

# FUTURO DE LA ENERGÍA EN MÉXICO



**José Luis Calva**  
Coordinador

**José Luis Apodaca Villareal**  
**Leticia Armenta Fraire**

**Fabio Barbosa**

**Gerardo R. Bazán Navarrete**

**Roberto Best y Brown**

**Jesús Cuevas Salgado**

**Ángel de la Vega Navarro**

**Luca Ferrari**

**Sergio Martín Galina Hidalgo**

**Genice Kirat Grande Acosta**

**Jorge Marcial Islas Samperio**

**Nora Lina Montes**

**Edgar Ocampo Téllez**

**Daniel Alejandro Pacheco Rojas**

**Guadalupe Pérez Morales**

**Miguel Reyes Hernández**

**Víctor Rodríguez Padilla**

**José Antonio Rojas Nieto**

**Daniel Romo Rico**

**Rosío Vargas**

**México 2018-2024:  
Nueva estrategia  
de desarrollo  
Volumen 8**

**CONSEJO NACIONAL DE UNIVERSITARIOS**





# FUTURO DE LA ENERGÍA EN MÉXICO

José Luis Calva  
(Coordinador)

*Textos*

José Luis Apodaca Villarreal, Leticia Armenta Fraire, Fabio Barbosa,  
Gerardo R. Bazán Navarrete, Robert Best y Brown, José Luis Calva,  
Jesús Cuevas Salgado, Ángel de la Vega Navarro, Luca Ferrari,  
Sergio Martín Galina Hidalgo, Genice Kiray Grande Acosta, Jorge Marcial Islas Samperio,  
Nora Lina Montes, Edgar Ocampo Téllez, Daniel Alejandro Pacheco Rojas,  
Guadalupe Pérez Morales, Víctor Rodríguez Padilla, José Antonio Rojas Nieto,  
Daniel Romo Rico, Rosío Vargas

Instituciones de adscripción de los autores de este volumen



JUAN PABLOS EDITOR  
CONSEJO NACIONAL DE UNIVERSITARIOS

MÉXICO, 2019

Los trabajos de investigación incluidos en este libro han sido arbitrados por pares académicos.

---

Futuro de la energía en México / José Luis Calva, coordinador. - - México : Juan Pablos Editor, 2019

1a. edición

311 p. : ilustraciones ; 16 x 23 cm (Col. México 2018-2024: Nueva estrategia de desarrollo, volumen 8)

ISBN de la obra completa: 978-607-711-474-1

ISBN del volumen 8: 978-607-711-501-4

T. 1. Recursos energéticos renovables - México

TJ808 F88

---

FUTURO DE LA ENERGÍA EN MÉXICO

Volumen 8

México 2018-2024: Nueva estrategia de desarrollo

José Luis Calva (coordinador), José Luis Apodaca Villarreal, Leticia Armenta Fraire, Fabio Barbosa, Gerardo R. Bazán Navarrete, Robert Best y Brown, Jesús Cuevas Salgado, Ángel de la Vega Navarro, Luca Ferrari, Sergio Martín Galina Hidalgo, Genice Kiray Grande Acosta, Jorge Marcial Islas Samperio, Nora Lina Montes, Edgar Ocampo Téllez, Daniel Alejandro Pacheco Rojas, Guadalupe Pérez Morales, Víctor Rodríguez Padilla, José Antonio Rojas Nieto, Daniel Romo Rico, Rosío Vargas

Primera edición, 2019

D.R. © 2019, Juan Pablos Editor, S.A.

2a. Cerrada de Belisario Domínguez 19,

Col. del Carmen, Alcaldía de Coyoacán

04100, Ciudad de México

<juanpabloseditor@gmail.com>

D.R. © 2019, Consejo Nacional de Universitarios por una Nueva Estrategia de Desarrollo

Copilco 319, Planta Alta, Col. Copilco Universidad

Alcaldía de Coyoacán, 04360, Ciudad de México

<www.consej NACIONALDEUNIVERSITARIOS.ORG>

ISBN de la obra completa: 978-607-711-474-1

ISBN del volumen 8: 978-607-711-501-4

Elaborado en México/Reservados los derechos

## ÍNDICE

Prólogo <i>José Luis Calva</i>	7
-----------------------------------	---

### PRIMERA SECCIÓN CRISIS ENERGÉTICA MUNDIAL Y FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA

Tendencias globales en energía y perspectiva de México <i>Luca Ferrari y Edgar Ocampo Téllez</i>	17
Transformación de los sistemas energéticos: componente fundamental de un nuevo crecimiento y de los esfuerzos para enfrentar el cambio climático <i>Ángel de la Vega Navarro y Daniel Alejandro Pacheco Rojas</i>	45

### SEGUNDA SECCIÓN TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

Incompatibilidades y regresiones de la reforma energética sobre las metas ambientales y de impulso a las energías renovables en el sector eléctrico <i>Jorge Marcial Islas Samperio y Genice Kirat Grande Acosta</i>	67
La alternativa de las fuentes renovables de energía en México <i>Roberto Best y Brown y Guadalupe Pérez Morales</i>	87

TERCERA SECCIÓN  
INDUSTRIAS PETROLERA, PETROQUÍMICA  
Y DEL GAS NATURAL

México: nuevo país importador neto de hidrocarburos <i>Fabio Barbosa</i>	103
Transformación industrial de Pemex: políticas públicas enigmáticas <i>Gerardo R. Bazán Navarrete y Jesús Cuevas Salgado</i>	126
Producción y suministro de gas natural en México <i>Rosío Vargas</i>	137
Petroquímica para el desarrollo económico <i>Leticia Armenta Fraire</i>	157

CUARTA SECCIÓN  
GENERACIÓN Y SUMINISTRO  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Industria eléctrica: generación y suministro de electricidad <i>José Luis Apodaca Villareal</i>	171
Mercado eléctrico mayorista <i>José Antonio Rojas Nieto</i>	196
Los requerimientos hídricos del sector eléctrico y el problema del agua en México <i>Nora Lina Montes</i>	221

QUINTA SECCIÓN  
DEL EXTRAVÍO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA  
AL RELANZAMIENTO DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

El extravío de la política energética <i>Victor Rodríguez Padilla</i>	253
Hacia el relanzamiento de Pemex <i>Daniel Romo Rico y Sergio Martín Galina Hidalgo</i>	269
El renacer del sector energético nacional <i>Victor Rodríguez Padilla</i>	284

# FUTURO DE LA ENERGÍA EN MÉXICO

## PRÓLOGO

JOSÉ LUIS CALVA\*

Para promover el respaldo popular a su iniciativa de reforma energética, el gobierno de Enrique Peña Nieto aseguró que su aplicación permitiría elevar la producción de petróleo crudo de 2.5 millones de barriles diarios en 2013 a 3 millones en 2018; y que la producción de gas natural pasaría de 6.2 millones de pies cúbicos diarios en 2013 a 8 millones en 2018 (Gobierno de la República, *Reforma energética*, México, 2014). Pero ocurrió lo contrario: en vez de aumentar, la producción de petróleo crudo disminuyó a 1.95 millones de barriles diarios (mdbd) en 2017 y a 1.86 mdbd en el periodo enero-septiembre 2018; y la producción de gas natural disminuyó a 5.07 millones de pies cúbicos diarios (mdpcd) en 2017 y a 4.85 mdpcd en enero-septiembre de 2018 (PEMEX, *Indicadores petroleros*).

Como expresión de sabiduría popular, la mayoría de los mexicanos se opusieron a la reforma energética: en la encuesta de opinión realizada por el Centro de Investigaciones y Desarrollo Económico, el 65% de los entrevistados se manifestó en contra de la inversión extranjera en la industria petrolera (CIDE: *México, las Américas y el mundo 2012-2013. Política exterior: opinión pública y líderes*, abril 2013); y en la encuesta del Centro de Estudios de Opinión Pública, el 55% de los entrevistados dijo estar de acuerdo con la frase “la inversión extranjera en materia petrolera es un ataque a la soberanía nacional”, mientras que sobre la “explotación de petróleo en aguas profundas”, el 73% manifestó que “PEMEX debería desarrollar su propia tecnología”, y sólo 24% dijo que “prefería que se asociara con empresas internacionales” (CESOP: *Encuesta telefónica acerca de PEMEX y la Reforma Energética*, julio de 2013).

Ahora bien: ¿por qué la apertura de la industria petrolera a la inversión privada nacional y extranjera no trajo consigo el incremento de la producción primaria de hidrocarburos, sino más bien su drástica caída? Entre las

\* Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Nacional Autónoma de México.

razones de corto plazo que explican este desastre, ampliamente analizadas en este volumen, destacaremos dos. La primera es que bajo la expectativa de un enorme torrente de inversión extranjera, el gobierno de Peña Nieto redujo drásticamente la inversión de PEMEX (-53.5% en términos reales entre 2014 y 2017), a grado tal que la perforación de pozos exploratorios se redujo 39.1% y la perforación de pozos en desarrollo cayó 96.1% (PEMEX, *Anuario estadístico 2017*). La segunda razón es que la inversión extranjera, sobre todo la que se esperaba para extraer el petróleo de aguas profundas, se paró en seco por la caída de los precios internacionales del crudo, que afectó las inversiones petroleras no sólo en México sino en todo el mundo. Como observan Ferrari y Ocampo en este volumen: “los megaproyectos de aguas profundas o en regiones terrestres alejadas [...] se pueden concretar sólo si las empresas vislumbran que habrá precios de venta del crudo superiores al precio de equilibrio a mediano y largo plazo”, que para el caso del petróleo de aguas profundas “ronda los 65 dólares por barril”. Mala suerte: los precios internacionales cayeron drásticamente: el Brent bajó de 99.9 dólares por barril en 2014 a 53.35 dólares en 2015, y a 43.55 dólares en 2016. Efecto: la industria petrolera reaccionó con una drástica disminución de sus inversiones. Los tesoros depositados en el fondo del océano, tan publicitados por Calderón, y que Peña fijó como objetivo, ahí están: pero sacarlos cuesta más de lo que ahora valen.

Pero además de las razones inmediatas, en el desastre petrolero inciden también causas estructurales que obran en el largo plazo —ampliamente analizadas también en este volumen—, cuya valoración es especialmente relevante para el futuro energético de México. Permítasenos contar solamente la trama más profunda de esta historia.

Hace seis décadas, el geofísico texano Marion King Hubbert descubrió que, en condiciones de demanda creciente, la producción de petróleo —de un yacimiento o de un país— experimenta una evolución similar a una campana de Gauss, alcanzando su pico cuando la mitad del petróleo ha sido extraído. En 1956 pronosticó que la producción petrolera del conjunto de los yacimientos de Estados Unidos alcanzaría su pico entre finales de la década de 1960 y principios de la década de 1970. Su predicción se confirmó con asombrosa precisión: el pico de la producción de petróleo convencional en Estados Unidos se alcanzó en 1970; y fue reconfirmado con la crisis petrolera de 1973-1974, inclinando a la National Academy of Sciences a reconocer en 1975 que sus propias estimaciones optimistas estaban equivocadas y que Hubbert estaba en lo correcto.

Mientras eso ocurría en Estados Unidos, al sur del Golfo de México un pescador llamado Rudesindo Cantarell encontró una mancha de aceite que brotaba del fondo del mar a unos 70 kilómetros de la costa. Poco tiempo

después se descubrió que se trataba de un yacimiento petrolero supergigante, el segundo más grande del mundo, que desde entonces lleva el nombre de Cantarell. Su producción comenzó en 1979 con 51.8 miles de barriles diarios en promedio anual; y alcanzó su pico de Hubbert en 2004 con una producción promedio de 2.14 millones de barriles diarios, aportando el 63.2% de la producción mexicana de crudo, que en 2004 alcanzó la cifra record de 3.38 millones de barriles diarios.

Fue también el pico de Hubbert de la producción petrolera mexicana, como se argumenta rigurosamente en este volumen. Desde entonces, la extracción de petróleo ha declinado a 3.26 millones de barriles diarios en 2006, a 2.79 mdbd en 2008, a 2.58 mdbd en 2010, 1.95 mdbd en 2017 y 1.86 mdbd durante el periodo enero-septiembre de 2018.

Poco antes del hallazgo de Cantarell, ocurrido en 1972, Marion King Hubbert había concluido un estudio prospectivo de la producción petrolera mundial. En un artículo titulado “The Energy Resources of the Earth”, publicado en *Scientific American* en 1971, el célebre geofísico estadounidense ubicó el pico de la producción petrolera mundial en el año 2000, con base en la estimación sobre reservas petroleras probadas, probables y por descubrirse, realizada en 1967 por W.P. Ryman, de Standard Oil Co. No es sorprendente que este pronóstico de Hubbert —formulado 30 años antes del evento mundial esperado y con la información entonces disponible— no se haya confirmado con absoluta precisión; lo asombroso es que haya estado tan cerca. En un estudio publicado en noviembre de 2010, la Agencia Internacional de Energía —organismo creado por la OCDE en 1974— señaló que el pico histórico de la producción mundial de petróleo crudo convencional se alcanzó en 2006 (*World Energy Outlook 2010*).

Ciertamente, la Agencia Internacional de Energía observó que la producción de condensados y petróleo no convencional (de arenas bituminosas, esquistos, crudo ultrapesado y de aguas profundas) continúa creciendo. Es una consecuencia esperada —en condiciones de demanda creciente— del pico de la producción de petróleo convencional. De hecho, este pico no sólo significa que “el vaso de petróleo convencional está medio vacío”, sino también —como se argumenta en este volumen— que se ha extraído la mayor parte del petróleo de mejor calidad (el más ligero y con menor contenido de sulfuros), que es el primero que fluye de los yacimientos y, por lo mismo, es el más fácil de extraer y el más barato. Después ocurre lo contrario: el petróleo extraído es cada vez de menor calidad, más difícil de extraer y cada vez más caro. Y esto es precisamente lo que se ha observado como promedio planetario durante los últimos años. Por eso, frente al estancamiento de la producción global de petróleo convencional que comenzó a observarse hacia 2005, la creciente demanda adicional de petróleo pasó a

ser cubierta con petróleo no convencional, cuya producción es de altos costos y sólo es viable con elevados precios del petróleo. Por ejemplo, con costos superiores a 60 dólares por barril se está extrayendo petróleo de aguas profundas en la parte estadounidense del Golfo de México; con costos superiores a 70 dólares por barril se está produciendo petróleo de arenas bituminosas en Canadá, etcétera.

En consecuencia, la crisis energética que irrumpió en la primera década del siglo XXI con el alza espectacular de los precios internacionales del petróleo —el crudo Brent pasó de 28.89 dólares por barril en 2003 a 38.28 dpb en 2004, a 54.29 dpb en 2005, hasta alcanzar los 102.4 dpb en 2008, bajando en 2009 a causa de la Gran Recesión, para subir nuevamente hasta 112.25 dpb en 2011 y mantenerse arriba de 100 dólares hasta 2013— fue simplemente la punta del *iceberg* de una crisis energética estructural de grandes consecuencias.

¿Mala suerte o buena suerte? Veamos primero la cara amable del asunto. “Las crisis traen progresos”, decía Albert Einstein. Los elevados precios del petróleo —sumados a los avances en la conciencia ecológica universal y en la construcción de acuerdos internacionales sobre el cambio climático global provocado por los gases de efecto invernadero (GEI) derivados de la quema de hidrocarburos— han traído consigo grandes recursos y estímulos para la investigación en energías limpias (que minimizan la emisión de GEI), así como un crecimiento exponencial de las inversiones mundiales en la producción de energías renovables, incluyendo el aprovechamiento de nuestra más promisoría fuente primaria de energía: la luz solar.

Con una amplia visión, este volumen contribuye a documentar nuestra confianza en la capacidad creativa del ser humano y en la posibilidad de evolucionar hacia un mundo de energías renovables. Los avances en esta dirección son impresionantes: en 2004, apenas el 2.24% de la energía producida en el mundo provino de fuentes renovables sin incluir las hidroeléctricas, y 21.05 incluyéndolas; para 2013, las cifras habían pasado al 9.66% y 26.9%, respectivamente (REN21. *The First Decade 2004-2014*). En 2017, el 70% (y en 2016, el 63%) del incremento anual de la producción mundial de energía provino de energías renovables (REN21. *La energía renovable 2018. Status Report*). Durante el periodo 2005-2017, la producción de energía fotovoltaica en el mundo se incrementó a una tasa media de 48.4% anual; la producción de energía eólica aumentó a una tasa media de 20.3% anual; la capacidad instalada de calentamiento solar aumentó a una tasa media de 23.4% anual; y la producción de energía de fuentes renovables, excluyendo las hidroeléctricas, creció a una tasa media de 23.3% anual, y de 8.1% anual incluyendo las hidroeléctricas (cálculos propios con base en REN21. *The First Decade 2004-2014*, y REN21, 2018).

Ubicados en este contexto internacional, examinemos ahora los efectos del declive petrolero post Cantarell sobre la economía mexicana, así como los parámetros del futuro energético de México. Para empezar, cabe recordar que mientras la producción petrolera de nuestro país alcanzaba su pico de Hubbert, las exportaciones mexicanas de petróleo crudo también llegaban a su pico con 1.87 millones de barriles diarios en 2004, descendiendo después a 1.79 mdbd en 2006, a 1.4 mdbd en 2008, a 1.36 mdbd en 2010, y a 1.2 mdbd en 2014, manteniéndose desde entonces en ese rango. Hasta 2013, el descenso del volumen de crudo exportado no había traído consigo efectos significativos sobre las finanzas públicas, porque paralelamente se produjo un fuerte incremento de los precios internacionales del petróleo. De hecho, el precio de la mezcla mexicana de crudo de exportación, expresado en dólares constantes de 2010, saltó de 35.84 dólares por barril en promedio anual durante 2004, hasta 57.37 dpd en 2006 y brincó a 85.46 dpb en 2008, para descender a 58.34 dpb durante la Gran Recesión económica de 2009, subir nuevamente a 98.01 dpb en 2011 y 92.11 dpb en 2013, bajando a 78.75 dpb durante 2014 y hasta 41.54 dpb en 2017. En estas condiciones, los ingresos petroleros del sector público federal representaron, en promedio, el 9.5% del PIB entre 2004 y 2013 (con un máximo de 11.1% y un mínimo de 8.7%); descendieron a 8.4% del PIB en 2014 y se desplomaron hasta 4.5% del PIB en 2017. Para el gobierno federal, los ingresos petroleros cayeron del 5.8% del PIB en 2013 al 2.4% del PIB en 2017.

Por el lado de las cuentas externas, la caída de las exportaciones de petróleo crudo y de sus precios unitarios, sumada a la caída de la capacidad de refinación de PEMEX y el consiguiente crecimiento acelerado de la importación de gasolinas, han traído consigo el pasaje de una balanza comercial de energía superavitario (22 234.55 millones de dólares en 2012 y 14 421.53 mdd en 2014), a un balance comercial de energía deficitario (-3 053.66 mdd en 2017), con la particularidad de que la dependencia de las importaciones de gasolinas ha crecido tanto, que pasó del 0.6% del consumo nacional aparente en 1988, al 13.7% en 1994, al 52% en 2012 y al 72.2% en 2017.

La prospectiva para México en energías fósiles no es halagüeña. Cuando la extracción de petróleo del yacimiento supergigante de Cantarell estaba en la curva ascendente de su campana de Gauss, el petróleo era un regalo: poco más de 200 pozos llegaron a producir 2.1 millones de barriles de petróleo diarios, es decir alrededor de 10 mil barriles diarios por pozo, con un costo de cuatro a cinco dólares por barril. Tras la caída de Cantarell —como observan Ferrari y Ocampo—, la mayor parte de la producción petrolera proviene del complejo gigante de Ku-Maloob-Zaap, que en la actualidad representa alrededor de 850 mil barriles diarios; pero este complejo mues-

tra signos de estar próximo a su declive. En una visión prospectiva de conjunto, debe observarse que “la mayor parte de la producción mexicana procede de campos maduros, descubiertos y explotados desde hace más de 35 años y que tienen un declive promedio del 3% anual. Es cierto que México tiene todavía petróleo y gas convencional por descubrir o que todavía no se ha empezado a explotar. Sin embargo, ya hemos gastado el 86% de las reservas probadas (las que tenemos el 90% de certidumbre de poder extraer) y el estado de agotamiento es ya muy avanzado” (Ferrari y Ocampo). Respecto al petróleo de aguas profundas, los resultados no han sido tan alentadores como se esperaba (véase el capítulo de Barbosa), de modo que una expectativa realista para el futuro indica que sólo podrá extraerse dicho petróleo a costos muy elevados y en cantidades ni remotamente comparables a las de Cantarell.

En esta perspectiva, una cosa es indudable: México debe administrar bien sus decrecientes recursos petroleros y realizar ordenadamente su transición hacia las energías renovables. Para empezar, es necesario formular un plan nacional energético con visión de largo plazo, orientado precisamente a la racionalidad energética y, por tanto, que incluya una reducción paulatina del consumo interno de petróleo y un uso masivo creciente de fuentes renovables, especialmente de las energías solar, eólica y geotérmica. Como señala Rodríguez Padilla en este volumen: “un aprovechamiento moderado ayudará a conseguir cinco objetivos centrales: prolongar la vida del patrimonio nacional en hidrocarburos; despetrolizar y eliminar la vulnerabilidad de las finanzas públicas; evitar conflictos sociales en las zonas petroleras; reducir la contaminación local y global; y construir una sociedad baja en carbono”.

Desde luego, en este escenario prospectivo, el sector energético continuará siendo un eslabón esencial de nuestras cadenas productivas; por ello su modernización debe impulsarse con criterios e instrumentos modernos de política industrial. En general, el desarrollo de capacidades tecnológicas y las externalidades espontáneas e inducidas que generan los complejos energéticos deben ser promovidos con una visión integral de las cadenas de valor. No es admisible, por ejemplo, que México sea exportador de petróleo crudo e importador de gasolina y petroquímicos, afectando no sólo la balanza comercial sino también la generación de empleos y las externalidades derivadas del desarrollo de la industria de transformación. Tampoco son admisibles esquemas de inversión energética como los proyectos “llave en mano”, los cuales desplazan a las empresas mexicanas de ingeniería, de construcción y de fabricación de bienes de capital, que se encuentran en desventaja por las condiciones de financiamiento y de apoyos públicos al desarrollo tecnológico que traen consigo sus competidores extranjeros. Por

el contrario, es necesario desarrollar las redes de contratación con proveedores nacionales, impulsar la cooperación entre universidades y empresas energéticas para la investigación y desarrollo de tecnologías, así como para la formación de recursos humanos, además de promover resueltamente los encadenamientos productivos hacia delante, especialmente con las industrias química y automotriz, como parte de una *nueva estrategia de industrialización* (véase el volumen 7 de esta colección de libros), utilizando los amplios márgenes de maniobra que México tiene en su régimen constitucional y como parte contratante de los tratados hoy vigentes y de la Organización Mundial de Comercio.

