si bien, a primera vista, el panorama latinoamericano luce bastante optimista en términos energéticos (autosuficiencia petrolera de muchos países de la región, por ejemplo), sin embargo una lectura más atenta de la situación subraya una seria de carencias y desafíos (políticos, institucionales, en cuanto a inversiones) que la región habrá que enfrentar y resolver en los años próximos so pena de poner en riesgo su seguridad energética.

En este contexto, algunas de las preguntas centrales que animan las reflexiones del libro son las siguientes:

¿Qué tipo de resultados y de enseñanzas –en términos de inversiones y de estrategias de empresas– nos dejan los procesos de reforma que se han llevado a cabo así como la creación de un nuevo marco regulatorio, en particular en la industria eléctrica de América Central y del Sur?

¿Cómo esta región –en particular el Cono Sur– va a enfrentar su dependencia creciente en relación con el gas natural que ha llegado a ser un componente esencial en la producción de electricidad?

¿Cuáles son las ventajas y los defectos de los diferentes tipos de arquitectura organizacional e institucional de la industria petrolera que coexisten en América Latina?

Y finalmente, ¿Cuáles son las perspectivas del proyecto bolivariano y del uso claramente político que un país como Venezuela hace de sus recursos petroleros? ¿Cuáles son las condiciones y los desafíos que estas nuevas posturas plantean a PDVSA (la empresa petrolera nacional), así como a los diversos operadores internacionales?

ISBN: 978-607-462-092-4



EL COLEGIO
DE MÉXICO