De manera específica, en la industria petrolera es necesario retomar el objetivo, hoy abandonado, de generar tecnologías propias, cuya viabilidad está comprobada por la experiencia mexicana durante el periodo anterior a la estrategia económica neoliberal (cuando el Instituto Mexicano del Petróleo llegó a ser exportador de tecnología), así como por experiencias de otros países en desarrollo (v. gr. Petrobras en Brasil, como un líder tecnológico mundial en perforación profunda). Sin embargo, para que la industria petrolera pueda realizar sus inversiones en ciencia y tecnología, así como en modernización y ampliación de su capacidad industrial en la perspectiva de la racionalidad energética, son necesarias: 1) una reestructuración política que haga factible que PEMEX sea dirigida por profesionales capaces, fogueados en la propia industria y comprometidos con el interés superior de la nación (en lugar de que sea entregada como premio político a amigos y aliados); 2) una reestructuración fiscal que permita a PEMEX retener una proporción de sus ingresos suficiente para realizar sus inversiones en activos físicos, así como en investigación y desarrollo tecnológico en la magnitud y con la celeridad requerida.

El Estado debe seguir siendo responsable de la industria eléctrica. Como propiedad pública, es posible la expansión y modernización de esta industria con horizonte de planeación estratégica de largo plazo. La privatización de la generación de electricidad no necesariamente mejorará el servicio ni reducirá las tarifas eléctricas: podría ocurrir exactamente lo contrario, como lo muestran diversas experiencias internacionales. (El complejo proceso de pagar a las empresas generadoras la electricidad a sus costos marginales, abre el riesgo de fuertes especulaciones. Hay que recordar el tristemente célebre caso de Enron en California, que provocó una escasez artificial para elevar sus precios en un mercado mayorista recién instituido, con enormes costos para los consumidores y las finanzas públicas del Estado de California: véase el capítulo de Apodaca en este volumen).

Además, dado que la industria eléctrica constituye el ámbito primordial de la transición hacia el uso masivo de fuentes renovables y limpias de ener-

gía, es necesario establecer como meta inmediata que el 100% de la ampliación futura de la capacidad de generación de electricidad se realice con tecnologías limpias; reemplazar paulatinamente el uso actual de carbón por gas y desarrollar aceleradamente la generación de electricidad fotovoltaica, eólica, geotérmica e hidráulica.

También para la industria eléctrica hay que remarcarlo: una exitosa transición energética hacia las fuentes renovables es insostenible sin una estrategia endógena de investigación y desarrollo tecnológico con visión de largo plazo, evitando el craso error de apostar a la compra de tecnologías extranjeras y, lo que es peor, apostar a la contratación de plantas energéticas llave en mano con empresas extranjeras. Con orgullo y satisfacción hay que recordar que México cuenta con recursos humanos capaces de realizar investigación y desarrollo tecnológico, así como con recursos naturales más que suficientes para cubrir la demanda interna de energía con énfasis creciente en las fuentes renovables.

Finalmente, para que la industria eléctrica pueda convertirse en el más importante motor de la transición energética, realizando directamente sus inversiones en ciencia y tecnología, así como en ampliación y modernización de su capacidad instalada, es también necesario: 1) que las empresas eléctricas sean dirigidas por profesionales capaces, honestos y experimentados en la propia industria; 2) pasar a un esquema tarifario que resguarde el interés público y permita a las empresas públicas eléctricas su ampliación y modernización bajo condiciones de autonomía financiera y de gestión.

En suma: México requiere una política energética de Estado, con horizonte de planeación de largo plazo, que aproveche nuestros recursos humanos y naturales para lograr el desarrollo endógeno de nuestras industrias energéticas, que administre racionalmente nuestros declinantes recursos petroleros y realice una transición exitosa hacia el uso masivo de fuentes renovables y limpias de energía.

PRIMERA SECCIÓN  
CRISIS ENERGÉTICA MUNDIAL  
Y FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA



## TENDENCIAS GLOBALES EN ENERGÍA Y PERSPECTIVA DE MÉXICO

LUCA FERRARI\*  
ÉDGAR OCAMPO TÉLLEZ\*\*

### INTRODUCCIÓN

En un trabajo anterior planteamos la problemática del probable cenit de la producción de petróleo y el consiguiente fin de la energía barata; y bosquejamos el potencial de las fuentes renovables en la transición energética hacia un mundo pospetrolero (Ferrari y Estrada-Gasca, 2012). En el momento de escribir ese texto, el precio del petróleo se había recuperado de la baja observada como producto de la crisis financiera y la Gran recesión de 2009; en 2011 había rebasado de nuevo los 100 dólares por barril, nivel alcanzado ya justo antes de la crisis. El alza de los petroprecios parecía confirmar la noción de que la era de la energía barata había terminado; y se vislumbraba un largo periodo de altos precios del petróleo, que iba a favorecer la transición hacia fuentes renovables, las cuales iban bajando constantemente sus precios al tiempo que su contribución a la matriz energética iba creciendo.

En los pasados seis años la situación ha evolucionado de forma no completamente esperada. Los altos precios de venta del crudo estimularon la sobreproducción de petróleo, pero también una disminución de la demanda de los países importadores, lo que finalmente acabó provocando una baja de los petroprecios a partir de finales de 2014, la cual —superficialmente— ha alejado la preocupación acerca del pico de extracción de petróleo y el encarecimiento de la energía. Sin embargo, la baja de los precios del petróleo provocó también la cancelación de proyectos de extracción y una disminución drástica de la inversión en exploración, la cual repercutirá en un futuro próximo en una disminución de la oferta y una nueva subida de los precios. No obstante, existen serias dudas sobre la capacidad de la economía global de poder sostener —por tiempos largos— altos precios del petró-

\* Centro de Geociencias, UNAM.

\*\* Diplomado de Inversiones en Energía, ITAM.

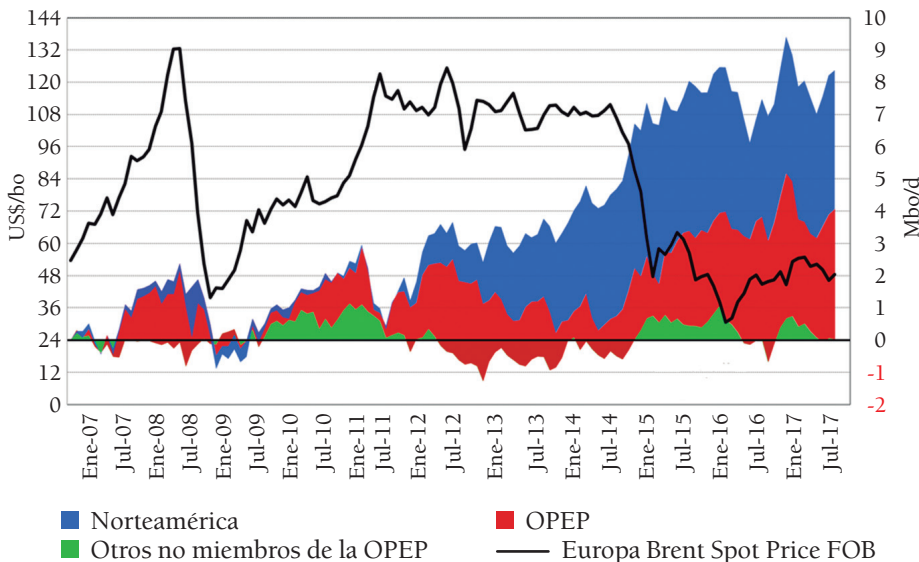
leo. Por otro lado, la adición de cantidades crecientes de producción eléctrica a partir de energía solar y eólica, ha puesto en evidencia la complejidad técnica y los altos costos de la integración de estas fuentes intermitentes a la red eléctrica. En esta nueva contribución analizamos en detalles la evolución reciente y las tendencias globales en materia de energía; para finalmente revisar la situación energética de México y bosquejar un posible modelo energético sustentable para 2050.

#### LOS ALTOS PRECIOS DEL PETRÓLEO CRUDO Y EL AUGE DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES (2011-2015)

En 2016 los combustibles fósiles constituían todavía el 79% de la matriz energética mundial y el 76% de la generación eléctrica (BP, 2017). Gas natural y carbón son por mucho los combustibles más utilizados para la producción de electricidad y los derivados del petróleo siguen siendo imprescindibles para el transporte de bienes y personas. Por lo tanto, la economía global sigue siendo totalmente dependiente de la disponibilidad de petróleo, gas y carbón. La producción global de petróleo, que había crecido a un promedio de 2.1% por año desde mediados de los años sesenta, empezó a estancarse en 2005 provocando una subida del precio del barril de 50 a 130 dólares en menos de tres años. Después de una baja importante causada por la crisis financiera y la recesión económica de 2008-2009, desde el inicio de 2011 y hasta finales de 2014, el precio de venta promedio del petróleo estuvo por encima de los 100 USD/b (figura 1). El incremento espectacular del precio del petróleo impulsó la producción de recursos que anteriormente no eran considerados económicamente viables por sus características geológico-técnicas, que se definen como hidrocarburos no convencionales. Como se puede apreciar en la figura 1, a partir de fines de 2011, la oferta adicional de crudo en el mercado mundial se debió principalmente a la producción de petróleo no convencional de Estados Unidos y, en menor medida, a la producción convencional de la OPEP.

La creciente producción de hidrocarburos no convencionales parecía confirmar las teorías de los economistas clásicos de que cuando un recurso empieza a escasear en el mercado, el ingenio humano se encarga de encontrar algo que lo sustituya, pero un análisis detallado de la explotación de estos recursos indica una realidad distinta. Los hidrocarburos no convencionales (*tight oil* y *gas shale*) son petróleo y gas de formaciones de baja o nula permeabilidad, como las lutitas o esquistos. En muchos casos se trata de yacimientos conocidos desde tiempo, pero económicamente inviables con precios del petróleo inferiores a 50 USD/b, como los que habían perdurado entre 1985 y 2005. Aunque se hayan presentado como una “revolución

FIGURA 1  
 CAMBIOS EN LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO CRUDO  
 ENTRE ALGUNAS ENTIDADES ECONÓMICAS CON ENERO 2007 COMO LÍNEA  
 DE BASE FRENTE AL PRECIO DEL PETRÓLEO

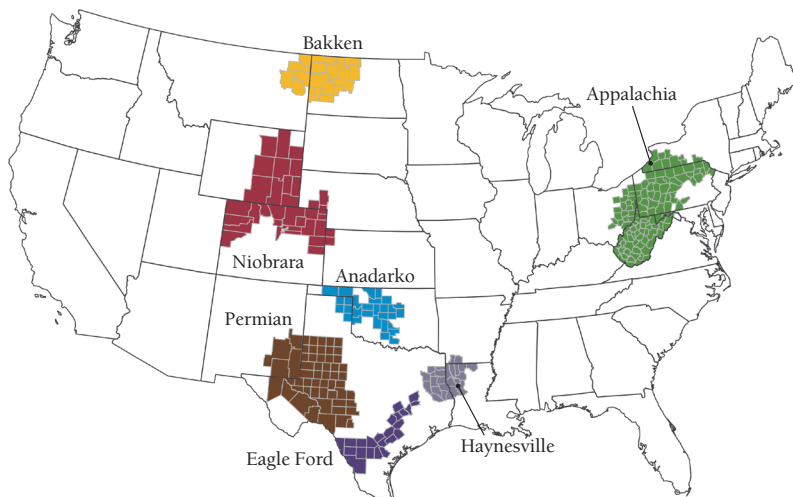


NOTA: precio del petróleo de referencia Brent (escala de la izquierda en USD/b) y variación de la producción mundial de petróleo crudo (escala de la derecha en millones de barriles diarios) tomando como base enero de 2007.

FUENTE: gráfica reproducida del sitio “Fractional flow” de Rune Likvern, disponible en <<https://fractionalflow.com/2017/10/29/world-crude-oil-supplies-per-july-2017/>>.

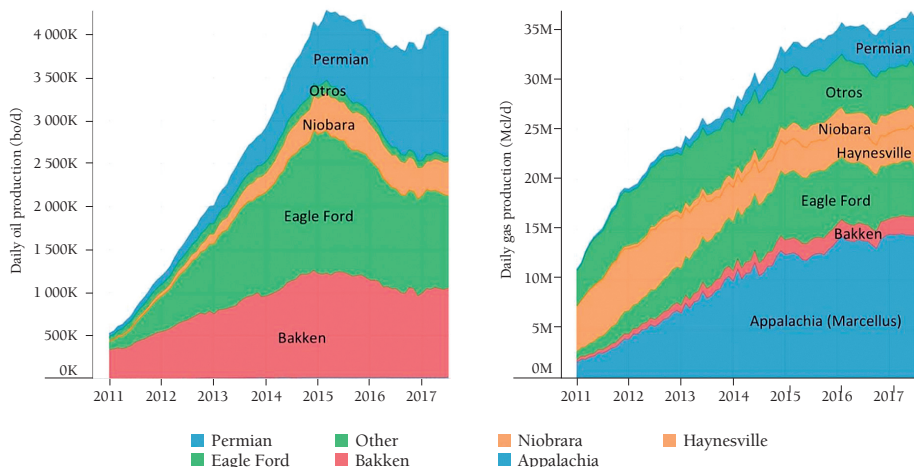
energética”, se trata de recursos de menor calidad que los hidrocarburos convencionales, porque necesitan más energía para producirse, ya que requieren técnicas como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica (*fracking*) para inducir cierta permeabilidad en la roca y poder liberar una parte de las pequeñas gotas de hidrocarburo atrapadas en ella. Aun con estas técnicas, la productividad por pozo es de hasta dos órdenes de magnitud menor que en el caso de los hidrocarburos convencionales, y la producción inicial de un pozo baja típicamente del 80-95% en los primeros tres años (Hughes, 2014). Esto hace que, para producir la misma cantidad de petróleo convencional que Arabia Saudita, los productores de petróleo no convencional de Estados Unidos necesiten 100 veces más pozos y kilómetros perforados. Estados Unidos es el único país donde los hidrocarburos no convencionales han sido explotados masivamente. En este país la producción de petróleo y gas de lutitas empezó a despegar en 2008, en coincidencia con el incremento de precios del crudo (figura 2).

FIGURA 2  
 DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA Y PRODUCCIÓN DIARIA DE LOS PRINCIPALES YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONAL EN ESTADOS UNIDOS.  
 PRINCIPALES CUENCAS PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES



FUENTE: Mapa obtenido del sitio de la Energy Information Administration de E.E.UU. (EIA), disponible en <<https://www.eia.gov/petroleum/drilling/>>.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LUTITAS EN ESTADOS UNIDOS (DERECHA)  
 Y PRODUCCIÓN DE GAS DE LUTITAS EN ESTADOS UNIDOS (IZQUIERDA)



FUENTE: gráficas obtenidas de sitio “Visualizing US shale oil & gas production”, por Enno Peters, disponible en <<https://shaleprofile.com/index.php/2017/11/09/us-update-through-july-2017/>> y basadas en datos de la Energy Information Administration de E.E.UU.

En el caso del *gas shale* el incremento de la producción fue espectacular, pero para 2013 dos de las regiones más productivas (Haynesville y Niobara) empezaron a declinar y las reservas extraíbles de la formación más productiva (Marcellus) fueron reducidas considerablemente respecto a las estimaciones iniciales por la propia Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA). En el caso del petróleo de lutitas, para 2014 las dos formaciones principales —Eagle Ford de Texas y Bakken de North Dakota— ya mostraban signos de desaceleración en su producción y analistas independientes demostraban que los recursos extraíbles eran inferiores a los inicialmente estimados por la EIA (Hughes, 2014).

Si bien el alto precio de venta del petróleo fue un factor importante en disparar la explotación de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos, otro aspecto fundamental fue la política monetaria de la Reserva Federal. Después de la crisis financiera de 2008, la Reserva Federal bajó la tasa de interés en casi cero. Como resultado, los inversionistas en busca de rendimientos mayores se fueron al sector del *shale*, que por su riesgo pagaba intereses de 6% a 9% anuales; y esto —aunado a la propaganda gubernamental que impulsaba la “revolución energética”— creó una burbuja especulativa que recuerda un esquema Ponzi. De hecho, los principales ganadores del auge del no convencional fueron los jugadores que entraron inicialmente al negocio y que vendieron o rentaron las parcelas aprovechando la “fiebre” del *shale*, así como los especuladores que aprovecharon la burbuja bursátil. Sin embargo, debido a los altos costos de producción del petróleo de lutitas y al descuento con que éste se vende con respecto al petróleo de convencional de referencia (WTI o Brent), dada su composición ultraligera, la mayoría de las compañías que se dedicaban al *shale* no podían generar suficientes ganancias para pagar sus deudas aún con petróleo a más de 100 USD/b. Estas deudas tenían que refinanciarse pagando intereses cada vez mayores año con año. Después del desplome del precio del crudo a finales de 2014, decenas de compañías quebraron (Knoema, 2017) y todo el sector del *shale* se contrajo tocando un pico de producción en marzo de 2015 (figura 2). Hasta el momento ésta sigue siendo la fecha del pico del petróleo no convencional de Estados Unidos, un último recurso que finalmente sólo pospuso el pico global del petróleo por alrededor de una década.

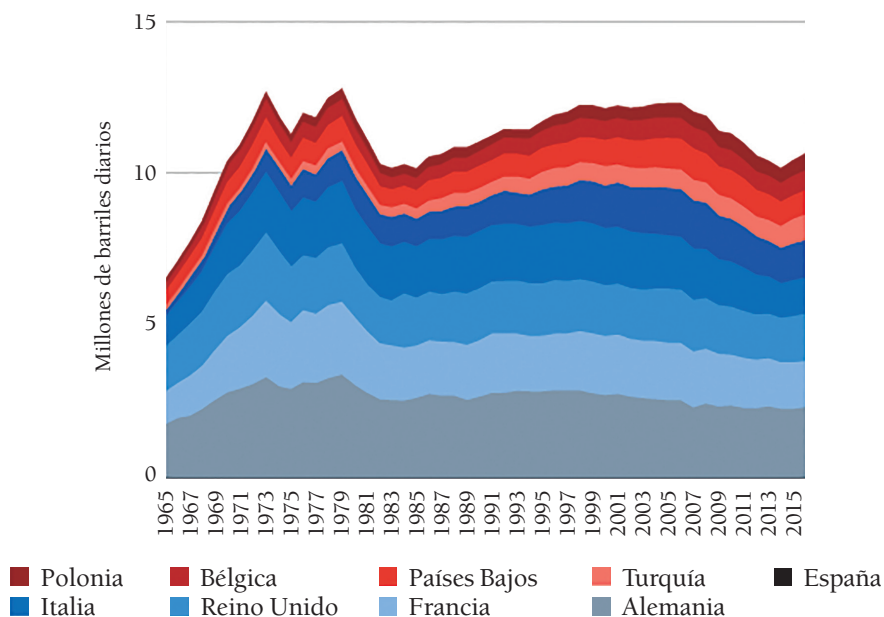
#### LA CAÍDA DE LOS PRECIOS DEL CRUDO (2015-2017): LA ECONOMÍA GLOBAL NO PUEDE PERMITIRSE EL NUEVO COSTO DE LA ENERGÍA

En el otoño de 2014, los precios del petróleo empezaron a bajar pasando en pocos meses de más de 100 a menos de 50 USD/b. Entre julio de 2015 y julio de 2017, el crudo de referencia se mantuvo en un rango de 50 a 30 USD/b

y sólo recientemente ha vuelto a tocar los 60 USD/b (figura 1). Las causas de la baja del precio tienen que ver tanto con la oferta como con la demanda de crudo. Del lado de la oferta, los altos precios estimularon un incremento de la producción no sólo del petróleo no convencional de Estados Unidos, que por su propia naturaleza tiende a responder rápidamente a los cambios de precio sino, inicialmente, también del petróleo convencional de la OPEP, que tiene menores costos de producción. No obstante, tres años y medio con precios superiores a 100 USD/b (2011-2014) afectaron significativamente también la demanda de los países de la OECD que más importan petróleo. La baja mayor la tuvieron Europa occidental y Japón, donde el consumo bajó de manera pronunciada desde que los precios empezaron a subir entre 2006 y 2008 (figura 3A y B), pero también en los propios Estados Unidos el consumo dejó de crecer y experimentó una ligera disminución (figura 3C).

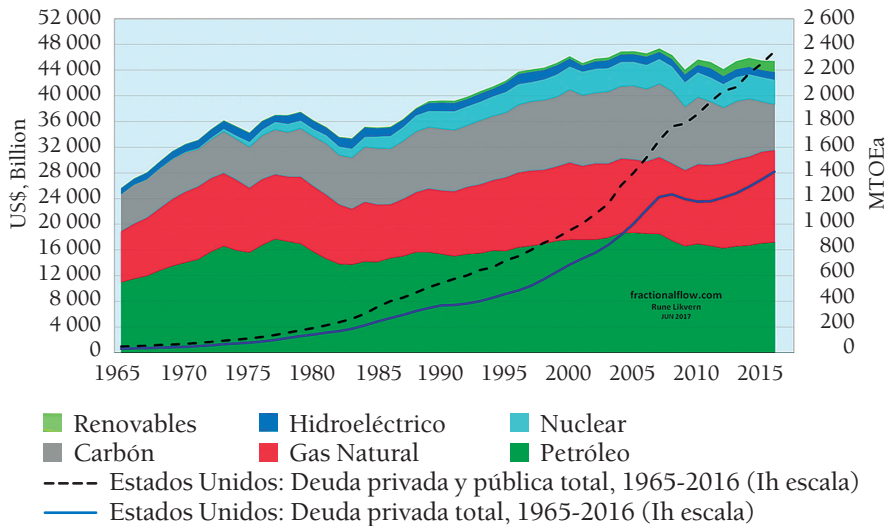
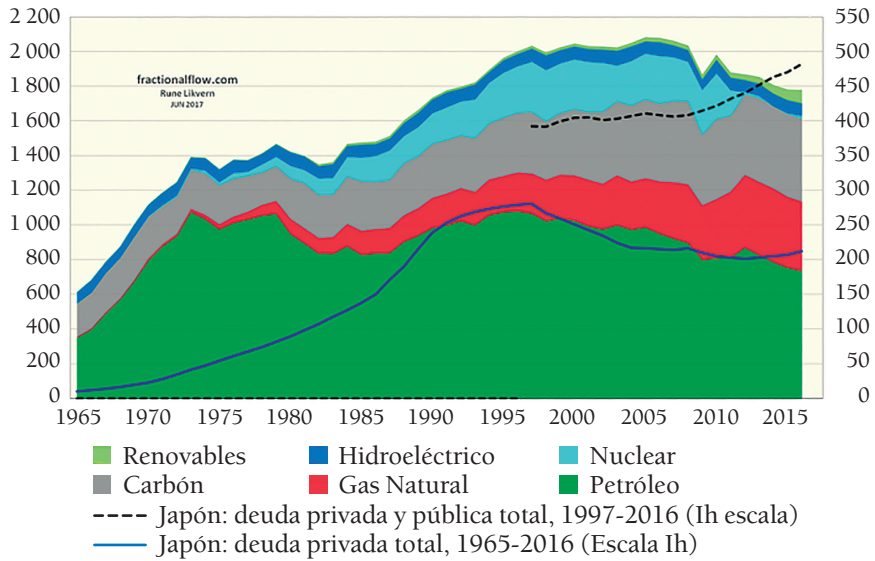
FIGURAS 3  
CONSUMO DE PETRÓLEO  
(CRUDO, CONDENSADOS Y LÍQUIDOS DEL GAS)  
PARA LOS PRINCIPALES PAÍSES EUROPEOS

FIGURA 3A  
CONSUMO DE PETRÓLEO DE LOS PRINCIPALES PAÍSES EUROPEOS



FUENTE: gráfica obtenida del sitio “Energy Matters”, disponible en <<http://euanmearns.com/global-energy-graphed/bp-stat-review/bp-oil/europe/>>.

FIGURA 3B Y FIGURA 3C  
 CONSUMO DE ENERGÍA POR TIPO DE FUENTE Y EVOLUCIÓN  
 DE LA DEUDA PARA JAPÓN Y ESTADOS UNIDOS



FUENTE: gráficas B y C: consumo de energía por tipo de fuente y evolución de la deuda para Japón y Estados Unidos con base en información de British Petroleum (BP, 2017) y Bank of International Settlement. Graficas obtenida del sitio “Fractional flow”, de Rune Likvern, disponible en <<https://fractionalflow.com/2017/06/22/developments-in-energy-consumption-and-private-and-public-debt-per-2016/>>.

La combinación de un exceso de oferta frente a una demanda deprimida tuvo como resultado la acumulación de inventarios petroleros, que empezó a manifestarse a partir de la segunda mitad de 2014 con la baja de los precios. El impacto de la caída de los precios sobre la producción de petróleo de lutitas fue relativamente rápido: para la primavera de 2015, la producción de Estados Unidos dejó de crecer y empezó a declinar (figura 2). Para mediados de 2016, la producción en su conjunto había bajado casi 700 mil barriles diarios, principalmente por el declive de las dos principales formaciones de Eagle Ford y Bakken. En la segunda mitad de 2016 y hasta mediados de 2017 se observa un repunte de la producción, debido a que la última región de recursos no convencionales disponible, los *Permian basins* del occidente de Texas, continúa incrementando su producción. Sin embargo, la producción en *Eagle Ford* sigue bajando y aunque el Bakken tiene un ligero repunte, la relación gas/crudo sigue creciendo, lo que anuncia el inicio del declive geológico de esta formación (Berman, 2017a). Hay que recordar que la cantidad de petróleo y gas presente en las formaciones no convencionales y, sobre todo, la cantidad efectivamente extraíble es geográficamente muy variable. Las áreas más productivas, los llamados *sweetspots*, son perforadas y explotadas primero, por lo que con el tiempo la productividad por pozo tiende a bajar (Hughes, 2014). Los *Permian basins* no han tocado todavía su pico geológico, pero la cantidad de reservas probadas es relativamente pequeña y se está explotando a un ritmo acelerado, lo que implica que una vez tocado el pico la caída será muy abrupta (Berman, 2017c).

La reducción a la mitad del precio de venta del crudo tuvo consecuencias no sólo en las compañías del *shale* de Estados Unidos. De acuerdo a un estudio de la consultora independiente Rystad Energy (2015), para finales de 2015 la producción de petróleo de los campos en producción tenía un precio de equilibrio promedio de 29 USD/b, pero para los nuevos campos todavía por desarrollar este precio iba desde 44 USD/b para Oriente Medio hasta los 65-68 USD/b para las aguas profundas y el *shale* de Estados Unidos, para finalmente llegar a los 79 USD/b para las arenas asfálticas de Canadá. A diferencia de la explotación de petróleo de lutitas, los megaproyectos de aguas profundas o en regiones terrestres alejadas necesitan hasta seis años para llevarse a cabo, además de una inversión inicial muy considerable. Por lo tanto, estos proyectos se pueden concretar sólo si las empresas vislumbran que habrá precios de venta del crudo superiores al precio de equilibrio a mediano y largo plazo. Enfrentada a la drástica disminución de los precios, la industria petrolera reaccionó con una disminución del 20% de las inversiones en gasto de capital de 2014 a 2015, que se materializó en despido de personal y cancelación de proyectos de exploración y desarrollo. La mayor compañía petrolera privada, Exxon Mobil, vio su flujo de caja libre

reducirse de 24 mil millones de dólares en 2011 a poco más de mil millones en 2016, al punto que la empresa optó por usar parte de sus ingresos en recomprar sus propias acciones para subir su valor en la bolsa (SRSrocco, 2016). La situación de las empresas de servicio para el petróleo de aguas profundas es aún más crítica. En 2016, el uso de las plataformas de perforación en el Golfo de México ha llegado a ser la tercera parte de lo que era en 2013 y la compañía Transocean, una de las mayores arrendadoras de plataformas para aguas ultraprofundas, reporta una utilización de sólo el 37% de su flota (SRSocco, 2017). La desinversión de la industria petrolera mundial hizo que en 2016 la cantidad de nuevos descubrimientos de petróleo fuera la más baja de los últimos 70 años, equivalente a sólo un 7% del petróleo que se consumió en ese año (IEA, 2017).

Para mediado de 2018 se prevé que la falta de inversión en exploración y desarrollo pueda provocar una disminución de la producción petrolera global, debido a que los campos actualmente en producción tienen un declive del 5%-6% anual. El excedente de petróleo que se ha acumulado en los últimos años se agotaría, creando un desabasto que podría determinar un nuevo incremento de los precios (Berman, 2017b). Sin embargo, queda la incógnita de si la economía mundial puede permitirse un precio del petróleo superior a los 100 USD/b, ya que en el pasado un alza importante de los precios del crudo ha producido invariablemente recesiones económicas (Tverberg, 2012). El incremento del costo de la energía implica una menor eficiencia, ya que se necesitan más trabajadores y más energía para producir la misma cantidad de bienes. Los avances tecnológicos no compensan la disminución de la tasa de retorno energético. Si bien las mejoras realizadas al proceso de *fracking* en los últimos años han permitido recuperar inicialmente un poco más de gas y petróleo, la producción a mediano plazo tiende a caer más rápidamente (Berman, 2017a). En otras palabras, la tecnología ayuda a producir más rápidamente la misma cantidad de recurso.

Por otro lado, las políticas de ampliación de la masa monetaria denominada “facilitación cuantitativa” (*Quantitative Easing*) —llevadas a cabo por la Reserva Federal y los bancos centrales de Europa y Japón— han demostrado ser inefectivas para reactivar la economía global, cuyo crecimiento ha sido mínimo. De hecho, el flujo de nuevo dinero creado por los bancos centrales se ha ido principalmente al sector financiero, creando una burbuja bursátil sin precedentes, al punto que el valor total de las acciones cotizadas en Wall Street es un orden de magnitud mayor que el valor real de todos los bienes de las empresas que cotizan en la bolsa. En otras palabras, las acciones de los bancos centrales han profundizado la desconexión entre la economía real y el sector financiero, quien ha sido el principal beneficiario de la creación de nuevo dinero casi gratis. Esto se ha visto reflejado en la disminución

de los ingresos de la gran mayoría de la sociedad, salvo el 10% o 5% más rico. La baja generalizada del poder adquisitivo de los salarios de la clase media y baja de los países desarrollados, ha provocado una menor demanda de bienes y servicios que sólo puede ser exacerbada por una subida de los precios del petróleo. En esta coyuntura es muy posible que se dé otro ciclo negativo donde el incremento de los precios produzca más destrucción de la demanda, con la consecuente baja de los precios y menor inversión en la industria petrolera.

#### EVOLUCIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

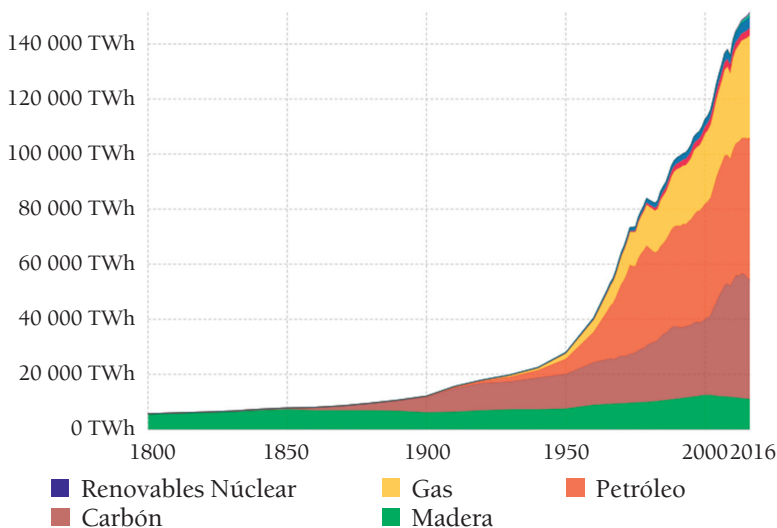
A pesar de su crecimiento en tiempos recientes, sólo el 19.2% de la matriz energética mundial es representada por fuentes renovables y de esta cantidad casi la mitad (8.9%) es biomasa tradicional (madera), el 4% es hidroeléctrica y sólo el 1.4% son renovables modernas, como solar y eólica. No obstante, se han multiplicados los estudios que tratan de demostrar que un mundo alimentado en un 100% por energía renovables es factible, así como otros que indican que esto es imposible. El debate ha alcanzado también al ámbito científico llegando a revistas de primer nivel. En 2015, la revista *Proceedings of the National Academy of Science (PNAS)*, una de las más prestigiadas de Estados Unidos, publicó un artículo de un grupo de investigadores de las universidades de Stanford, Berkeley, Alemania y Dinamarca, entre otros, liderado por Mark Jacobson (Jacobson *et al.*, 2015), que fundamenta la viabilidad de que 139 países logren un modelo energético 100% renovable. La propuesta de Jacobson y colegas afirma que es posible el reemplazo total de los combustibles fósiles por fuentes renovables en esos países, en el que se incluye a México, mediante la electrificación de todos los sectores económicos: transporte, industria, agricultura y urbano. Los requerimientos de energía estarían cubiertos por la eólica y solar en un 95%, la hidráulica el 4% y la geotermia cerca del uno por ciento.

Recientemente, un grupo multidisciplinario de 21 investigadores líder en su campo —coordinados por Christopher Clack de la National Oceanic and Atmospheric Administration— ha criticado el trabajo de Jacobson y colegas en la misma revista, argumentando que Jacobson involucra errores de procedimiento y cálculo, métodos inapropiados y herramientas de modelado inválidas (Clack *et al.*, 2017). Jacobson y colegas han respondido de manera fuerte acusando, entre otras cosas, que Clack y colegas son pagados por el *lobby* petrolero y nuclear y, más recientemente, han llegado a demandar por diez millones de dólares a la revista que publicó el artículo y al equipo de

investigadores que osó cuestionar su trabajo. Esta acción de Jacobson fue recibida con sorpresa y desilusión en los medios académicos, en los que comúnmente se resuelven las discrepancias a través del debate científico y no en los tribunales.

El desafío que enfrenta la propuesta de Jacobson es que en los últimos tres siglos de la historia de la humanidad en el ámbito del consumo de energía, no ha ocurrido jamás un reemplazo de un nuevo tipo de energía por el anterior. Cada nueva fuente de energía se ha agregado a las anteriores para satisfacer las crecientes necesidades de la sociedad. Suponer que las fuentes de energía renovable van a sustituir el uso de los recursos energéticos fósiles, como lo hace Jacobson, va en contra de la lógica del proceso de aprovechamiento de energía de los últimos 300 años (figura 4). Se tiende a suponer erróneamente que en la época preindustrial la humanidad pasó de la madera al carbón, o que a finales del siglo XIX pasó del carbón al petróleo, cuando en realidad la humanidad agregó el carbón al uso de la madera en el siglo XVIII. Posteriormente, hacia finales del siglo XIX la humanidad agregó el petróleo al uso de la madera y el carbón. Hasta nuestros días, petróleo, gas y carbón representan el 81% del consumo mundial de energía y no han reemplazado por completo el uso tradicional de la madera.

FIGURA 4  
FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA A NIVEL MUNDIAL DESDE 1800



FUENTE: gráfica tomada de Hannah Ritchie and Max Roser (2017), "Energy Production & Changing Energy Sources", del sitio OurWorldInData.org. <<https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources/>>.

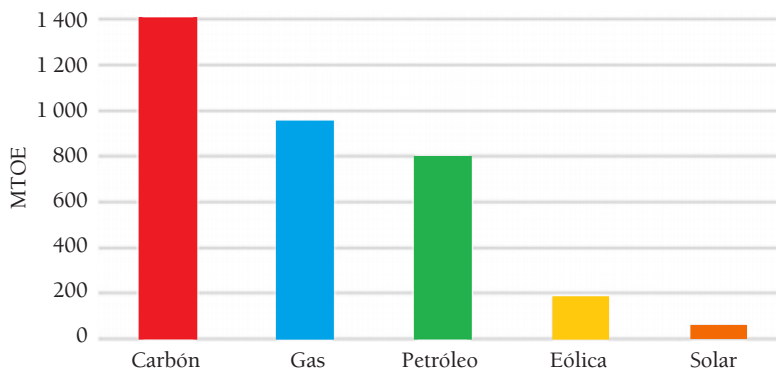
Podría considerarse lo anterior como una postura reaccionaria ante la poderosa y disruptiva capacidad de los avances tecnológicos de la humanidad, que al parecer puede resolver el problema de la transición energética hacia una economía baja en carbón.

Sin embargo, lo que la visión tecno-optimista de Jacobson no observa es que el ritmo de crecimiento anual de la población, aunado al incremento de la capacidad per cápita de consumo de cada individuo, provoca un aumento exponencial de las necesidades de energía; los jóvenes de 1970 jugábamos en las calles con objetos rudimentarios de madera, hoy los niños de cinco años tienen un *smartphone*, una *tablet*, una computadora, una televisión y climatización en su habitación. El incremento resultante de la demanda de energía provoca que sea necesario agregar cada año por lo menos 200 millones de toneladas de petróleo equivalentes (MTOE) de capacidad de abasto mundial de energía, lo que hace imposible que una sola fuente pueda hacer frente al colosal ritmo anual. La capacidad de energía eólica agregada en los últimos 15 años fue de menos de 200 MTOE y el de la solar de 50 MTOE.

Erróneamente, el siglo XXI es considerado como el de las energías renovables y esta línea de pensamiento está permeando inclusive en los centros académicos, pero en la realidad el XXI es el siglo del carbón; en los últimos 15 años su consumo se ha aumentado en 1 400 MTOE. Las fuentes que más lentamente han crecido son las renovables (figura 5).

En el proceso histórico de aprovechamiento de la energía, la humanidad ha tenido la fortuna de que cada nuevo tipo de fuente tenga una densidad energética mayor. La madera es de los energéticos de más baja densidad energética, en promedio de alrededor de 4 KWh por kilogramo de materia, lo que

FIGURA 5  
CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA AGREGADA  
ENTRE 2000 Y 2015 A NIVEL MUNDIAL



FUENTE: gráfica retomada y modificada del sitio: <<https://jancovici.com/>>.

limitaba en el siglo XVIII la expansión de los procesos industriales. El carbón mineral duplicó la densidad energética a 9 KWh/kg y detonó el desarrollo de la era preindustrial de la humanidad, aumentando la productividad per cápita. El petróleo es el recurso energético con la densidad energética más alta, 16 KWh/kg en promedio, permitió el uso masivo de maquinaria en la agricultura y en la industria, y detonó el uso intensivo del transporte terrestre, marítimo y aéreo. El desafío de la transición energética hacia una economía des-carbonizada es que las energías renovables no continúan con la tendencia histórica de mayor densidad energética, si no que presentan una notable regresión hacia una densidad energética menor que el de la madera. El viento tiene una densidad de 5 KWh/m<sup>2</sup>, la solar de 0.2 KWh/m<sup>2</sup> y las baterías de ion-litio de 0.2 KWh/kg.

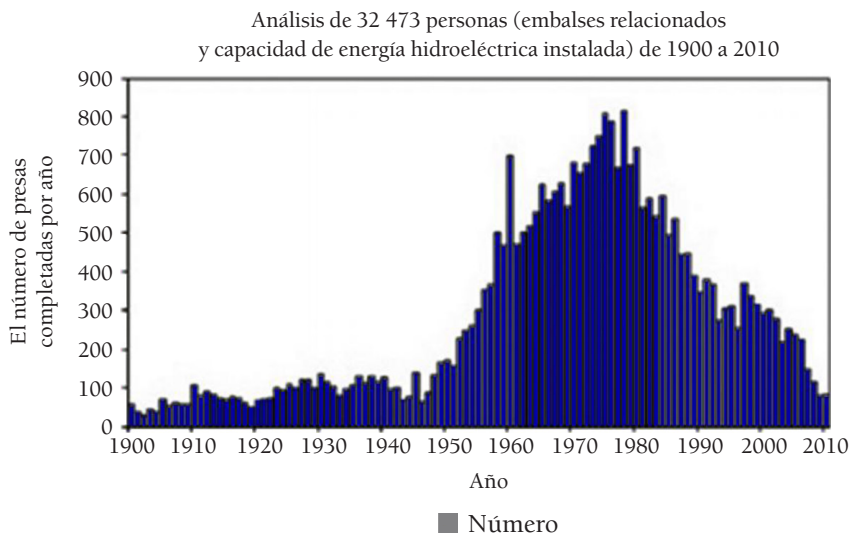
El despliegue de cada nueva fuente de energía ha tomado al menos 50 años para que su aporte represente un porcentaje mayor al 20% del total del consumo de energía primaria. En el caso de la nuclear, que lleva más de 70 años de desarrollo y de la hidráulica que lleva más de 100 años en su implementación, su peso en el mix energético no ha pasado ni siquiera este porcentaje. Es muy probable que el desarrollo de las energías renovables modernas vaya a tomar varias décadas para que su aporte comience a ser significativo, digamos superior al 10%, pero la humanidad no cuenta con recursos fósiles suficientes para abastecerse durante esos 50 años, en lo que se implementan las fuentes renovables. El declive de la producción mundial de petróleo compromete los planes de una transición energética ordenada.

#### ASPECTOS BÁSICOS DEL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

La transición energética no es una cuestión de voluntad que se pueda resolver haciendo números y cuentas abstractas, lo que define su viabilidad o su fracaso son las leyes físicas fundamentales que definen la lógica de su aprovechamiento y que no pueden quebrantarse. El comportamiento de explotación de cualquier recurso energético finito representa en el tiempo una curva de campana, en donde al principio la producción crece rápidamente debido a que se explotan primero las zonas más abundantes, más fáciles y más productivas, luego se llega a una meseta cuando se ha saturado la explotación de las mejores zonas, y a medida que sólo van quedando los recursos menos productivos aumenta la complejidad de explotación, se encarece el proceso y se requiere mayor inversión de recursos materiales y humanos, por lo que la curva finalmente desciende.

Este supuesto es válido tanto para los recursos energéticos fósiles como renovables. Cuando la superficie apta para explotar un recurso energético renovable es ocupada totalmente, su crecimiento se estabiliza y luego descende. El proceso de aprovechamiento de las cuencas hidrológicas en el mundo para la construcción de presas de generación eléctrica muestra este comportamiento (figura 6).

FIGURA 6  
HISTOGRAMA MOSTRANDO EL NÚMERO DE PRESAS  
Y CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CONSTRUIDAS DESDE PRINCIPIO DEL SIGLO PASADO,  
EL PICO DE LA PUESTA EN MARCHA SE TOCÓ EN LA DÉCADA DE LOS SETENTA

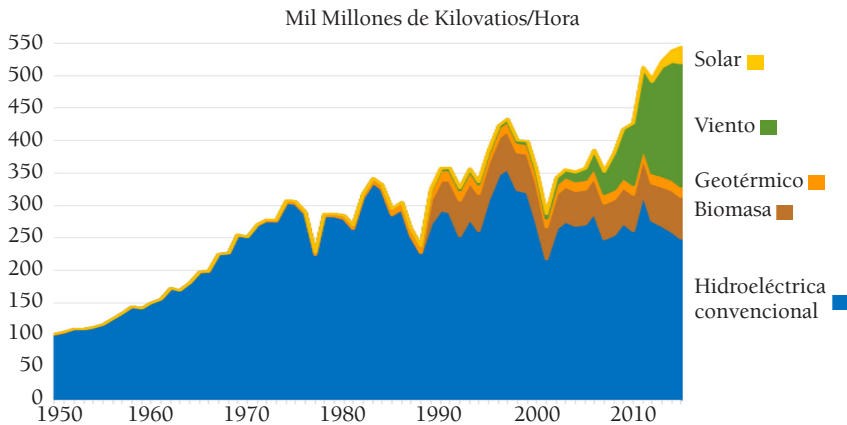


FUENTE: gráfica tomada de Chen *et al.* (2015).

Asimismo, cuando se ocupa totalmente el potencial de una fuente renovable, su capacidad de producción de energía se estabiliza y deja de crecer, este es el caso de la generación hidroeléctrica de Estados Unidos, en donde desde 1975 la producción de electricidad de las presas se ha mantenido estable con variaciones que dependen del clima (figura 7).

Otro aspecto importante de los recursos energéticos tanto fósiles como renovables es su dispersión geográfica que no es homogénea, y las zonas aptas tienden a ubicarse en grandes acumulaciones que acaparan la mayor parte del volumen total. Este es el caso del recurso eólico de Estados Unidos, donde las áreas aptas para la energía eólica se encuentran alejadas de las regiones con alto consumo de electricidad.

FIGURA 7  
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE FUENTES RENOVABLES DE ESTADOS UNIDOS



NOTA: incluye sólo generación a escala de utilidad.

FUENTE: gráfica tomada del sitio de la Agencia de Información Energética de U, S, Administración de Información Energética, Monthly Energy Review, disponible en <<https://www.eia.gov>>.

#### LIMITANTES FÍSICAS Y TÉCNICAS DE LAS FUENTES RENOVABLES

Un principio básico a considerar es que si bien la energía del viento y del sol es renovable, la infraestructura necesaria para su aprovechamiento no es renovable, y para su construcción se requiere de combustibles fósiles y materias primas no renovables como: cemento, acero, litio, cobalto, grafeno y tierras raras. La estructura de una torre eólica de tres MW de potencia requiere en su base de cimentación alrededor de unos 400 m<sup>3</sup> de concreto y unas 40 toneladas de varilla, alrededor de 180 toneladas de acero para el tubo del pedestal, 70 toneladas de materiales y fluidos para el generador, y cerca de 40 toneladas de fibras para las aspas.

La baja densidad energética y la intermitencia de las renovables implican que por cada MW de potencia instalada de energía fósil que se pretenda reemplazar, se requieran de al menos cinco MW de energía renovable, lo que implica un volumen de infraestructura mucho mayor. Un MW de una central eléctrica de ciclo combinado puede entregar siete GWh por año, la eólica sólo entrega unos dos GWh por año y la solar sólo un GWh por año. El argumento de que se está abaratando el costo de las renovables no considera esta condición. Si bien el costo de instalación por MW de la eólica ha bajado hasta los 1.5 millones de dólares, es necesario considerar que debe

multiplicarse por entre tres y cinco veces por su baja productividad. Asimismo, la utilización de suelo para la implantación de la eólica y solar requiere de una mayor superficie para su despliegue, y el potencial no siempre está en el lugar en que se le necesita, por lo que es necesario integrar los costos de construcción de nuevas redes de transmisión.

Las fuentes fósiles permiten concentrar en un km<sup>2</sup> de superficie mil MW de potencia. Las renovables, dependiendo de su tipo, sólo pueden permitir entre 50 y 150 MW por un km<sup>2</sup>. Además, las tecnologías fósiles se pueden instalar en los sitios donde se consume la electricidad, y las renovables no, su ubicación depende de la localización de las zonas aptas. El potencial eólico en México se localiza únicamente en cuatro regiones: en el Istmo de Tehuantepec, el estado de Tamaulipas, las costas del estado de Yucatán y partes de Baja California, en donde no se ubica el mayor consumo eléctrico del país.

La frecuencia de la generación de electricidad de las renovables es un aspecto crítico para su integración a las redes nacionales eléctricas. En México, la eólica puede generar electricidad durante unas 2 500 horas de las 8 760 horas que tiene un año. Es decir, que durante más de seis mil horas al año no genera nada (PRODESEN, 2017-2031). En el caso de la solar es aún peor, pues sólo son unas 1 100 horas al año de generación. Además, la eólica y la solar generan electricidad de forma inestable, las súbitas variaciones provocadas por las ráfagas de viento o por el paso caótico de nubes en la solar, crean bruscas variaciones en la potencia de inyección de electricidad a la red, lo que dificulta su manejo.

La intermitencia de las renovables hace de la sincronización entre la demanda de electricidad y la generación de renovables una verdadera pesadilla para la gestión en la red. Existen tres combinaciones entre la generación de las renovables y la demanda de electricidad: la primera es cuando coinciden la demanda eléctrica con la producción de renovables que representa una situación ideal, pero que ocurre en muy pocas ocasiones; la segunda es cuando la demanda de electricidad es baja y la producción renovable está al máximo, creando un exceso de generación que debe ser desahogada de urgencia a otras regiones o países vecinos a precio negativo. En Alemania infinidad de noticias celebran que las renovables han abaratado tanto el precio de la electricidad que se vende a precio negativo, sin mencionar que esa electricidad que no se usa en el país que la genera hay que pagarla de todas maneras a las empresas renovables. La tercera combinación es cuando la demanda de electricidad es alta y la generación de renovables es nula, esto ocurre cuando no hay viento y no hay sol, lo que puede provocar un blackout total de la red. Para evitar los riesgos de apagones por falta de generación de las renovables en los picos de demanda son las centrales eléctricas de gas, carbón y nuclear las que sirven de respaldo y llenan los déficits.

La falta de generación de las renovables ha incrementado la construcción de centrales de combustibles fósiles, por lo que el esfuerzo para disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> se ha visto perjudicado. Alemania y España han experimentado esta situación debido a que tienen que hacer funcionar sus centrales a carbón y gas cuando las renovables no producen suficiente electricidad. En España se han implementado acciones de emergencia y protección para salvaguardar la estabilidad de las redes eléctricas, a través del “mecanismo de interrumpibilidad”, que permite al operador de la red desconectar a la industria pesada en los momentos que la eólica y la solar no generan electricidad.

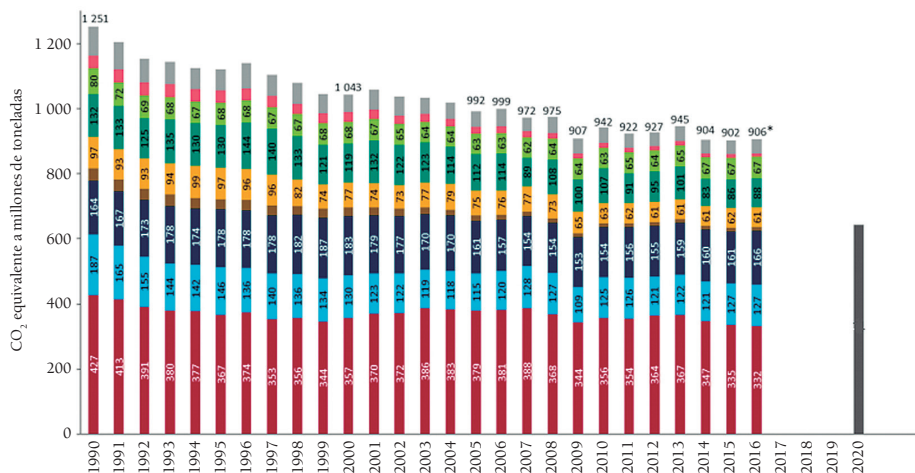
En un intento de resolver el problema de la intermitencia de las renovables, se están implementando sistemas de almacenamiento de electricidad denominados Battery Energy Storage Systems (BESS). Sin embargo, además de los altos costos, estos sistemas tienen la desventaja de que se pretende cargarlos exclusivamente con renovables durante los momentos de exceso de generación eléctrica. De esta manera no se logra resolver el problema de fondo debido al poco tiempo en que estas tecnologías están en operación, es probable que estos sistemas queden destinados a cubrir únicamente los picos de la demanda de electricidad.

#### EXPERIENCIA MUNDIAL EN PROGRAMAS ENERGÉTICOS BASADOS EN ENERGÍA RENOVABLE

A pesar de que Alemania está implementando desde hace 17 años el proyecto “Energiewende”, uno de los más ambiciosos programas de energía verde en el mundo, en ese país continúan en operación 140 centrales de carbón de las cuales depende el 40% de la electricidad de los usuarios alemanes. Las metas del programa alemán están orientadas a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 40% para el 2020, tomando como base de referencia las emisiones de 1990 que equivalían a 1 251 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, para ubicarlas en 751 millones de toneladas. En 2016 las emisiones se ubicaron en 906 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, es decir, un acumulado de 345 millones de toneladas de reducción.

A simple vista este logro podría ser considerado como resultado del esfuerzo “verde” de Alemania, y la propaganda renovable así lo refleja en sus comunicados de prensa. Sin embargo, la mayor parte de la reducción, 208 millones de toneladas, ocurrió durante el periodo de reunificación de las dos Alemanias entre 1990 y el año 2000, cuando no existía ningún proyecto de renovables. La reducción se debió fundamentalmente al colapso de la industria de Alemania del Este. De 2000 al 2016 la reducción de emisiones ha sido menor, de sólo 137 millones de toneladas (figura 8).

FIGURA 8  
EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE ALEMANIA A PARTIR DE 1990



\* Primeras estimaciones por U & A.

Sin emisiones del uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura.

FUENTE: gráfica tomada del sitio Clean Energy Wire: <<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-greenhouse-gas-emissions-and-climate-targets>>.

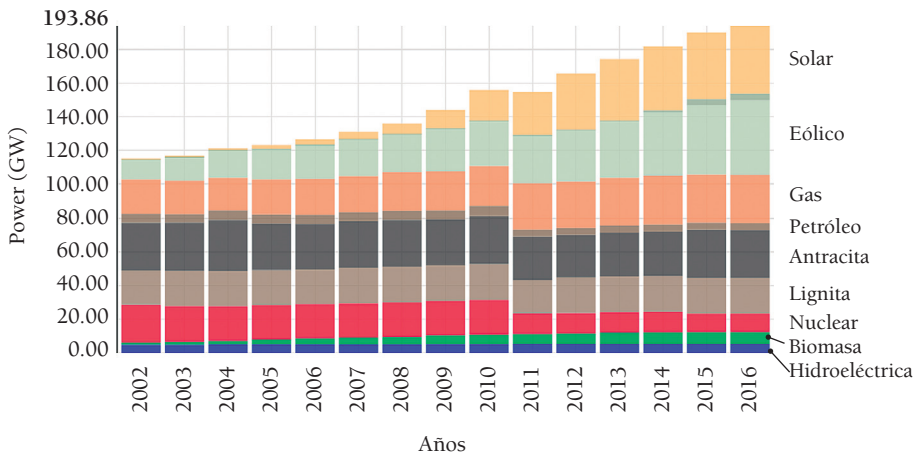
El proyecto alemán también tiene como meta para el 2020 que el 18% del consumo de energía primaria provenga de fuentes renovables, un objetivo que parece estar fuera de alcance ya que en 2016 la aportación de la renovable fue de 12.6%. Recientemente, el gobierno alemán limitó la cantidad de potencia eólica instalada por año a 2 800 MW y modificó el sistema de subsidios, por lo que el ritmo de inversión en renovables va a disminuir sensiblemente en los próximos años. A largo plazo, las metas alemanas suponen que para el 2050 se reduzcan las emisiones en un 80% con respecto a 1990 y las renovables aporten el 80% del consumo de energía primaria. Este objetivo implica el cierre de todas sus centrales eléctricas de carbón.

A pesar de que los objetivos climáticos no están dirigidos en contra de la energía nuclear, el activismo antinuclear en Alemania ha presionado para que también sean cerradas todas las centrales nucleoelectricas para el 2022. En esta ecuación, el gobierno enfrenta el reto de sustituir más del 30% de su consumo de energía primaria (carbón 20% y nuclear 10%) por fuentes renovables. Si bien en Alemania se han cerrado 34 centrales eléctricas de carbón entre 2010 y 2015 con una capacidad de seis GW de potencia, simultáneamente han sido abiertas nueve centrales eléctricas de carbón con una capacidad de nueve GW de potencia. En 2016 la generación eléctrica de las centrales

de carbón fue de 261 TWh, muy similar a la de 2010. El objetivo climático de reducción de las emisiones está siendo pospuesto por la urgencia del cierre del sector nuclear.

Alemania consumió en 2015 alrededor de 13 500 Petajoules (Pj), de los cuales 4 500 (33.4%) corresponden al consumo de combustibles del petróleo para el transporte; 3 278 Pj (24.2%) de carbón para la generación eléctrica e industria; 2 804 Pj (20.7%) corresponden al consumo de gas para generación eléctrica, uso doméstico e industrial; 1 679 Pj (12.4%) en renovables y 998 Pj (7.4%) de la nuclear para electricidad. En el 2016 la cuota de las renovables subió apenas 0.2%, mientras tanto el consumo de gas subió 2%, la participación del carbón bajó 0.6% y la nuclear bajó 0.5%. Se evidencia que el gas está jugando un papel más importante que las renovables en el reemplazo de la nuclear. El carbón continúa estable y su cierre definitivo está siendo aplazado (figura 9).

FIGURA 9  
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA  
INSTALADA EN ALEMANIA DESDE 2002



\* Lignita y antracitas son las dos calidades principales de carbón.

FUENTE: gráfica tomada del sitio: <<https://cleantechnica.com/2016/11/29/happened-germanys-energy-transformation/>>.

Alemania en casi dos décadas ha invertido alrededor de 200 mil millones de dólares en la construcción de su parque eléctrico renovable que hoy representa más de la mitad del total de la capacidad instalada 106 GW de potencia, que genera en promedio 188 TWh anuales y corresponde al 30% de la electricidad. En carbón, Alemania tiene una capacidad de 50 GW de

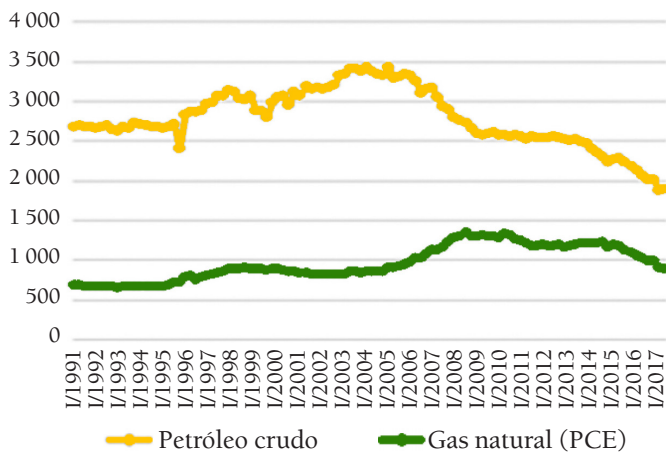
potencia y genera 261 TWh anuales, es decir, con la mitad de capacidad, el carbón produce 40% más de electricidad. La mayor parte de la capacidad renovable descansa en la eólica (52 GW), y en segundo lugar en la solar (41.7 GW). La hidráulica no ha crecido en los últimos 17 años debido a que las cuencas hidrológicas ya fueron ocupadas en el siglo pasado, y la capacidad se ha mantenido estable en menos de seis GW de potencia (figura 9).

La integración de la energía renovable está causando fuertes distorsiones en el mercado eléctrico alemán. Cuando no hay viento y no hay sol, las centrales de carbón tienen que funcionar como respaldo, y cuando hay exceso de producción eléctrica de viento y de sol, los parques eólicos tienen que ser desconectados o apagados para no colapsar la red nacional. El gobierno alemán está velando para que las empresas eléctricas no se vayan a la quiebra, tanto las renovables como las de gas y de carbón, lo que está provocando un encarecimiento progresivo de la factura eléctrica. A las empresas de renovables se les paga la electricidad en los momentos que generan en exceso a pesar de que deben ser desconectadas, y a las de carbón se les paga cuando se les obliga a reducir su generación debido a que la renovable tiene preferencia de compra en el mercado mayorista.

## LA SITUACIÓN ENERGÉTICA DE MÉXICO

A nivel nacional, las tendencias en materia de energía no han cambiado en el sexenio que se va cerrando. Después de 13 años, desde el pico máximo de la producción de petróleo con 3.4 millones de barriles diarios (Mbd), en la actualidad se están produciendo 1.9 Mbd, lo que representa un declive acumulado del 44% (figura 10A). Históricamente, el 83% de la producción mexicana vino de las llamadas Cuencas del Sureste, que incluyen los campos supergigantes y gigantes de aguas someras de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap en la sonda de Campeche. Desde el colapso de Cantarell, la mayor parte de la producción descansa en el complejo de Ku-Maloob-Zaap, que en la actualidad representa el 45% del total. Este conjunto de tres campos muestra signos de estar próximo a su declive. Si bien desde 2008 su producción se ha mantenido en una meseta de aproximadamente 850 mil barriles diarios, el campo Ku empezó a declinar en 2009 y produce ahora sólo una cuarta parte de su producción pico, Zaap está cerca de empezar a declinar y Maloob se ha llevado al máximo para compensar la caída de Ku. Más en general hay que considerar que la mayor parte de la producción mexicana procede de campos maduros, descubiertos y explotados desde hace más de 35 años y que tienen un declive promedio del 3% anual. Es cierto que México tiene todavía petróleo y gas convencional por descubrir o que todavía no se ha

FIGURA 10 A  
MÉXICO: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN MILES DE BARRILES  
DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (PCE)  
DESDE 1991 A OCTUBRE 2017



FUENTE: datos obtenidos por medio del Sistema de Información Energética de la SENER, disponible en <<http://sie.energia.gob.mx>>.

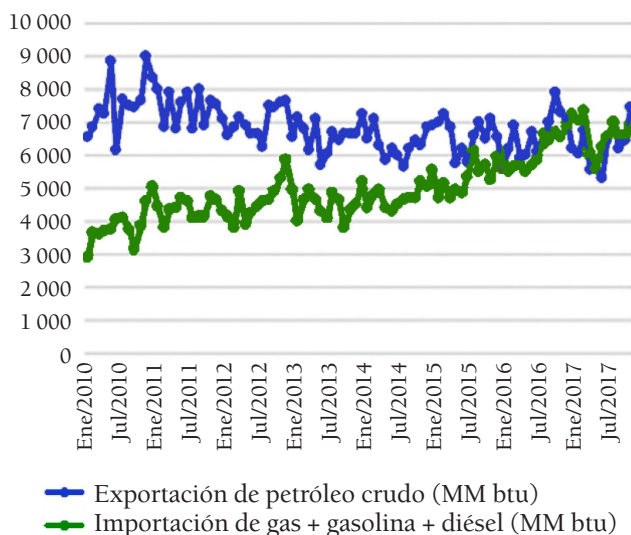
empezado a explotar. Sin embargo, ya hemos gastado el 86% de las reservas probadas (las que tenemos el 90% de certidumbre de poder extraer) y el estado de agotamiento es ya muy avanzado (Hernández Martínez y Ferrari, 2017). A pesar de haberse presentados como grandes yacimientos, los recientes hallazgos reportados por las compañías ENI y Sierra Oil&Gas en aguas someras, así como por la propia PEMEX, tierra adentro no van a revertir de manera significativa la tendencia histórica. Estos descubrimientos no cuentan todavía con reservas probadas, pero los números que se han manejado en cuanto a recursos apuntan que lo que se puede extraer será una pequeña fracción del petróleo existentes en Cantarell (Ferrari, 2017).

En el caso del gas natural la situación no es mejor. El pico de producción se tocó en el 2009 y desde entonces la producción ha bajado 22%. Al mismo tiempo, la política que han seguido los gobiernos en los últimos tres sexenios ha sido la de privilegiar el gas natural en la producción de energía eléctrica, fuente que ha llegado ya a representar un poco más del 50% de la generación. El incremento de la demanda de gas natural frente a la caída de la producción nacional ha requerido un constante aumento de las importaciones, que han subido hasta el 43% del total consumado. Para poder abastecer la demanda desde 2013, la Secretaría de Energía ha emprendido un gigantesco programa de construcción de nuevos gasoductos para conectar la red mexicana a la de Estados Unidos, con el objetivo de llegar a tener 21 268 km

de gasoductos para 2018, desde los 11 342 km que teníamos en 2015, con un costo de 23 mil millones de dólares de los cuales 15 200 millones son financiados por la Comisión Federal de Electricidad.

Con la caída de la producción petrolera ha disminuido la exportación de crudo, que pasó de un máximo de 1.9 Mbd en 2004 a 1.1 Mdb en el último año. Aunado a la devaluación del peso frente al dólar, esto ha significado una disminución de los ingresos petroleros como porcentaje del presupuesto federal. De acuerdo al INEGI, éstos fueron de casi el 30% en 2014, pero bajaron al 14% en 2015 y 13.4% en 2016. Además, debido a la falta histórica de inversión en refinación y el incremento constante del parque vehicular, el país importa cada vez más gasolina y diésel. Sumando a esto la importación de gas natural, México se ha convertido, desde 2016, en importador neto de energía fósil, ya que la energía de gasolina, diésel y gas que importamos ya es ligeramente superior a la del petróleo que exportamos (figura 10B).

FIGURA 10 B  
MÉXICO: EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO E IMPORTACIÓN DE GAS,  
GASOLINA Y DIÉSEL EN BILLONES DE BTU PARA COMPARACIÓN



FUENTE: datos obtenidos por medio del Sistema de Información Energética de la SENER, disponible en <<http://sie.energia.gob.mx>>.

Frente a este panorama, las previsiones de crecimiento de la producción de gas y petróleo de la Secretaría de Energía descansan esencialmente en una improbable producción masiva de hidrocarburos no convencionales y de

aguas profundas. La experiencia de Estados Unidos, que cuenta con más 100 mil pozos no convencionales y dos décadas de explotación de aguas profundas, nos da la pauta para prever lo que pueden representar estos recursos en México. En cuanto al no convencional, en México sólo hay una veintena de pozos exploratorios y todavía no hay reservas certificadas, sino “recursos prospectivos” que se definen como “cantidades de hidrocarburos estimadas a cierta fecha, que son potencialmente recuperables a partir de acumulaciones aún no descubiertas”. Según la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), los recursos prospectivos de hidrocarburos no convencionales de México son de aproximadamente 37 mil millones de petróleo y 81 trillones de pies cúbicos (Tcf) de gas. De éstos, quizás un 20% pueda traducirse en reservas técnicamente recuperables. Si esto sucediera, estaríamos hablando de 10.7 años de la producción actual de México y 5.8 años del consumo actual de gas. En el caso del gas llama la atención que los recursos prospectivos de *shale gas* —identificados por la CNH— corresponden a sólo el 15% de la cantidad reportada por la EIA en su estimación preliminar en 2013. Los 81 Tcf de recursos prospectivos estimados por la CNH son la cuarta parte de las reservas probadas de Estados Unidos en 2016. Tomando en cuenta lo anterior, en el mejor de los casos el desarrollo del *shale* en México sólo permitirá obtener recursos por unos cuantos años. Además, la falta de infraestructura (camino, ductos etc.), el mayor costo del capital y de los insumos, y la menor calidad del recurso (en México hay principalmente gas seco, que tiene menor valor comercial), indica que el *shale* mexicano tendría un costo aún mayor que en Estados Unidos. De hecho, hasta el momento la Secretaría de Energía ha ido posponiendo la licitación de las áreas para exploración de gas y petróleo de lutitas, en la espera de mejores precios del crudo y del gas.

En el caso de las aguas profundas México apenas está iniciando su explotación. Debido a la dificultad de exploración, los riesgos económicos y ambientales y los altos costos iniciales (cerca del doble que en aguas someras), PEMEX ha decidido entrar a este sector por medio de asociaciones (*farm-outs*) con empresas extranjeras con experiencia en este sector. Hasta ahora se han perforado 45 pozos (hasta 2 600 m de tirante de agua y 7 632 m de profundidad total), de los cuales 19 son productores. Se ha encontrado principalmente gas o petróleo pesado y extrapesado, no siempre explotable del punto de vista comercial. El primer descubrimiento de crudo de calidad se dio en los pozos Trion-1 y Supremus-1 (área de Perdido 39 km de la frontera USA). Trion tiene un volumen original de reservas 3P de 1 034 millones de barriles, lo que corresponde al 2.7% del crudo originalmente existente en el yacimiento de Cantarell. En septiembre 2016 se reportó el descubrimiento de otros campos (pozos Nobilis-1 y Teca-1) por 200 millones de barriles

que corresponde a 0.5% de Cantarell. Los bloques licitados en la Ronda 1.4 totalizan un recurso prospectivo medio de 8 444 millones de barriles, pero la cantidad efectivamente extraíble puede ser sólo un 10%-15%. En el lado estadounidense del Golfo de México dos mil pozos producen 1.25 Mb. Esta región en su pico se llegó a ~1.6 Mbd. Cabe mencionar que el área geológicamente apta para la existencia de estos recursos es mucho más extensa en el lado estadounidense que el mexicano. Por otro lado, el costo de este petróleo es muy superior al que hemos estado extrayendo hasta ahora. La CNH estima que se requieren ~4 400 millones de dólares (Mdd) en inversión para desarrollar cada una de las ocho áreas otorgadas en la Ronda 1.4 de aguas profundas. En el caso del *farm out* de PEMEX para el área del pozo Trion, la inversión puede llegar a 11 mil Mdd durante la vida del proyecto (poco menos del presupuesto 2017 de la SEP). Lo anterior indica que, como en el caso del no convencional, las aguas profundas pueden aportar una cantidad de recurso limitado a unos cuantos años y a un costo elevado.

#### UN MODELO ENERGÉTICO SOSTENIBLE PARA MÉXICO EN 2050

La realidad del declive de la producción de hidrocarburos mexicanos impone una reflexión seria acerca de la transición energética. Sin embargo, México no debería seguir el camino de las naciones que están apostando por las energías renovables sin antes hacer una revisión profunda y crítica de las distorsiones, costos y desequilibrios que está ocasionando su incorporación al sector eléctrico. El diseño de un modelo energético sostenible debe ser coherente con la capacidad real de los recursos energéticos disponibles dentro del territorio nacional, y debe seguir una estrategia que permita reducir progresivamente la importación de gasolinas y de gas natural y licuado desde los Estados Unidos, y elimine el uso de carbón para la generación eléctrica.

En unas décadas, la demanda nacional de energía podría convertirse en una bestia difícil de alimentar; en 2016 el consumo total fue de poco más de cinco mil Pj, de los cuales casi la mitad (2 400 Pj) fueron para el sector del transporte a través de combustibles fósiles, lo que se traduce en un consumo diario de alrededor de dos millones de barriles al día de petróleo. De continuar la tendencia de crecimiento de la demanda de energía de los últimos 15 años, hacia el 2050 la demanda nacional podría duplicarse hasta los diez mil Pj, de los cuales el transporte implicaría alrededor de 4 600 Pj; el consumo de petróleo podría llegar cerca de cuatro millones de barriles al día, pero la extracción nacional en 2050 estará por debajo de los 1.5 millones de barriles al día (Ocampo Téllez, 2015). Aún si se lograra sustituir entre el 30% y el 50% del transporte por vehículos eléctricos, la demanda de petróleo queda-

ría en el mismo nivel actual y se tendrían que agregar a la generación eléctrica nacional entre 300 y 500 TWh anuales, dedicados exclusivamente a cargar las baterías del parque vehicular. Todos los sectores económicos de México consumieron en 2016 alrededor de 300 TWh de electricidad.

De continuar la tendencia de crecimiento de la demanda nacional de electricidad, para el 2050 el consumo industrial y urbano podría alcanzar los 550 TWh anuales, y si se suma la demanda de los vehículos eléctricos, el consumo eléctrico podría llegar a ser de entre 900 y 1 200 TWh anuales. Permitir un incremento del consumo de electricidad de esa forma va a comprometer todo el potencial renovable que existe en México, que oscila entre 400 y 500 TWh anuales (PRODESEN, 2017-2031). Sin embargo, ese potencial podría verse limitado por aspectos ambientales, resistencia social y costos económicos. Por otra parte, las estimaciones de la SENER se han revelado históricamente muy optimistas, por lo que el potencial podría ser inferior y estar limitado a unos 300 TWh: la eólica podría aportar unos 80 TWh, la solar 160 TWh, la hidroeléctrica unos 40 TWh, la geotermia alrededor de diez TWh y la biomasa unos diez TWh. Construir la infraestructura necesaria para una capacidad de 300 TWh tomará al menos 30 años y puede costar alrededor de 400 mil millones de dólares, tomando en cuenta que Alemania ha invertido 200 mil millones de dólares durante 17 años en implementar capacidad para generar 188 TWh anuales.

Suponiendo que la demanda nacional de electricidad llegara a los 900 TWh anuales en 2050, y suponiendo la implementación de 300 TWh anuales de renovables, el resto (600 TWh) tendría que ser cubierto con gas y nuclear. Cabe preguntar qué va a ocurrir una vez que sea ocupado todo el potencial renovable, ya que la generación eléctrica de estas fuentes no podrá seguir creciendo; cualquier aumento futuro de la demanda eléctrica, después del 2050, tendría que ser abastecido con más gas y nuclear. El país cuenta actualmente con 40 centrales de ciclo combinado de gas que generan 160 TWh anuales y una sola central nuclear que genera diez TWh anuales. A pesar de la implementación de renovables, el parque convencional fósil y nuclear tendría que triplicarse a 120 centrales de ciclo combinado y aumentar a diez centrales nucleares para lograr abastecer 600 TWh anuales en 2050.

#### PLANEACIÓN, CONTROL Y REDUCCIÓN PROGRAMADA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Si la producción de petróleo del país va a caer a menos de 1.5 millones de barriles al día en 2050, el consumo del sector transporte debe reducirse de 2 400 Pj anuales de 2016 a 1 900 para el 2050. Asimismo, si la extrac-

ción de gas en el país está declinando, es necesario controlar su demanda para la generación, por lo que el consumo de electricidad debe adecuarse al potencial real de fuentes renovables (300 TWh).

El Plan Nacional de Energía debe considerar acciones importantes en la reducción del consumo total de energía para situarlo en 2050 en unos 4 800 Pj, a través de acciones en tres ámbitos: en el urbano, hacer eficiente el transporte público, remodelar los espacios viales para la introducción de transporte ligero y condicionar el uso del auto privado sea de combustible o eléctrico, limitando su potencia y peso; en el residencial, controlar el consumo de gas y climatización para uso doméstico; y en el industrial, implementar medidas para la reducción del consumo de petróleo, gas y carbón.

Un balance ideal del sector eléctrico para el 2050 debería establecer en 330 TWh la demanda máxima, que sería abastecida mediante 35 TWh de aportación de la hidráulica, en 10 TWh de la geotermia, en 40 TWh de la eólica, en 50 TWh de la solar y cinco TWh de la biomasa, para llegar a 140 TWh anuales. Para complementar el resto de la demanda eléctrica, el ciclo combinado deberá aportar 180 TWh (hoy aporta 160 TWh) y la nuclear diez TWh. El monto de inversión para lograr este balance sería de aproximadamente 250 mil millones de dólares y permitiría tener una reserva de capacidad en eólica y solar para el periodo posterior al 2050.

## BIBLIOGRAFÍA

- Berman, A. (2017a), “The Beginning of the End for the Bakken Shale Play”, disponible en <[http:// www.artberman.com/the-beginning-of-the-end-for-the-bakken-shale-play/](http://www.artberman.com/the-beginning-of-the-end-for-the-bakken-shale-play/)>.
- Berman, A. (2017b), “Higher Oil Prices are Likely in Early 2018”, disponible en <<http://www.artberman.com/higher-oil-prices-likely-early-2018/>>.
- Berman, A. (2017c), “Permian Reserves May Be Much Smaller than You Think”, disponible en <<http://www.artberman.com/permian-reserves-may-much-smaller-think/>>.
- Bolin, B. (2007), *A History of the Science and Politics of Climate Change*, Cambridge University Press, pp. 49-143.
- British Petroleum (2017), “BP Statistical Review of World Energy 2017”, disponible en <[https:// www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html](https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html)>.
- Chen, J., H. Shi, B. Sivakumar y M.R. Peart (2016), “Population, Water, Food, Energy and Dams”, en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 18-28.

- Clack, C.T., S.A. Qvist, J. Apt, M. Bazilian, A.R. Brandt, K. Caldeira *et al.* (2017), "Evaluation of a Proposal for Reliable Low-Cost Grid Power with 100% Wind, Water, and Solar", en *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 114, núm. 26, 27 de junio, pp. 6722-6727.
- Ferrari, L. y C. Estrada Gasca (2012), "Crisis energética mundial, diagnóstico y alternativas", en J.L. Calva (coord.), *Crisis energética mundial y futuro de la energía en México. Serie Análisis Estratégico para el Desarrollo*, Consejo Nacional de Universitarios, vol. 8, pp. 19-39.
- Ferrari, L. y C. Estrada Gasca (2015), "Petróleo no convencional y fracking, Como llegamos a ello y consecuencias para el futuro de la economía", en *OIKOS*, disponible en <<http://web.ecologia.unam.mx/oikos3.0/index.php/oikos-historico/numeros-anteriores/163-petroleo-no-convencional>>.
- Ferrari, L. y C. Estrada Gasca (2017), "La realidad de los nuevos descubrimientos de petróleo del Golfo de México", en *Serendipia. Revista de Periodismo Científico*, disponible en <<https://goo.gl/4f6WBz>>.
- Hernández Martínez, D. y L. Ferrari (2017), "Evolución de la distribución de las reservas de hidrocarburos de las Provincias Petroleras Mexicanas", *Terra Digitalis*, vol. 1, núm. 2, disponible en <<https://doi.org/10.22201/igg.terradigitalis.2017.2.25>>.
- Hughes, J.D. (2014), *Drilling Deeper, a Reality Check on US Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom*, Santa Rosa, California, Post Carbon Institute, disponible en <<http://www.postcarbon.org/publications/drillingdeeper/>>.
- IEA (2017), "Global Oil Discoveries and New Projects Fell to Historic Lows in 2016", disponible en <<https://www.iea.org/newsroom/news/2017/april/global-oil-discoveries-and-new-projects-fell-to-historic-lows-in-2016.html>>.
- Jacobson, M.Z., M.A. Delucchi, M.A. Cameron, B.A. Frew *et al.* (2015), "Low-Cost Solution to the Grid Reliability Problem with 100% Penetration of Intermittent Wind, Water, and Solar for All Purposes", en *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 112, núm. 49, pp. 15060-15065.
- Knoema (2017), "North American Oil and Gas Bankruptcies", disponible en <<https://knoema.com/infographics/otsvwed/north-american-oil-and-gas-bankruptcies>>.
- Ocampo Téllez, E. (2015), "Niveles de producción petrolera nacional y el desarrollo industrial. Diferentes escenarios", en Arturo Oropeza García (coord.), *Reforma energética y desarrollo industrial, Un compromiso inaplazable*, Instituto de Investigaciones Jurídicas-UNAM, pp. 269-296.
- Rystad Energy (2015), *Global Liquids Cost Curve*, octubre, disponible en <<https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/global-liquids-supply-cost-curve>>.

RSRocco Report (2016), “End of the U.S. Major Oil Industry Era, Big Trouble At ExxonMobil”, disponible en <<https://srsroccoreport.com/end-of-the-u-s-major-oil-industry-era-big-trouble-at-exxonmobil/>>.

RSRocco Report (2017), “U.S. Deepwater Offshore Oil Industry Trainwreck Approaching”, disponible en <<https://srsroccoreport.com/u-s-deep-water-offshore-oil-industry-trainwreck-approaching/>>.

Secretaría de Energía (PRODESEN) (2017-2031), “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”, disponible en <<https://www.gob.mx/ser/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>>.

Tverberg, G.E. (2012), “Oil Supply Limits and the Continuing Financial Crisis”, en *Energy*, vol. 37, núm. 1, pp. 27-34, disponible en <<http://doi.org/10.1016/j.energy.2011.05.049>>.

# TRANSFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS: COMPONENTE FUNDAMENTAL DE UN NUEVO CRECIMIENTO Y DE LOS ESFUERZOS PARA ENFRENTAR EL CAMBIO CLIMÁTICO

ÁNGEL DE LA VEGA NAVARRO\*  
DANIEL ALEJANDRO PACHECO ROJAS\*\*

UN NUEVO MARCO DE ANÁLISIS PARA REPENSAR  
LOS PROCESOS DE CRECIMIENTO

Las conexiones entre los temas energéticos, económicos y ambientales, se hacen cada vez más evidentes y estrechas. Los servicios energéticos son insumos indispensables de los procesos de crecimiento y desarrollo de las economías y generan al mismo tiempo emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que contribuyen a la aceleración del cambio climático. Por ello se habla ahora de reorientar el crecimiento hacia trayectorias “bajas en emisiones”, “de bajo carbono”. Un crecimiento “verde”<sup>1</sup> basado en los siguientes pilares: 1) mejor y más eficiente utilización de las energías fósiles; 2) impulso a las energías renovables; 3) equidad energética; 4) desarrollo de nuevas tecnologías energéticas (“No green growth without innovation”, Aghion *et al.*, 2010).

Encaminarse hacia un “crecimiento verde”, “bajo en emisiones”, requerirá necesariamente cambios en el sistema energético: su composición deberá cambiar, independizándose progresivamente de las energías fósiles y haciendo un lugar cada vez más importante a las renovables y a otras menos intensivas en carbono.

\* Profesor-investigador del Posgrado de Economía, del Posgrado de Ingeniería en Energía y del Posgrado de Ciencias de la Sustentabilidad de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

\*\* Maestro en Economía por la UNAM, actualmente realiza su doctorado en el Posgrado de Ingeniería en Energía en esta misma universidad.

<sup>1</sup> Como en otros casos, la noción de “crecimiento verde” se ha generalizado sin definiciones precisas. Su origen se encuentra en *Green Jobs: Towards Decent Work in a Sustainable, Low-Carbon World* (PNUMA y OIT, 2008). Para la OCDE es la vía a seguir para: “pasar de la economía actual a una economía sustentable [...], reduciendo al mismo tiempo la contaminación y las emisiones de GEI, limitando lo más posible la producción de desechos y el desperdicio de recursos naturales, preservando la biodiversidad y reforzando la seguridad energética”.

La crisis que estalló en 2007-2008, que fue también una crisis energética y ambiental, reveló bajo sus expresiones financieras inmediatas, problemas profundos relacionados con las preferencias por el presente respecto al futuro, que obstaculizan la toma de decisiones en la perspectiva de largo plazo que requieren los procesos de crecimiento. Algunos ejemplos: 1) la preferencia por rendimientos excesivos y a corto plazo de productos financieros afectan los tiempos que requieren la inversión y el desarrollo energético, así como el cambio tecnológico necesario para el paso a una economía de bajo carbono, y 2) el impulso al consumo excesivo de los recursos naturales por las generaciones actuales.

¿Se aprovecharán en México las perspectivas que ha abierto la crisis global para promover una economía “baja en carbono”, transitando hacia fuentes renovables de energía e innovaciones tecnológicas favorables al ambiente, encaminándose además hacia nuevos patrones de consumo? En esto consiste precisamente la “descarbonación” de una economía, una de cuyas condiciones es la transformación de su sistema energético, el cual comprende el conjunto de actividades y actores que se encuentran desde la producción hasta la utilización de la energía, pasando por actividades de transformación, transporte y distribución. Estos sistemas se fortalecieron en condiciones de abundancia de las energías fósiles, de precios bajos y de restricciones ambientales casi inexistentes. Se han caracterizado, además, por grandes inercias de instituciones, estructuras y comportamientos, así como por grandes desigualdades.

La descarbonación de la economía involucra incrementar la eficiencia energética; es decir producir una mayor cantidad de producto con menos recursos energéticos y, por ende, eliminar o reducir emisiones de GEI. También consiste en realizar importantes acciones en los procesos industriales, orientadas al ahorro y uso eficiente de la energía. Escenarios de descarbonación apuntan a una creciente electrificación del sistema energético, con una electricidad que provendrá mayormente de fuentes renovables. La transición hacia una mayor participación de energías renovables que permitan ofrecer un futuro bajo en emisiones, tecnológicamente es posible, con nuevos esquemas de negocio y regulatorios y redireccionando los flujos financieros hacia una vía baja en emisiones y medidas orientadas a influir sobre la demanda.

El Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) y proyectos como el Deep Decarbonization Pathways Project (DDPP),<sup>2</sup> han mostrado que es

<sup>2</sup> Reúne a equipos de investigación de 16 de los países más grandes emisores para diseñar senderos de reducción de emisiones coherentes con límites de incremento del calentamiento en 2°C o menos. Lo impulsan The Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI) y el Sustainable Development Solutions Network (SDSN). Ha elaborado varios

posible orientarse económica y tecnológicamente por senderos de bajas emisiones hasta reducirlas por completo hacia la mitad de este siglo. Para ello, la coherencia institucional y de las emergentes o en desarrollo. Antes de la COP21 (París, diciembre 2015), la OCDE publicó un informe<sup>3</sup> que puso en evidencia las contradicciones entre la voluntad de construir un acuerdo sobre reducción de emisiones para limitar el calentamiento global y las políticas que favorecen los combustibles fósiles y actividades fuertemente intensivas en carbono. No sólo eso, el informe señalaba que las políticas de subsidios y subvenciones de los Estados y el funcionamiento del sistema financiero se contraponían a los objetivos de la reunión de París, la cual desembocó en el acuerdo del mismo nombre. El problema central que se ponía de manifiesto era precisamente la ausencia de alineación de las políticas públicas con los objetivos del combate al cambio climático. El informe mostró también que dos tercios de las inversiones energéticas van a las fósiles, que las subvenciones y gastos fiscales favorecen la producción y utilización de esas energías, que las políticas urbanas y la planeación de los transportes están mal coordinadas y favorecen la utilización intensiva del automóvil.

Hay países que están creciendo y de ellos provendrá buena parte del consumo energético: los llamados “países emergentes”. Como sucedió en su momento con países desarrollados, esos países se encuentran en una fase de elevada intensidad energética por las características de su desarrollo industrial, la construcción de infraestructuras y el auge del transporte que acompaña esos procesos.<sup>4</sup> Están poniendo ahora, sin embargo, el énfasis en: 1) la utilización de los recursos fósiles de los que se pueda disponer domésticamente o a los que se pueda acceder en otros territorios, con una mayor preocupación por la eficiencia, el progreso técnico y los impactos ambientales; 2) el desarrollo de las energías renovables combinando los desafíos propiamente energéticos con el impulso a nuevas industrias energéticas y ambientales y con la innovación tecnológica.

El crecimiento de esos países, como es el caso de China, no se ha limitado a un incremento del PIB a tasas importantes y sostenidas: se ha visto acompañado de profundas transformaciones estructurales. La población urbana

---

informes sobre “descarbonación profunda”, incluido uno sobre México: Tovilla, J. *et al.* (2015), *Pathways to deep decarbonization in Mexico*, SDSN-IDDRI.

<sup>3</sup> OCDE (2015), *Aligner les politiques au service de la transition vers une économie bas carbone*. Informe elaborado con la participación de la IEA, la Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) y el Forum international des transports (FIT), París.

<sup>4</sup> Según la *BP Energy Outlook 2030*, el crecimiento del uso de energía primaria provendrá, en ese horizonte, en un 93% de los países no miembros de la OCDE, pero se dará también en una caída de la intensidad energética.

ha aumentado, el incremento de la riqueza ha traído consigo nuevos modos de consumo, nuevas necesidades energéticas. ¿Es posible cubrirlas y al mismo tiempo mejorar el ambiente con el tipo de crecimiento que se está dando? Encaminarse a una economía “más baja en carbono” también significa aumentar progresivamente el lugar de actividades de mayor valor agregado, pero menos consumidoras de energía. En el caso de “países emergentes”, cuyo crecimiento se ha basado en gran parte en las exportaciones, buena parte ellas son intensivas en energía, con un bajo valor agregado y elevadas emisiones.

Crecimiento, consumo de energía y emisiones todavía se encuentran en una relación estrecha en esos países. Una contracción drástica del consumo no es realista en un corto/mediano plazo: a causa de la composición del producto y de estilos de desarrollo que toma tiempo cambiar. Por ello, un país como China no ha aceptado reducciones absolutas sino relativas, consistentes en reducciones de intensidad energética (energía consumida por unidad de PIB).<sup>5</sup> La razón obvia es su voluntad de preservar el crecimiento, lo cual implica un mayor uso de energía, pero con una menor intensidad energética.

### *Los sistemas energéticos. Factores y perspectivas de su transformación*

Un resultado central de la COP21 (París, 2015) es el acuerdo de “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C, y seguir esforzándose por limitar el incremento de la temperatura a 1.5 °C”. En el marco de los trabajos del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), se ha mostrado que para mantenerse en niveles cercanos al 1.5 °C debe haber cero emisiones relacionadas con la energía hacia 2050. *Emisiones relacionadas con energía* significan básicamente emisiones relacionadas con energías fósiles (petróleo, gas natural, carbón), las cuales representaron 80% del consumo mundial de energía en 2015, según la IEA. Estas energías se han desarrollado masivamente en un mundo convencido que siempre se necesitarán, que continuarán estando presentes en todos los ámbitos de la economía y la sociedad y que, en todo caso, no se podrán reunir las fuerzas sociales y factores políticos capaces de enfrentar el lugar masivo que ocupan.

En América Latina, México ocupa el segundo lugar en generación de emisiones de GEI, después de Brasil y antes de Argentina y Venezuela. Sus

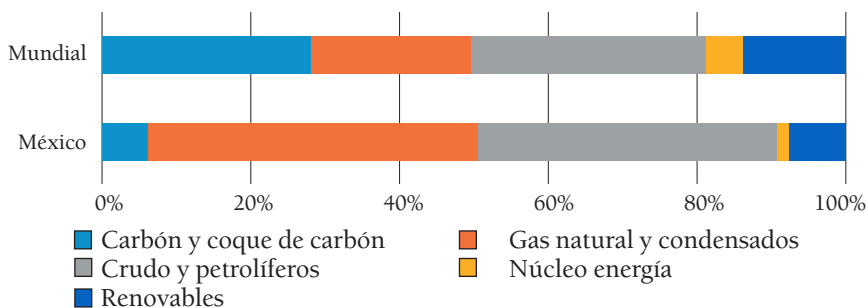
<sup>5</sup> A partir del acuerdo con Estados Unidos, del 12 de noviembre de 2014, y de su participación en la COP21, China ha reorientado sus posiciones. Se comprometió, por ejemplo, a que sus emisiones alcanzarían un pico hacia 2030 y a que su aprovisionamiento energético provendría ese mismo año de fuentes de cero emisiones. Parece decidida incluso a alcanzar un liderazgo en el tema del cambio climático ante las posiciones del actual presidente de Estados Unidos.

emisiones continúan aumentando debido al creciente consumo de combustibles fósiles. Aproximadamente 60% de las emisiones provienen de la combustión para usos energéticos de esos combustibles, siendo las principales fuentes de emisiones el transporte (23%) y la generación eléctrica (17%). A partir de esa situación se plantea la necesidad —por lo menos— de un uso más eficiente de los combustibles fósiles y de una mayor participación de las energías renovables en el consumo final, el cual era de 4.4% del total en 2010.

Los servicios energéticos son insumos indispensables de los procesos de crecimiento y desarrollo; su naturaleza y las modalidades de su aprovisionamiento se consideran fundamentales para alcanzar el desarrollo sustentable. Sin embargo:

- 1) Se hace cada vez más evidente la necesidad de cambios en el tipo de aprovisionamiento energético que ha predominado hasta ahora, ya que en México (91.2 %) y en el mundo (81.4 %) se usan energías fósiles (véase la gráfica 1), contaminantes y no renovables, consumidas muchas veces de manera ineficiente y no sustentable.

GRÁFICA 1  
OFERTA INTERNA BRUTA POR TIPO DE ENERGÉTICO,  
MÉXICO Y EN EL MUNDO, 2015



FUENTE: elaboración propia con datos de: SENER (2016), Balance nacional de energía 2015; IEA (2017), Key World Energy Statistics.

- 2) Además, con los datos disponibles hoy en día (véase tabla 1), no parece razonable pensar que con una producción creciente de energías fósiles se podría cubrir la demanda que se prevé en los próximos años. Por ello, las decisiones que se tomen en el momento actual para apoyar tecnologías que conducen a fuertes emisiones, pueden tener profundos efectos negativos en las próximas décadas.

TABLA 1  
RESERVAS DE RECURSOS FÓSILES, MÉXICO Y EL MUNDO 2016

Reservas	México			Mundo		
	Millones barriles	Millones toneladas	Relación R/P	Millones barriles	Millones toneladas	Relación R/P
Petróleo	8.1	1.1	8.9	1 706.7	240.7	50.6
Carbón		1 211.0	151.0		1 139 331.0	153.0
Gas	0.2*	8.6 <sup>o</sup>	5.2	186.6*	6 588.8 <sup>o</sup>	52.5

Notas: \* Trillones de metros cúbicos, <sup>o</sup> Trillones de pies cúbicos.

Relación (R/P) – Es el periodo que las reservas restantes duraría si la producción continuara a ese ritmo (años).

FUENTE: PB (2017), Statistical Review of World Energy, junio.

- 3) El crecimiento económico y la satisfacción de necesidades humanas fundamentales (salud, educación, etc.) implica necesariamente una expansión de los servicios energéticos; si no se encuentra la manera de que esa expansión de los servicios no impacte cuantitativamente el sector energético, puede haber consecuencias graves para la población y el ambiente, en particular cuando predominan en él los combustibles fósiles.

Una mayor presencia de las energías renovables y el ahorro y uso eficiente de la energía puede contribuir a romper esa relación y a orientar el desarrollo hacia la sustentabilidad, mejorando el acceso a la energía y reduciendo los impactos negativos sobre el ambiente y la salud. Por las razones anteriores, el objetivo es dirigirse hacia sistemas energéticos en los cuales las energías fósiles disminuyan cuantitativamente y se utilicen mejor, dando entrada a las energías renovables.

Esto ya ha empezado a suceder, tan sólo en 2015 la producción mundial de electricidad en base a renovables fue de 5500 TWh, cifra que representa el 23 % de los 24 mil TWh producidos, de los cuales destaca China con 1 398 TWh, Estados Unidos con 568 TWh y Brasil con 430 TWh. Cabe destacar que México produjo un total de 260 TWh (incluyendo renovables y no renovables).<sup>6</sup>

La *BP Energy Outlook 2030*, por su parte, considera que el incremento de la diversificación de las fuentes energéticas, con una mayor participación de combustibles no-fósiles (nuclear, hidráulica y renovables), constituye una tendencia que se afirmará en los próximos años. Sólo la contribución de las

<sup>6</sup> IEA, (2017), Key World Energy Statistics 2017.

renovables (solar, eólica, geotérmica y biocombustibles) al crecimiento del consumo energético, entre 2010 y 2030, pasará del 5% al 18 por ciento.

Los datos anteriores muestran tendencias hacia la transformación de los sistemas energéticos, sobre todo por los imperativos que provienen del carácter finito de las energías fósiles y por las consecuencias ambientales de su consumo. Desde la revolución industrial ha habido cambios en los sistemas energéticos, los cuales, vistos en perspectiva histórica, se han agrupado en épocas determinadas en lo que conocemos como transiciones energéticas, las cuales dieron lugar a oleadas sucesivas de innovaciones y de crecimiento económico.<sup>7</sup> En el momento actual se perciben tendencias que parecen irreversibles, pero determinadas coyunturas muestran hechos que las frenan o parecen encaminarlas en sentido inverso. Deben tomarse en cuenta, entonces, factores de incertidumbre en los análisis de los cambios de los sistemas energéticos. Ejemplos recientes:

*Primero:* gas natural no convencional. En muy pocos años, prácticamente desde 2009, cambiaron las perspectivas del aprovisionamiento en gas natural de Estados Unidos. Este país pasó de una situación que llegó a calificarse de “déficit estructural”, a ser en la actualidad el más importante productor de gas natural gracias a avances tecnológicos que le permitieron la explotación de nuevos yacimientos no accesibles anteriormente, ni económica ni tecnológicamente (*sale gas*). Sin embargo, están aún pendientes de definir en su totalidad las consecuencias que una producción intensa de ese gas puede tener desde un punto de vista ambiental (utilización de agua, uso de químicos tóxicos, etc.), así como la posibilidad de replicar una explotación intensiva de ese gas en un país como México.

*Segundo:* caída de los precios de petróleo. Todavía hacia junio de 2014 se observaron precios del petróleo en 120 USD por barril, los cuales incentivaron las inversiones en energías renovables. Actualmente, esos precios se encuentran oscilando alrededor de 45 USD por barril, lo cual dificulta la competitividad de las energías renovables por el mecanismo de costos.

*Tercero:* evolución de los sistemas energéticos en América del Norte. Estados Unidos había iniciado con sus socios del TLCAN un proceso en una dirección coherente con los esfuerzos de la comunidad internacional para hacer frente al cambio climático,<sup>8</sup> los cuales se han visto comprome-

<sup>7</sup> Cf. Ángel de la Vega Navarro, “La transición energética en México como exportador de petróleo. Nuevas dimensiones del análisis y de las políticas energéticas”, en José Luis Calva (coord.), *Agenda para el desarrollo*, vol. 8, Política Energética, UNAM-Miguel Ángel Porrúa, México, 2007:345-359.

<sup>8</sup> Véase, por ejemplo, el documento emitido luego de la reunión de los presidentes de Estados Unidos y de México y el primer ministro de Canadá (*North American Climate, Clean Energy, and Environment Partnership*, Ottawa, Ontario, 29 de junio, 2016). Para avanzar en los compromisos

tidos por las definiciones y acciones de la nueva administración dirigida por el presidente Donald J. Trump. Desde su campaña anunció su apoyo a las energías fósiles y a las industrias intensivas en energía.<sup>9</sup> En el plano internacional, se ha comprometido a revertir los compromisos y las acciones tomadas en la lucha contra el cambio climático, adquiridos por la administración del presidente Obama. Su nuevo lema (“dominación energética”), sobre el que hasta ahora orientaba las estrategias y políticas de Estados Unidos (“independencia energética”),<sup>10</sup> tendrá implicaciones para los intercambios energéticos en América del Norte y muy posiblemente sobre el futuro del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), calificado por el presidente Trump como el peor compromiso comercial firmado en la historia de Estados Unidos.<sup>11</sup> Elementos de incertidumbre se han presentado en la renegociación de algunos aspectos de ese tratado, como el referente a la protección de las inversiones (capítulo 11)<sup>12</sup> y sobre el destino del tratado mismo.

*Cuarto:* riesgos, accidentes y acontecimientos inesperados que pueden impactar determinadas evoluciones. Por ejemplo:

- El Huracán Harvey y el cierre de refinerías en Texas (agosto 2017). Texas procesa la tercera parte del petróleo de Estados Unidos, pero debido al huracán Harvey se detuvo la producción de 2.3 millones de barriles de petróleo diarios, provocando impactos en el incremento de precios y abastecimiento. Aunque paulatinamente las refinerías comenzaron a

---

adoptados (en particular producir la mitad de la electricidad a partir de fuentes limpias de energía, reducir las emisiones de metano en esa misma proporción y aumentar la eficiencia energética) los tres países debían encaminarse a una mayor armonización entre sus políticas energéticas y ambientales.

<sup>9</sup> Ángel de la Vega Navarro (2017), “Trump y México: ¿Fossil Energy Connection?”, *Energía a Debate*, vol. 14, núm. 79, CDMX.

<sup>10</sup> Ángel de la Vega Navarro (2017), “La ‘dominación energética’ del presidente Trump y la renegociación del TLCAN”, *Briújula Ciudadana*, núm. 92, nueva época, 9 de octubre.

<sup>11</sup> *Proceso* (2017), “Sepulta Trump el TLCAN: pide iniciar el proceso de terminación del acuerdo”, 28 de agosto, disponible en <<http://www.proceso.com.mx/500799/sepulta-trump-tlcan-pide-iniciar-proceso-terminacion-del-acuerdo>>.

<sup>12</sup> En ese marco, un inversionista extranjero que considera afectados sus intereses por decisiones de un gobierno, puede atacarlo directamente y llevar su caso ante tribunales especiales compuestos por árbitros privados. Parece que el gobierno mexicano no sólo prefiere no replantear ese tema en las negociaciones, sino que buscaría incluirlo en el marco legal del país, según lo expresó el embajador de México en Estados Unidos, Jerónimo Gutiérrez, en un foro organizado por el centro de estudios Wilson Center en Washington, D.C.: “Mexico understands the necessity of providing certainty, both on NAFTA and the energy sector. We will make sure investments are secure”. Mexico would prefer an updated trade agreement that preserves investor protection clauses: “If that is not the case, Mexico can pass an investment protection law that will accomplish the same thing”. Argus (2017), “Mexico offers to match oil groups’ Nafta wish”, 27 de septiembre, disponible en <<http://www.argusmedia.com/news/article/?id=1542543>>.

reanudar actividades, este acontecimiento generó el incremento en el costo de las gasolinas de 17% en esa región de Estados Unidos;<sup>13</sup> un dato importante para México ya que importa 64% de las gasolinas que consume y de ese total, 83% proviene de Texas. A ello se suma que nuestro territorio tiene una capacidad de almacenamiento de petróleo equivalente únicamente al consumo de tres días, contra los 30 días que posee la Unión Americana. Además, se consumen cinco mil 810 millones de pies cúbicos de gas natural al día, de los cuales se importan 4 683, es decir, 81%, en su mayor parte también de Texas, principalmente para la generación de electricidad.

- El accidente de la central de Fukushima (marzo 2011). La energía nuclear para generar electricidad está presente en los sistemas energéticos, pero no de manera generalizada. Solamente 30 países la desarrollan para generar electricidad, con porcentajes que van del 2% al 76.3%<sup>14</sup> (caso de Francia). El accidente tuvo consecuencias en algunos sistemas energéticos, introduciendo incertidumbre acerca del futuro de la energía nuclear con impactos sobre el conjunto de la matriz energética. Antes del accidente, Japón dependía en un 82% de combustibles fósiles y para el 2016 en un 93%. Sin embargo, su consumo neto de energía ha disminuido durante ese periodo. Seis años después del accidente en Fukushima se han cerrado reactores nucleares con una combinación de políticas dirigidas al control de la demanda, adecuándola al racionamiento de la distribución de la capacidad disponible. En Alemania, después del accidente, Angela Merkel anunció el cierre de los reactores nucleares alemanes para 2022; en 2011 fueron detenidos ocho reduciendo su aportación de un 30% a un 13% del total de la producción de electricidad. Esta reducción no ha sido remplazada totalmente por la eólica y la solar; se reincorporó un porcentaje de carbón y se ha actualizado la construcción del gasoducto “Nord Stream 2”.<sup>15</sup>

## ¿HACIA UN NUEVO CRECIMIENTO? EL CASO DE MÉXICO

### *La definición de compromisos y sus implicaciones*

En la Conferencia de las Partes (COP21, diciembre 2015), 195 países se comprometieron a limitar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

<sup>13</sup> Daniel Pacheco (2017), “Probable aumento en las gasolinas por huracanes”, conferencia de prensa, *Gaceta-UNAM*, núm. 4902.

<sup>14</sup> RTE (2016), *Annual Electricity Report 2015*. Réseau de transport d’électricité, France.

<sup>15</sup> Edgar Ocampo (2017), “Activos energéticos de México y su desarrollo”, artículo por publicarse en un libro editado por el IIEc/El Colmex.

para contener el incremento de la temperatura debajo de 2°C, en comparación a los niveles preindustriales, y a mejorar la adaptación a los impactos adversos del cambio climático (ONU, 2015). México se comprometió a limitar sus emisiones a 762 MtCO<sub>2</sub>e en 2030, un compromiso de reducción no condicionado de 22% de GEI (Gobierno de la República, 2015). Esa reducción se define respecto a una línea base (escenario Business As Usual, BAU) de proyección de emisiones basadas en un crecimiento económico sin políticas de cambio climático, iniciando en 2013 (primer año de ejecución de la Ley General de Cambio Climático). En la tabla 2 se aprecia la distribución de las emisiones, así como su tasa de crecimiento, respecto al BAU y también al año 2013.<sup>16</sup>

Los compromisos de mitigación, señalados en la tabla 2, implican dejar de producir 210 MtCO<sub>2</sub>e, lo que es equivalente a desaparecer el sector transporte, residencial y comercial juntos o la generación de electricidad, agricultura y ganadería juntos en el año 2013. Como eso no va a suceder, para lograr estas ambiciosas contribuciones nacionales no condicionadas se pretende realizar acciones en los sectores energético, industrial, urbano y forestal (Gobierno de la República, 2015).

En el sector urbano, el objetivo es impulsar la construcción de edificaciones y la transformación de centros urbanos hacia ciudades sustentables, con eficiencia energética y bajo carbono; promover el uso doméstico de calentadores y celdas solares; y recuperar y usar el metano en los rellenos sanitarios municipales y las plantas de tratamiento de aguas residuales. Por lo que ve a los sectores forestal y agropecuario, el propósito es alcanzar en el 2030 la tasa cero de deforestación, mejorar el manejo forestal, impulsar la tecnificación sustentable del campo, promover biodigestores en granjas agropecuarias y recuperar pastizales. En el sector transporte se han analizado diversas alternativas: la opción de motor híbrido se consolida como la alternativa al motor de combustión interna en el corto plazo a pesar de los elevados precios; sin embargo, debido a las limitaciones de autonomía, representa una transición parcial ya que se seguirían consumiendo combustibles fósiles.

Además de señales claras e incentivos para invertir en tecnologías favorables al ambiente y ofrecer estímulos a la innovación tecnológica, las inversiones gubernamentales son indispensables, directamente o compartiendo riesgos con el sector privado: cofinanciamientos, créditos y colaboración pública-privada en proyectos de I&D, políticas relacionadas con las compras y proyectos gubernamentales; medidas para apoyar la innovación en pequeñas y medianas empresas, construcción de infraestructuras, particularmente en las áreas rurales.

<sup>16</sup> Ángel de la Vega y Daniel Pacheco (2016), “Los compromisos de mitigación de gases de efecto invernadero”, *Energía a Debate*, México, vol. 13, núm. 77, México.

TABLA 2  
EMISIONES DE GEI EN MÉXICO (MTCO<sub>2</sub>e)

	Inventario	BAU	TC.BAU 2030/ Inventario 2013	Compromiso	TC. Meta 2030/ BAU 2030	TC. Meta 2030/ Inventario 2013
Sector	2013	2030		Meta 2030		
Transporte	145.00	229.00	54.73	181.00	-20.96	22.30
Generación de electricidad	126.00	202.00	60.32	139.00	-31.19	10.32
Residencial y comercial	26.00	28.00	7.69	23.00	-17.86	-11.54
Petróleo y gas	87.00	137.00	57.47	118.00	-13.87	35.63
Industria	141.00	202.00	43.26	194.00	-3.96	37.59
Agricultura y ganadería	80.00	93.00	16.25	86.00	-7.53	7.50
Residuos*	31.00	49.00	58.06	35.00	-28.57	12.90
USCUSS**	33.00	32.00	-3.03	-14.00	-143.75	-142.42
Emisiones totales	672.00	972.00	44.64	762.00	-21.60	13.39

FUENTE: elaboración propia, con datos del Gobierno de la República, (2015).

\*Sólidos urbanos y aguas residuales. \*\* Uso de suelo y cambio de uso de suelo y silvicultura (TC=Tasa de Crecimiento).

### *La reforma energética y sus posibilidades*<sup>17</sup>

En México se han renovado entornos institucionales y regulatorios para el surgimiento de una nueva organización del sistema energético; se caracterizan ahora por centrarse en el mercado y por una apertura a nuevos actores en las diferentes industrias: petróleo, gas, electricidad y refinación. En el caso del petróleo se ha considerado que, con la entrada de capitales privados, técnica y organizacionalmente avanzados, y siempre en busca de nuevas oportunidades de negocio, se logrará uno de los principales objetivos de la reforma: incrementar la producción de crudo y con ello, eventualmente, incrementar las divisas emanadas de su exportación.

<sup>17</sup> En este punto se retoma buena parte de lo expuesto sobre este tema en Ángel de la Vega Navarro, Y. Jimena Romero Herrera, Mónica Santillán Vera, Daniel Alejandro Pacheco Rojas (2017), “Las reformas energéticas en México: contenido, resultados preliminares, desafíos”, en *Energía a Debate*, vol. 14, núm. 82, México.

En los últimos años, México ha intensificado el uso del gas natural, principalmente en el sector eléctrico con una demanda de 43% con cifras correspondientes a 2015. De tal forma que para cubrir la brecha cada vez mayor entre la producción nacional y la demanda, ha sido necesario el incremento de las importaciones, originándose un déficit creciente en la balanza comercial de gas natural.

En el caso de la refinación de petróleo, el sector ha permanecido con bajos niveles de inversión; no hay una refinería nueva desde 1979; las refinerías existentes están diseñadas para refinar crudos ligeros, mientras que la producción mexicana es en su mayoría de crudos pesados; prevalece un bajo nivel de utilización de la capacidad instalada (43%); y en general hay un fuerte rezago y dependencia tecnológica. La industria de la refinación no ha mostrado cambio alguno a partir de la reforma energética, y lejos de mostrar señales positivas, su deterioro estructural ha continuado. La operación de las refinerías se ha visto incluso más limitada por los recortes al presupuesto para PEMEX Transformación Industrial, y la producción de petrolíferos ha mostrado una caída, mientras que la creciente demanda interna empuja a la importación de dichos productos.

Por lo dicho hasta aquí, puede decirse que un componente principal de las reformas tiene que ver con el impulso a las energías fósiles, aunque se espera que el gas tenga un lugar más importante, de manera particular en la generación eléctrica, al producir menores emisiones de GEI.

En cuanto a las energías renovables, en el marco anterior de la organización del sector energético se mencionaban usualmente diversas carencias de tipo regulatorio que frenaban su desarrollo, sobre todo por las restricciones legales que impedían la participación del sector privado. Aún sobre la CFE pesaban restricciones que no favorecían la posibilidad de participar en el desarrollo de la generación eléctrica con base en energías renovables.

Con la reforma del sector eléctrico se señalan de manera explícita objetivos ambientales: se unieron preocupaciones sobre el cambio climático con el desarrollo de las energías renovables en el marco de la instauración de un mercado eléctrico. Hasta el año 2005, los temas del cambio climático y de las energías renovables no parecían ser una prioridad y no tenían conexiones entre ellos; existían además deficiencias en diferentes niveles para implementar las acciones. Alrededor de 2008, una serie de factores se unieron para promover una mayor conciencia sobre el papel de las energías renovables, así como para impulsar un desarrollo más significativo de estas energías. Entre esos factores se pueden mencionar los siguientes: la caída de la producción y las exportaciones de petróleo, los problemas ambientales en las grandes ciudades, especialmente la Ciudad de México; intereses y las acciones de las agencias de cooperación internacional en la promoción de

proyectos de energía solar y eólica; nuevas oportunidades de inversión para empresas de países como España, Alemania y Estados Unidos. Una consecuencia del nuevo marco legal, junto con los factores mencionados, es que la generación de electricidad a partir de renovables (geotérmica, eólica, mini-hidráulica) aumentó, aunque todavía representa un lugar modesto: 1 924.8 MW, un 3.3% de la capacidad instalada en el año 2010.

A partir de 2013 la situación cambió en profundidad con las reformas que han abierto por completo el sector de la energía, al mismo tiempo que avanzaron en paralelo el marco jurídico y las políticas sobre el cambio climático con regulaciones orientadas al desarrollo de las renovables. Al menos en el papel, el gobierno de México ha buscado una coherencia entre los objetivos ambientales y energéticos, buscando también la reducción de emisiones en el sector energético y en otros sectores. En 2014, tras la reforma constitucional, entró en vigor una nueva Ley de la Industria Eléctrica. Esta nueva ley ha abierto totalmente la generación y comercialización, manteniendo el Estado el control de la transmisión y la distribución con fórmulas para la participación privada. El vínculo con los esfuerzos contra el cambio climático se establece con la introducción de “Certificados de Energías Limpias” (CELS) y las subastas de energía limpia. Una nueva Ley de Transición Energética completó el dispositivo mediante el establecimiento de varios instrumentos para lograr el propósito de la generación de energía basado en energías “limpias”: 35% en el año 2024. Además, en la Conferencia de las Partes en París (COP 21), México se comprometió a lograr una participación del 43% de la generación de electricidad con fuentes limpias en 2030.

Un nuevo actor tendrá un papel central: el CENACE, el cual tiene a su cargo el control operativo del sistema eléctrico, del mercado eléctrico y el seguimiento de la modernización y ampliación de las redes de transmisión y distribución. También debe garantizar el acceso a las redes de la generación limpia, así como las subastas para enfrentar los requerimientos de CELS.

Un CEL es un título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias, amparando la generación de 1 mwh de energía generada de esa manera. Al ser un instrumento del mercado su precio no es fijo, sino que depende de la oferta y la demanda. Los participantes del mercado podrán presentar ofertas para vender CELS a cualquier precio, así como presentar ofertas para comprar CELS a cualquier precio. La compra-venta podrá realizarse a través del mercado de CELS, que se organizará por lo menos una vez al año.

En marzo de 2016 se realizó la primera subasta eléctrica de largo plazo; en ella resultaron ganadoras 11 empresas, comprometiéndose a incrementar la capacidad eléctrica en 2 085 mega watts: 1 691 de energía solar y 394 de

energía eólica, cuyos proyectos traerán inversiones de al menos 2.6 mil millones de dólares. La segunda subasta eléctrica se realizó en septiembre de 2016, en esta ocasión, se invertirán en los próximos tres años cuatro mil millones de dólares para la instalación de 2 871 megawatts de nueva capacidad. Las tecnologías solar fotovoltaica, eólica y geotérmica tendrán 15%, 11% y 2%, respectivamente. La energía limpia adquirida avanza, pero aún está lejos de la meta de 35% del total de la energía eléctrica. En México a partir de fuentes limpias para 2024.

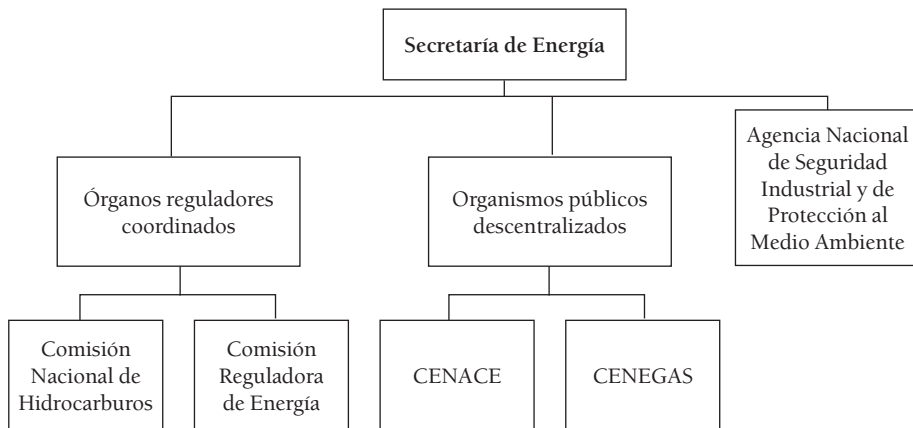
En México se trata de incentivar la participación de las energías renovables en los productores de energía y en grandes consumidores. La inserción de las renovables en los consumidores de menor tamaño, como familias o negocios pequeños, presenta retos. Uno de ellos es el subsidio a la electricidad: si bien es cierto que este subsidio permite controlar la inflación y asegurar el acceso a la electricidad a una gran parte de la población, al mismo tiempo se convierte en un desincentivo para que las familias produzcan la electricidad que van a consumir (“*prosumers*”). Otro reto que aún no está del todo resuelto, es garantizar la interconexión a la red.

Las reformas energéticas están orientadas a promover las condiciones para que el sector privado contribuya a la oferta de electricidad, y mediante la introducción de los CELS se logre por medio del mercado impulsar las energías limpias y la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En ese planteamiento no hay lugar para políticas de fomento de las energías renovables ni tampoco subsidios. Las reformas de mercado requerirán de una capacidad importante de regulación. En ese sentido se han creado instituciones y modificado las existentes (véase la gráfica 3). ¿Estarán a la altura de los desafíos?, ¿con regulaciones se podrá lograr lo que otros países están buscando con políticas industriales y tecnológicas? Este es el caso de China, que por esta vía se ha convertido en un líder mundial en el campo de las energías renovables: sólo en nueva capacidad de energía solar fotovoltaica le corresponde a este país más del 40 por ciento.

#### ACCESO A LA ENERGÍA. LA DESIGUALDAD Y SUS IMPLICACIONES PARA EL CRECIMIENTO

Uno de los objetivos principales de un nuevo crecimiento es asegurar que se continúe elevando el nivel de vida de su población, al mismo tiempo que contribuye a sacar de la pobreza a una buena parte de los que se mantienen en ella. En los bajos niveles de ingreso, las modalidades del acceso a los servicios energéticos se traducen en disparidades en el consumo, con

GRÁFICA 3  
 ÓRGANOS REGULADORES EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MEXICANO  
 DESPUÉS DE LA REFORMA ENERGÉTICA 2013/2014



consecuencias sobre los niveles de vida y sobre el potencial de desarrollo relacionado con el “capital humano”. El crecimiento en los países emergentes, si bien ha reducido el número de pobres, ha mantenido una enorme concentración del ingreso.

El valor del Coeficiente de Gin<sup>18</sup> en México, en 2016, para la distribución del ingreso por deciles de hogares fue de 0.448.<sup>19</sup> La asimetría entre ricos y pobres en México es la más grande entre los países de la OCDE (después de impuestos y transferencias). El 10% más rico de la población en México gana 20 veces más que el 10% más pobre. Las reformas estructurales y las políticas macroeconómicas han logrado cierta estabilidad en las variables macroeconómicas; el crecimiento, sin embargo, no ha sido suficientemente incluyente para lograr mejores condiciones de vida para muchas familias mexicanas. Han aumentado las desigualdades entre una economía moderna y productiva en el norte y el centro, y una economía tradicional de menor productividad en el sur. México puede reactivar el crecimiento al replantear la prioridad del gasto público respecto de infraestructura, capacitación, salud y reducción de la pobreza.<sup>20</sup>

<sup>18</sup> El coeficiente de Gini es una medida de concentración del ingreso, que toma valores entre cero y uno. Cuando el valor se acerca a uno, indica que hay mayor concentración del ingreso; en cambio cuando el valor del Gini se acerca a cero indica que la concentración del ingreso es menor.

<sup>19</sup> INEGI (2017), Comunicado de prensa núm. 392/17, 28 agosto, México.

<sup>20</sup> OCDE (2017), Estudios económicos de la OCDE, México.

En México, 1.8 millones de personas no cuentan con servicio eléctrico, para satisfacer esta demanda se creó el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, que se ha propuesto funcione de dos maneras:<sup>21</sup>

- CFE ampliará la línea de distribución para quienes estén hasta 5 km de distancia de la línea de distribución local, CFE recibirá 569 millones de pesos para ampliar esa red.
- Para quienes se encuentren a una distancia mayor, se recurrirá al uso de electricidad fotovoltaica. Ya se lanzó la primera convocatoria para instalar sistemas aislados con una inversión de 438 millones de pesos. Se espera que para 2021, el fondo genere 12 mil millones de pesos que permita elevar la cobertura a 99.8% de los mexicanos.

La desigualdad es un tema moral, pero también económico, ya que constituye un freno, no solamente por razones de mercado interno, sino también por el desperdicio de “capital humano”, uno de los factores fundamentales de un nuevo crecimiento. Es necesario recuperar la “eficacia de la equidad”; es favorable a salud, educación, uso eficiente de la energía y también a la sustentabilidad.

## CONSIDERACIONES FINALES

Quedan preguntas cuyas respuestas pueden todavía ser profundizadas: por el lado de la oferta, ¿qué trayectorias efectivas tomará el sistema energético de México para satisfacer el crecimiento económico y la reducción de emisiones? Por el lado de la demanda, ¿cómo evolucionará el consumo energético, vinculado a patrones de consumo de bienes y servicios que requieren para su producción combustibles fósiles? En cualquier caso, si se busca salir de la crisis en la dirección de un nuevo crecimiento, es indispensable recuperar en particular, con otros criterios que los financieros de corto plazo, la inversión productiva para la transformación de los sistemas energéticos.

La Ley de Transición Energética (LTE) —uno de los instrumentos principales para la transformación del sistema energético en México— contiene aspectos que van en la dirección de un uso más eficiente de la energía y del desarrollo de las energías renovables; pero apunta sobre todo hacia una

<sup>21</sup> Coldwell (2017), “Avances en la implementación de la Reforma Energética”, presentación en el Foro: Análisis de la Reforma Energética ¿Qué se ha hecho y que falta por hacer?, 17 de agosto, CDMX.

presencia más fuerte del gas en la generación de electricidad y a la cogeneración. Al centrarse en el sector eléctrico, deja de lado a otros como el transporte, que en México tiene particular importancia. No vincula el tema de la transición energética al de la descarbonización, ni se ubica en un país que puede aún considerarse productor y exportador de petróleo, y que ha definido prioridades en torno a la exploración y producción de hidrocarburos. En ese sentido no se ubica realmente en la transformación estructural que otros países han asumido con estrategias de desarrollo de largo plazo y sentido de planeación. Propone medidas que ya está integrando el mercado, como la búsqueda de una mayor eficiencia energética, de una mayor presencia del gas natural, de la sustitución de combustibles y de la cogeneración. Incluso, en este ámbito no se ha buscado una articulación coherente de la LTE con otros documentos, como la Estrategia Nacional de Cambio Climático, la Ley de Cambio Climático o las INDCs presentadas por México antes de la COP21.

Sólo países que vinculen declaraciones en torno al cambio climático —e incluso promulguen leyes y elaboren documentos importantes— con una implementación efectiva de las condiciones y requerimientos que se derivan del Acuerdo de París podrán aspirar a presentarse como líderes en la lucha contra el cambio climático. Es decir, también deberán liderar una “profunda descarbonización” vinculada estrechamente a una estrategia de desarrollo de largo plazo.

## BIBLIOGRAFÍA

- Aghion Philippe, David Hemous y Reinhilde Veugelers (2009), “No Green Growth, without Innovation”, en *Bruegel Policy Brief*, ISSUE 2009/07, November.
- Argus (2017), “Mexico Offers to Match Oil Groups’ Nafta Wish”, 27 September, disponible en <<http://www.argusmedia.com/news/article/?id=1542543>>.
- British Petroleum (BP) (2017), *Statistical Review of World Energy*.
- California Council on Science and Technology (2009), “California’s Energy Future - The View to 2050”, *Summary Report*, May, p. 56.
- Coldwell, P.J. (2017), “Avances en la implementación de la Reforma Energética”, presentación en el Foro: Análisis de la reforma energética ¿Qué se ha hecho y que falta por hacer?, 17 de agosto, Ciudad de México.
- De la Vega Navarro, Ángel (2005), “Reforma energética: cómo rediseñar el modelo mexicano”, en *Energía a Debate*, año 2, vol. 2, núm. 7, febrero-marzo, México.

- De la Vega Navarro, Ángel (2010), “Energía, crecimiento y cambio climático en la perspectiva de Cancún”, en *Energía a Debate*, año 7, núm. 41, noviembre-diciembre, México.
- De la Vega Navarro, Ángel (2016), “It’s Decarbonisation, ... Transición energética: ¿hacia dónde apunta el Acuerdo de París?”, en *Energía a Debate*, núm. 73, marzo, disponible en <<http://energiaadebate.com/its-decarbonisation-transicion-energetica-y-el-acuerdo-de-paris/>>.
- De la Vega Navarro, Ángel y Daniel A. Pacheco Rojas (2016), “Los compromisos de mitigación de gases de efecto invernadero”, en *Energía a Debate*, vol. 13, núm. 77, México.
- De la Vega Navarro, Ángel; Jimena Romero, Mónica Santillán Vera y Daniel A. Pacheco Rojas (2017), “Las reformas energéticas en México: contenido, resultados preliminares, desafíos”, en *Energía a Debate*, vol. 14, núm. 82, México.
- Energy Information Agency (EIA) (2011), *Energy Annual Energy Outlook*
- Energy Information Agency (EIA), *International Energy Outlook, 2007, 2010*.
- Energy Information Agency (EIA), *Key World Energy Statistics, 2017*.
- INEGI (2017), Comunicado de Prensa núm. 392/17, 28 de agosto, México.
- Gobierno de la República, (2015). *Contribución prevista y determinada a nivel nacional de México*, México: Gobierno de la República.
- HSBC (2011), “The World in 2050, Quantifying the Shift in the Global Economy”, HSBC Global Research, Global Economics, enero, p. 42, disponible en <<http://www.research.hsbc.com/midas/Res/RDV?p=pdf&key=ej73gSSJv&n=282364.pdf>>, consultado el 27 junio de 2011.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2011), “IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”, Working Group III, Mitigation of Climate Change, Final Release.
- North, Douglas C. (1993), *Instituciones, cambio institucional y desempeño económico*, México, Fondo de Cultura Económica.
- Ocampo, Edgar (2017), “Activos energéticos de México y su desarrollo”, artículo por publicarse en un libro editado por el IIEc-COLMEX.
- OCDE (2011), *Tackling Inequalities in Brazil, China, India and South Africa The Role of Labour Market and Social Policies*, OECD Publishing (revised version).
- OCDE (2017), “Estudios económicos de la OCDE”, México.
- ONU (2015), “Accord de Paris”.
- Pacheco Rojas, Daniel A. (2017), “Probable aumento en las gasolinas por huracanes”, conferencia de prensa, *Gaceta-UNAM*, núm. 4902.
- Piveteau Alain, Rougier Éric (2010), “Émergence, l’économie du développement interpellée”, en *Revue de la régulation*, núm. 7, 1er. semestre, 3

junio, disponible en <<http://regulation.revues.org/index7734.html>>, consultado el 20 de julio de 2011.

RTE (2016), “Anual Electricity Report 2015”, Réseau de transport d’électricité, Francia.

SENER (2016), *Balance Nacional de Energía 2015*, Secretaría de Energía, México.

Strand Jon, Toman Michael (2010), “Green Stimulus, Economic Recovery, and Long-Term Sustainable Development”, *Policy Research Working Paper 5163*, The World Bank Development Research Group Environment and Energy Team, January.



SEGUNDA SECCIÓN

TRANSICIÓN ENERGÉTICA  
Y ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO



# INCOMPATIBILIDADES Y REGRESIONES DE LA REFORMA ENERGÉTICA SOBRE LAS METAS AMBIENTALES Y DE IMPULSO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO\*  
GENICE KIRAT GRANDE ACOSTA

## LA REFORMA ENERGÉTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En diciembre de 2013, con la reforma a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política, se inicia una transformación energética “de gran calado” que cambia radicalmente la organización del sector energético mexicano permitiendo la participación privada nacional e internacional en todos sus segmentos, incluyendo los considerados por la Carta Magna hasta entonces como estratégicos y reservados al Estado mexicano. En este capítulo se analizará el impacto de la reforma energética sobre la transición energética, destacando la insuficiencia para cumplir las metas nacionales de mitigación del cambio climático y las regresiones que representó en el tema de las energías renovables.

La reforma energética, si bien tuvo como origen el Pacto por México que se gestó al inicio de la administración del presidente Enrique Peña Nieto, al final fue el resultado de una maquinaria de votos en el Congreso de la Unión que impuso el PRI y el PAN. De esta manera se evitó realizar un proceso de consulta amplio para consensuar el tipo de reforma energética que necesitaba el país y que le hubiera dado una gran legitimidad. Había al menos dos grandes temas que necesitaban un acuerdo nacional para integrarlos a la reforma energética. Por un lado, el impacto de la repartición de la renta petrolera con la iniciativa privada e internacional sobre los ingresos del gobierno federal para sostener las instituciones nacionales, planes de desarrollo de los estados y municipios, programas sociales, desarrollo de infraestructura nacional, ampliación y mejora de las instituciones de educación y salud, fondos de ciencia, tecnología e innovación, etc. Y por otro lado, la necesidad de discutir la tan necesaria transición energética para mitigar el cam-

\* Coordinación de Planeación Energética, Instituto de Energías Renovables, UNAM.

bio climático e impulsar el desarrollo sustentable del país. La definición de al menos estos dos grandes temas, obligaba a nuestros legisladores a realizar una consulta nacional sobre qué tipo de reforma energética era necesaria y adecuada para el país, con lo cual se habría logrado no solamente una reforma legal, sino también una reforma legítima y aceptada por la mayoría de los mexicanos. El no haberse hecho así crea descontento y expectativas políticas para revertir la reforma energética, o al menos para revisarla a fondo, creando incertidumbres que pueden pesar negativamente en su implementación.

En el sector eléctrico, el cambio constitucional y la correspondiente Ley de la Industria Eléctrica (LIE) —que se promulgó el 11 de agosto de 2014 (DOF, 2014a) y su consecuente reglamento dos meses más tarde (DOF, 2014b)— terminan con el modelo de monopolio del suministro del servicio eléctrico que ejercía la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la cual era una empresa pública verticalmente integrada que comprendía las actividades de generación, transmisión, distribución, despacho eléctrico y comercialización de electricidad, y que daba cabida a la participación privada nacional e internacional en la generación eléctrica a través de: la producción independiente, el autoabastecimiento, la cogeneración, la pequeña producción, importadores y exportadores de electricidad, que no eran consideradas actividades del servicio público del suministro eléctrico de acuerdo a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de 1992 (DOF, 1992). Este modelo fue cambiado por otro en donde la CFE es desintegrada verticalmente y horizontalmente para facilitar la participación privada, nacional e internacional, y la competencia en la industria eléctrica, y es transformada en una empresa productiva del Estado organizada por seis subsidiarias de generación: una subsidiaria de transmisión, una subsidiaria de distribución, una subsidiaria de suministro básico, una empresa filial de suministro calificado, una empresa de intermediación de contratos legados de la anterior LSPEE, una empresa filial de CFE de insumos energéticos y una empresa filial de CFE internacional; todas actúan de manera independiente y de acuerdo a una estricta separación contable y administrativa que estableció la Secretaría de Energía (SENER) de acuerdo a la LIE. En este nuevo modelo de organización se estableció un mercado eléctrico mayorista (MEM) que funciona como un mercado spot en base a subastas eléctricas de corto plazo que realizarán los grandes productores de electricidad denominados “suministradores calificados”, y en donde los denominados “usuarios calificados” realizarán las compras de energía eléctrica para cubrir las necesidades de los grandes y medianos consumidores de electricidad. Se establece de esta manera, por el lado de la oferta, un mercado en donde van a concurrir y competir los suministradores calificados, es decir, las empresas subsidia-

rias de generación de CFE y las empresas privadas nacionales e internacionales participantes en el MEM. Y por el lado de la demanda, acudirán a este mercado los usuarios calificados, grandes y medianos, a competir en la compra de electricidad para satisfacer sus necesidades de electricidad. Estos usuarios calificados son todos aquellos que representan una demanda de potencia eléctrica mayor a 3 MW cifra que, al final del segundo año de la reforma, baja a 1 MW de acuerdo a la LIE, dejándose abierta la posibilidad de seguir bajando este umbral de potencia. Cabe aclarar que para efectos de cobertura eléctrica, para protegerse de la volatilidad de precios del MEM, los usuarios calificados podrán establecer contratos bilaterales de mediano y largo plazos con los productores de electricidad. Para el resto de los usuarios de electricidad, los pequeños consumidores podrán abastecerse a partir del suministro básico, un mercado cuyas tarifas eléctricas van a estar reguladas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), mientras no se convierten en usuarios calificados. En este mercado regulado y más pequeño, podrán participar tanto empresas productivas del Estado como empresas privadas para realizar el suministro básico. Finalmente, la reforma previno la figura de abastecimiento aislado para aquellos usuarios de electricidad que quieran cubrir total o parcialmente sus necesidades de energía eléctrica, previa autorización de la CRE, y los cuales pueden estar interconectados o interconectarse a la red para vender sus excedentes o para comprar sus faltantes de electricidad. Si la capacidad de generación es menor a 0.5 MW, la LIE considera al abastecedor aislado un generador exento, con lo cual no tendrá que tener un permiso de generador de la CRE, en caso contrario, sí lo requerirá. En el caso de generadores exentos —interconectados a las redes nacionales de distribución y ubicados en zonas con una densidad alta de centros de carga eléctrica—, éstos son catalogados, de acuerdo a la LIE, como generación distribuida (GD) y son parte de la planeación y de las políticas públicas que en su momento dicte la Secretaría de Energía.

#### LAS INCOMPATIBILIDADES ENTRE LA REFORMA ENERGÉTICA Y LA POLÍTICA NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

La reforma constitucional fue ciega a la política nacional de cambio climático (PNCC) y al cumplimiento de sus metas en materia de mitigación de los gases de efecto invernadero (GEI) que causan el fenómeno de cambio climático, ya que fue esencialmente una reforma enfocada a ampliar la participación privada en todos los segmentos del sector de hidrocarburos y del sector eléctrico, y no tuvo como centro principal de interés la mitigación

del cambio climático y el cumplimiento de las metas nacionales en esta materia. En el sector eléctrico, al establecerse un MEM que fomenta la competencia, la obtención de mayores tasas de rentabilidad y un entorno de mayor percepción de riesgo a los inversionistas hará —como lo muestra la experiencia internacional— que las tecnologías favoritas para participar en estos mercados mayoristas sean las que tienen menores costos unitarios de capital y mayores eficiencias tales como los ciclos combinados, principalmente en la base y semibase eléctrica, y las turbinas de gas en los picos eléctricos. Dado que estas tecnologías usan gas natural como insumo energético para su funcionamiento, la difusión de estas tecnologías significará una profundización del proceso de gasificación del sector eléctrico mexicano que se inició con la promulgación de la LSPEE en 1992, lo cual se traducirá en un aumento de las emisiones de GEI que harán que este sector no contribuya al cumplimiento de las metas establecidas en la Ley General de Cambio Climático (LGCC) (DOF, 2012), y de las contribuciones nacionalmente determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) que México acordó en el reciente Acuerdo de París (UNFCCC, 2015). La reforma energética no ayuda ni fue diseñada para reducir las emisiones de GEI más allá de reemplazar el uso de combustóleo por gas natural, y por tanto no fue alineada con las metas de la PNCC, ni se concibió para disminuir el impacto ambiental del uso de los hidrocarburos en este sector.

La gran producción de electricidad a partir de las energías renovables (ER), que son más intensivas en capital y menos eficientes que los ciclos combinados, no tendrá mucha oportunidad de competir en el MEM, el mercado de electricidad más grande y más importante que se creó con la reforma energética, salvo que: los costos de capital de las tecnologías que aprovechan las ER disminuyan más; el uso de sistemas de almacenamiento a gran escala se haga viable desde el punto de vista económico, especialmente para el aprovechamiento de las ER intermitentes como la solar o la eólica; suban sustancialmente los precios de gas natural; o bien, que se les asista con algún mecanismo potente, ya sea económico o reglamentario.

La LIE no establece condiciones favorables para la difusión a gran escala de las ER como lo exige la problemática de cambio climático. Por ejemplo, el acceso y la inyección de la energía eléctrica proveniente de las ER no se establece como obligatorio en la LIE, por el contrario, se le diluye su importancia para mitigar el cambio climático considerándola como cualquier otra fuente de energía, estableciéndose en la LIE que tendrá un acceso no discriminatorio a las redes. Es claro que esta neutralidad y universalidad que establece la LIE para el acceso a las redes eléctricas, privilegiará que la electricidad que llegue al MEM provenga de las tecnologías más competitivas y con capacidad firme que las haga despachables, como los ciclos com-

binados, y castigará a las plantas de ER menos competitivas y que presentan intermitencia, lo cual no impulsará la diversificación hacia las ER y la descarbonización del sector eléctrico. La generación proveniente de las ER en esquemas de generación distribuida (GD) puede tener importantes barreras para comercializarse en el MEM, ya que si bien es cierto que la LIE prevé que los excedentes de la GD puede venderse en el MEM bajo el principio del acceso no discriminatorio a las redes mencionado, esta venta sólo se podrá hacer por la intermediación de un participante calificado, lo cual aumenta los costos de transacción y desincentiva de esta manera la inversión en pequeñas centrales eléctricas de GD con energías renovables.

#### LA REGRESIÓN EN EL TEMA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA REFORMA ENERGÉTICA

La reforma del sector energético en México significó también una regresión en el tema de las energías renovables (ER), principalmente en el sector eléctrico, ya que en la LIE se diluyó el tema de las ER dentro del concepto más general de “energías limpias” (EL) que incluye a la energía nuclear, el uso de combustibles fósiles con sistemas de captura y secuestro de carbono, la cogeneración eficiente y otras. De esta manera, el interés de fomentar el uso de las ER fue desplazado por el de las EL, que es menos exigente en términos de impacto ambiental y de combate al cambio climático al seguir incentivando el uso de combustibles fósiles y nucleares.

Dos años después de la reforma constitucional en materia de energía, en diciembre de 2015 se promulga la Ley de Transición Energética (LTE) (DOF, 2015), en donde se pretende parchar las fallas de la reforma energética en materia de cambio climático, uso de energías renovables, diversificación energética, eficiencia energética y desarrollo sustentable. Sin embargo, la LTE se quedó corta para corregir estas fallas y contener el impulso que la reforma energética le dio al uso de los hidrocarburos y lo que significa en términos de cambio climático y de impacto ambiental.

La promulgación de la LTE representó una regresión en el tema de las ER en la transición energética, ya que deroga la Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento para la Transición Energética (LAERFTE) (DOF, 2008a), la cual estaba centrada en una transición energética hacia el uso de las energías renovables y, en su lugar, la promulgación de la mencionada LTE —en cuyo título desaparece la referencia a las ER— centra la presumible transición energética en el uso de las energías limpias en donde se favorece a tecnologías que siguen consumiendo hidrocarburos que generan GEI y tienen importantes impactos ambientales y a la salud

humana, y a otras como la tecnología nuclear que tiene claros impactos al medio ambiente relacionados con los desechos radiactivos y representa riesgos importantes para la población y los ecosistemas.

Adicionalmente, la LAERFTE conformaba un marco regulatorio propio donde se mandataba la elaboración del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (PEAER), en el que se establecían las metas de participación de las ER en la generación eléctrica y la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (ENTEASE), la cual era el instrumento mediante el cual el Estado mexicano impulsaría “políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables [...] así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía” de acuerdo con el artículo 22 de la LAERFTE.

La LAERFTE establecía también que para el año 2024 se tendría una participación máxima de combustibles fósiles en la generación eléctrica de 65%, en tanto que para el año 2030 mejoraba la meta estableciéndose este valor en 60%, y para el año 2050 se establecía que la participación de los combustibles fósiles en la generación eléctrica sería de máximo el 50%. Todas estas metas ambiciosas de mediano y largo plazo eran mandatadas por ley y acordes con las correspondientes metas de la LGCC en materia de reducción de GEI. Sin embargo, en la LTE se eliminaron como mandato de ley las metas de la LAERFTE mencionadas para los años 2030 y 2050, y solamente se conservó la meta inmediata de mediano plazo para el año 2024, y se agregaron metas intermedias para el 2018 y para el 2021. De esta manera, la LTE fue ciega a la metas de largo plazo de la LGCC y no fijó una visión potente de mediano (2030) y largo plazo (2050) para lograr por mandato de ley metas de mediano y largo plazo acordes con la meta de largo plazo de reducción de GEI de la LGCC para el año 2050. Es importante también remarcar que la LTE no aumentó la ambición de la meta que la LAERFTE ya tenía para el año 2024.

En efecto, la LTE en su Tercer Transitorio (DOF, 2015) muestra bien que esta ley pierde el largo plazo y se enfoca al corto y próximo mediano plazo, ya que mandata a que la SENER fije como metas mínimas de EL en la generación eléctrica: el 25% para el año 2018, 30% para el año 2021, además de la meta de mediano plazo de 35% para el año 2024. Sin embargo, esto significa otra regresión en el tema de las ER, ya que como se mencionó en las metas mencionadas de la LTE, se alude a que éstas sean en términos de EL, perdiéndose la oportunidad de establecerlas con ER. De esta manera, las ER se diluyeron como factor esencial para lograr la sustentabilidad del sector

energético y el cumplimiento de las metas de la política nacional de cambio climático.

Esto también redundó de manera negativa en la toma de decisiones en materia de ER, ya que el Consejo Consultivo de Energías Renovables (cuya creación mandataba la LAERFTE y que tenía como objetivo “conocer las opiniones de los diversos sectores vinculados [...]”), para impulsar las ER, fue sustituido por el Consejo Consultivo para la Transición Energética que ahora mandata la LTE, el cual también absorbe al Consejo Consultivo para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía que estaba mandatado por la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) (DOF, 2008b), la cual también se abrogó por la entrada en vigor de la LTE. Todo esto confirma bien que la reforma energética en su diseño no fue progresista para contribuir a la lucha contra el cambio climático y la protección al medio ambiente, representó más bien un retroceso y se perdió con ello la oportunidad de tener metas coherentes y más ambiciosas para combatir al cambio climático y demostrar el liderazgo mundial que México pregona. La reforma energética no fue en consecuencia favorable a las ER, todo lo contrario, se diluyó su importancia. El único paliativo a esto fue la publicación de la Ley de Energía Geotérmica (DOF, 2014a), la cual se concibe sin metas ni instrumentos específicos para impulsar su uso en México.

Por último, la LAERFTE mandataba la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE), en el cual se disponían de recursos contemplados en el Presupuestos de Egresos de la Federación (PEF) para promover e incentivar el uso y la aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de ER y la eficiencia energética (EE), entre otras acciones. Sin embargo, con la promulgación de la LTE, desaparece el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE), lo que fue una regresión más de la reforma energética en el tema de la transición energética hacia las ER y la EE. En efecto, este fondo tenía como objetivo instrumentar acciones para contribuir al cumplimiento de la ENTEASE, promoviendo la utilización, el desarrollo y la inversión de las energías renovables y la EE de acuerdo con el Artículo 22 de esta ley. La LAERFTE también establecía (Transitorio Décimo Primero) que el FOTEASE contaría con tres mil millones de pesos anuales en 2009, 2010 y 2011 para financiar la transición energética, no obstante que al parecer no se cumplió con el mandato de este artículo transitorio. De acuerdo con SENER (2017b), sí se otorgaron 7 923 millones de pesos entre 2008 y 2016 de recursos del Presupuesto de Egresos de la Federación para el FOTEASE, habiéndose destinado: el 74% para proyectos de EE, el 8% para proyectos de ER, el 13% para proyectos de EE + ER y el 5% para estudios y difusión de EE y ER. Sin embargo, durante el proceso de re-

forma energética con la promulgación de la LTE (DOF, 2015) se abroga la LAERFTE y con ello se elimina el FOTEASE como un mandato de ley. En su lugar, la LTE hace solamente referencias a eventuales fondos que pueden ser integrados en el PEF para financiar acciones de la Administración Pública Federal (APF) en materia de transición energética. De esta manera, un instrumento potente como el FOTEASE —que se creaba por mandato de Ley para apoyar la transición energética— fue sustituido por fondos públicos eventuales y difíciles de coordinar en una estrategia para impulsar la transición energética en México. El FOTEASE (al conjuntar los recursos establecidos en el PEF relativos a proyectos y acciones de la APF en materia de las ER y de EE principalmente) refrendaba el interés del Estado de coordinar, desde el presupuesto público, recursos destinados a la transición energética, por lo cual el FOTEASE constituía una herramienta importante para impulsar con recursos públicos la transición energética hacia las energías renovables y la EE. Sin embargo, con la abrogación de la LAERFTE se disuelve este fondo y se regresa a una situación en donde el Estado mexicano pierde capacidad para conjuntar y coordinar recursos públicos enfocados a promover la transición energética, lo cual era un mandato de ley.

#### LOS CERTIFICADOS DE ENERGÍAS LIMPIAS Y SUS RIESGOS PARA IMPULSAR A LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL CUMPLIMIENTO DE LAS METAS NACIONALES DE ENERGÍAS LIMPIAS

El principal mecanismo que se establece en la LIE para fomentar las EL y dar cumplimiento a las metas en esta materia, es el de certificados de energías limpias (CEL). Este mecanismo consiste en obligar a “los suministradores, los usuarios calificados participantes del mercado y los usuarios finales que se suministren por el abasto aislado, así como los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que incluyan centros de carga, sean de carácter público o particular” (DOF, 2014a), a cumplir los requerimientos de CEL que establezca la SENER en el primer trimestre de cada año y para el tercer año subsecuente. Por ejemplo, en el primer trimestre del año 2015, la SENER estableció un requerimiento para los participantes obligados, en la que el 5% del total de su energía provenga de EL con CEL en el año 2018 (DOF, 2015b); en el primer trimestre de 2016 se publicó que para el 2019 este requerimiento sea de 5.8% (DOF, 2016). Finalmente, en el primer trimestre de 2017 (DOF, 2017) se estableció que en el 2020, 2021 y 2022 los requerimientos de EL con CEL para los participantes obligados sean de 7.4%, 10.9% y 13.9%, respectivamente. La intención de este mecanismo es el de generar un mercado de oferta y demanda de CEL, en donde el precio del CEL expre-

se de manera óptima la diferencia entre el costo de la energía limpia y la generación convencional, y que esa diferencia le sea transferido al generador de EL para que su inversión sea viable desde el punto de vista económico. Es pues, un mercado que asiste o subsidia a la generación de EL por medio del CEL que la hace viable. Para el suministro básico, este mercado se fomenta a partir de subastas de EL con CEL convocadas por el CENACE, las cuales pueden incluir la participación de otros responsables de carga obligados de CEL si así lo desean; hasta el momento de escribir este capítulo ya se habían efectuado tres subastas para satisfacer esencialmente los requerimientos de los suministradores básicos. Es menester decir que cualquier sobre costo que represente la EL promovida con CEL se transferirá de algún modo a los usuarios calificados y de suministro básico a través de las tarifas, lo que puede significar un aumento de estas tarifas. Para que este mecanismo funcione, la Ley prevé penalizaciones para aquellos participantes obligados que no cumplan con el requerimiento de CEL establecido.

Si bien es cierto que este mecanismo representa un avance respecto a la situación anterior a la reforma energética en donde se carecía de un mecanismo para fomentar las ER, el mecanismo de los CEL presenta los siguientes riesgos y fallas para la promoción de las ER. A nivel internacional, este tipo de instrumento ha mostrado ser poco eficaz para el cumplimiento de metas ambiciosas, ya sea de ER o de EL, ya que los mercados de los CEL han mostrado tener una alta volatilidad de precios, lo cual genera importantes incertidumbres para los inversionistas en EL, especialmente en las ER que tienen altos costos unitarios de inversión. Es además un mecanismo que tiene elevados costos de transacción, ya que los productores de EL tienen que lidiar con transacciones tanto del mercado mayorista como del mercado de CEL, por lo que desincentiva las inversiones en ER o EL, especialmente a los pequeños productores. Puede también darse el caso en el cual el precio del CEL esté muy por arriba del monto de la penalización que se establece en caso de no cumplir con el requerimiento de CEL, lo que induce a que los actores puedan optar por el pago de las penalizaciones en lugar de cumplir con el requerimiento de CEL. Una gran desventaja del instrumento de CEL, es que estimula solamente a las ER o EL más competitivas, por ejemplo, en el momento de escribir este capítulo, este mecanismo favorece solamente a las centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos de gran tamaño, de esta manera las restantes ER se han visto desfavorecidas y su difusión en el sector eléctrico mexicano se ve postergada de esta manera, lo cual es un freno a la diversificación y desarrollo comercial del uso de todas las ER.

Debido a estas características, el mecanismo de CEL ha sido considerado menos eficaz que el mecanismo de tarifas garantizadas (*feed-in tariff*, en inglés) para lograr metas ambiciosas en ER o EL con mayor diversificación

energética, especialmente cuando no se tiene un mercado maduro y desarrollado de estos energéticos, como es el caso de México, razón por la cual el *feed-in tariff* se ha implementado en 110 países o estados (REN21, 2017) que desean una rápida progresión en la difusión de las ER o EL. En este tipo de mecanismo, el Estado obliga además a los operadores de las redes de transmisión y distribución a introducir la obligación de compra de la energía eléctrica generada a partir de ER y pagar un precio fijo por esta energía durante un cierto periodo de tiempo, esta tarifa además se diferencia por tipo de tecnología y fuente de ER para que pueda haber un desarrollo más armónico de todas las fuentes de ER disponibles, y la tarifa pueda progresivamente ir a la baja para proyectos nuevos dependiente del progreso de la tecnología y de la evolución de sus costos. El mecanismo de tarifas garantizadas en conjunto con la obligación de inyección a la red de generadores ER, ha mostrado ser el instrumento de promoción más efectivo en la difusión masiva de tecnologías ER en los países que se han fijado metas ambiciosas de ER, y desafortunadamente no fue el caso para México a pesar de la ambición de las metas de reducción de las emisiones de GEI que se han establecido en la LGCC.

#### PLANEACIÓN INDICATIVA Y ENERGÍAS RENOVABLES

En términos de los instrumentos de planeación —como se mencionó—, al derogarse la LAERFTE, se eliminó el mandato de emitir el PEAER, en donde se establecían metas específicas para las ER y que estaba acorde con la ENTEASE y la Estrategia Nacional de Energía (ENE), otro instrumento de planeación que también fue derogado con las modificaciones a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF) (DOF, 2014c), ya que en la reforma de 2008 a la LOAPF (DOF, 2008c) se mandaba en el artículo 33 Fracción VI que “[...] el Ejecutivo Federal enviará al Congreso, en el mes de febrero de cada año, para su ratificación en un plazo máximo de 30 días hábiles, la Estrategia Nacional de Energía con un horizonte de quince años, elaborada con la participación del Consejo Nacional de Energía”, lo cual implicaba que este instrumento fuera de carácter normativo en la planeación energética nacional, en su lugar se establece en la LOAPF que la SENER sólo tiene que “[...] elaborar y publicar anualmente un informe pormenorizado que permita conocer el desempeño y las tendencias del sector eléctrico nacional”, es decir, que la planeación del sector energético no es normativa sino meramente indicativa, lo cual representa también una pérdida de capacidad del Estado mexicano en la planeación del sector eléctrico.

En lugar de la planeación normativa del sector que existía antes de la reforma energética, se estableció en la LTE —por un lado— la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios (Estrategia), donde se establecen las metas de energías limpias a mediano (15 años) y largo plazo (30 años), con lo cual se quiso enmendar la falla de la LTE de establecer metas fijas por ley, de tal manera que ahora sólo se cuentan con metas de carácter puramente indicativo y que pueden cambiar en cada administración. En efecto, el componente de mediano plazo de la Estrategia se debe revisar cada tres años y el componente de largo plazo dentro de los primeros seis meses de cada periodo gubernamental federal (cada seis años). Por otro lado, se estableció en la LTE, la formulación también del Programa Especial de la Transición Energética (PETE), el cual tiene como objetivo “instrumentar las acciones establecidas en la propia Estrategia para la Administración Pública Federal, asegurando su viabilidad económica. El orden de importancia de las acciones estará en función de su rentabilidad social”, y que contiene “las metas de energías limpias, y las demás señaladas en la Estrategia que correspondan al periodo de encargo del Ejecutivo Federal”, por lo que es un programa que tiene como duración el periodo de gobierno en funciones.

En el caso del sector eléctrico, durante el proceso de reforma se evolucionó de una planeación normativa a través de la ENE (cuyo periodo era de 15 años) a una planeación indicativa y por tanto débil como instrumento de planeación. En efecto, la LIE establece explícitamente que la planeación es de índole indicativa y mandata elaborar el “[...] documento expedido por la Secretaría [SENER] que contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución”, documento que se denomina actualmente como Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). Dentro del PRODESEN se integra el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), que “establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica [...] y cumplir con las Metas de Energías Limpias”; sin embargo, establece claramente que “el PIIRCE no es un requisito para la instalación o retiro de centrales eléctricas, y no generará el derecho de obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las centrales eléctricas que se instalen o pretendan hacerlo en congruencia con dicho programa” (SENER, 2017a).

Esta planeación indicativa es un instrumento débil para fomentar el uso de las ER ya que, por un lado, su propósito es cumplir con las metas de ener-

gías limpias que incluyen tecnologías como la cogeneración eficiente que utiliza gas natural como combustible y la energía nuclear, como ya se mencionó. Por otro lado, sus proyecciones de ER no se pueden considerar metas específicas para estas fuentes de energía, como las que establecía el PEAER en el marco de la LAERFTE. Este nuevo carácter de planeación indicativa para cumplir con las metas de EL, ha hecho que el PRODESEN sufra para alinearse con el objetivo de alcanzar un pico de emisiones a partir del año 2026, lo cual está planteado en las contribuciones nacionalmente determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) para reducir emisiones de GEI en el marco del Acuerdo de París. En efecto, según un estudio (WWF, 2017) realizado para el Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF, por sus siglas en inglés), cuyo propósito fue analizar el PRODESEN 2016-2030 en términos de lograr un pico de emisiones de GEI a partir del año 2026, destaca en primer lugar, que en esta versión del PRODESEN no se calculan las emisiones de GEI en la planeación para el periodo 2016-2030. En segundo lugar, en el estudio, al reproducir la planeación del sector eléctrico para el periodo mencionado y hacer el cálculo de las emisiones de GEI correspondientes, se encuentra que no se puede alcanzar el pico de emisiones mencionado en el periodo de análisis, debido esencialmente a que las emisiones de GEI son crecientes por el uso intensivo de gas natural que se establece en este PRODESEN. Para lograr el pico de emisiones y cumplir con las NDC en su componente del sector eléctrico comprometidas en el Acuerdo de París, el estudio establece que se tendrían que apagar o retirar completamente las centrales a base de carbón y combustóleo, así como aumentar la participación de las ER para desplazar el uso de gas natural en el sector eléctrico mexicano.

En el caso de la versión más reciente del PRODESEN 2017-2030 (SENER, 2017a) ya se plantea retirar/reconvertir/apagar las centrales que operan con combustóleo, pero persiste en la planeación la operación de las centrales de carbón y las crecientes emisiones de GEI por uso de gas natural, a las que se suman las emisiones de la cogeneración eficiente a base de gas natural que es considerada como una tecnología de EL. Y en lugar de un mayor aprovechamiento de las ER, se plantea la instalación de dos centrales nucleares hacia el final del periodo, y con ello se suscita el viejo debate sobre el uso de la energía nuclear en México, por lo que toma actualidad lo que se escribió en el Tomo de Energía del CNU hace ya cinco años: Islas (2012)

[...] a raíz de los lamentables y recientes sucesos en Japón y la revelación otra vez de los enormes riesgos para la población y el medio ambiente que tienen las centrales nucleares, es impostergable resolver de una vez por todas si un

programa nuclear en el sector eléctrico es una buena opción para México. Para ello [...] es necesario realizar una consulta ciudadana nacional o bien un referéndum nacional preguntando sobre la pertinencia de esta opción (Islas, 2012).

Con esta nueva versión de la planeación indicativa del sector, el PRO-DESEN 2017-2031 es otra vez un documento que cumple las metas en energías limpias, pero no las metas de mitigación establecidas en las NDC del Acuerdo de París. Esta falta de coordinación entre las metas de la política nacional de cambio climático y las metas en energías limpias del sector eléctrico, es una muestra más que la reforma energética fue ciega al combate al cambio climático y a la disminución del impacto ambiental, así como a las metas nacionales y compromisos internacionales vigentes en materia de reducción de emisiones de GEI. Fue a todas luces una reforma esencialmente orientada a privilegiar la explotación y uso de los hidrocarburos en el sector energético mexicano, lo que significó en el sector eléctrico continuar con la “gasificación” de este sector.

Y todo esto no obstante, que para sector eléctrico un uso mayor de ER puede ser técnica y económicamente viable en el mediano y largo plazo, como lo muestran Islas *et al.* (2015) y Grande e Islas (2017). De acuerdo a estos autores, un requisito primordial para lograr y hacer viable desde el punto de vista económico el uso a gran escala de las ER, es el fomento de la EE en todos los sectores de demanda. Con esta combinación de políticas energéticas de ER y EE, los autores muestran que es posible cumplir con las metas nacionales e internacionales en materia de reducción de GEI para el sector eléctrico mexicano y para todo el sistema energético mexicano. Estos estudios demuestran que se pueden tener ahorros importantes de combustibles fósiles sustituyéndolos por ER, así como menores requerimientos de energéticos vía las opciones de EE en todos los sectores del sistema energético mexicano. Por ejemplo, en el sector eléctrico es posible reducir en un 50% las emisiones que se darían de manera acumulada durante 25 años y alcanzar un 63% de la generación de electricidad con ER al final de ese periodo. El logro de una meta así en la participación de las ER en la generación eléctrica y un fuerte impulso a la EE para reducir sustancialmente la demanda eléctrica, tiene un beneficio económico del orden de 8 524 millones de dólares (MUSD) en el periodo analizado; sin embargo, se tendrían que invertir alrededor de dos mil MUSD adicionales al año para lograr que este escenario cumpla y supere las metas nacionales de reducción de emisiones de GEI, y dar entonces una mayor congruencia en el sector eléctrico mexicano entre la política energética y la política de combate al cambio climático.

## EL IMPACTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA SOBRE EL FINANCIAMIENTO DE LA I&D EN ER Y EE

Hasta antes de la reforma existía —debido a la modificación a la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos (*DOF*, 2007)— un fondo para la investigación científica en materia de energía a partir de los ingresos por venta de petróleo y gas natural, y que por ley era el 0.65% de estas ventas. Este fondo se distribuía en diferentes áreas temáticas en energía, a saber: 55% para el Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos, 35% para el Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo, y 10% para el Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética (Islas, 2012). Durante el periodo de 2010-2012, el fondo correspondiente al IMP se estipuló que tenía que reducirse a un 15%, mientras que los correspondientes a Hidrocarburos y a Sustentabilidad Energética se incrementarían para representar el 65% y 20%, respectivamente. En otras palabras, el tema de Hidrocarburos (incluyendo el fondo del IMP) absorbía el 80% y el de Sustentabilidad Energética sólo el 20%, lo cual implicaba un desequilibrio importante entre la I&D en Hidrocarburos y en aquella que se aplicaba a las ER y EE. No obstante esto, lo relevante es que el Fondo de Sustentabilidad Energética (FSE) no podía estar vacío, ya que por Ley se le asignaba un porcentaje de las ventas de petróleo y gas natural de PEMEX, los cuales sumaron alrededor de 5 475 millones de pesos: aproximadamente 256 MUSD (CONACYT, 2017) en los últimos siete años. Por dar ejemplos, entre los proyectos más destacables que se han financiado con el FSE se encuentran los Centros Mexicanos de Innovación en Energía (CEMIE's) para la energía solar, eólica, geotérmica, oceánica, bioenergía, entre otros. Mucho se ha pregonado en el actual gobierno que los CEMIE's son resultados de la reforma energética; sin embargo, el FSE que los sustenta provino de la mencionada modificación a la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos que se hizo mucho antes de la reforma energética. Más bien es todo lo contrario, la reforma energética abrogó los artículos relacionados con la constitución de este FSE a partir de las ventas de petróleo y gas natural de PEMEX, y su financiamiento es ahora parte del Fondo Mexicano del Petróleo (FMP), el cual está sustentado en la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (*DOF*, 2014d) que se decretó durante la reforma energética. La naturaleza de este FSE cambia radicalmente al anterior, ya que se forma con los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos en materia de hidrocarburos que se definieron como producto de la reforma energética y que tienen los destinos siguientes:

- I. Pagos derivados de las asignaciones y los contratos para la exploración y la extracción de hidrocarburos.
- II. Transferencias en el orden de prelación siguiente: 1) Fondo de Estabilización de Ingresos Presupuestarios; 2) Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas; 3) Fondo de Extracción de hidrocarburos; 4) Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos; 5) Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Energía-Sustentabilidad Energética; 6) Tesorería de la Federación, para cubrir los costos de fiscalización en materia petrolera, y 7) Tesorería de la Federación para que los ingresos petroleros destinados a cubrir el PEF se mantengan en el 4.7% del PIB.
- III. Generar ahorro de largo plazo.
- IV. Cubrir de manera extraordinaria erogaciones del PEF

Como puede verse, el nuevo FSE compite por recursos con varias e importantes funciones que tiene el FPM, y dentro del rubro de transferencias se encuentra en la quinta posición del orden de prelación después de cubrir importantes funciones como la estabilización de los ingresos presupuestarios y de las entidades federativas, entre otros. Nótese además que no tiene definido de antemano algún porcentaje del total del FMP. Todo esto indica claramente que los montos que se transferirán al FSE tienen una gran incertidumbre a diferencia del anterior FSE, y tampoco hay certeza que los recursos de este nuevo FSE pudieran ser superiores en monto a los que se tenían antes de la reforma energética. Esta falta de certidumbre constituye en la opinión de los autores de este capítulo, un retroceso en el tema de la I&D de las ER y EE. Finalmente, se observa que en el orden de prelación, el fondo de extracción de hidrocarburos y la I&D en hidrocarburos tienen mayor importancia, lo cual es una prueba más de que la reforma energética fue sobre todo petrolera y minimizó los temas de ER y de mitigación de los GEI que producen el cambio climático.

## CONCLUSIONES

La reforma a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política mexicana en materia energética en diciembre de 2013, adoleció de un consenso nacional en al menos dos temas relevantes para México: por un lado, la renta petrolera y su relación con el desarrollo económico y social del país y, por el otro lado, sobre la necesaria transición energética para tener un sector energético bajo en carbono y que propicie el desarrollo energético sustentable del país.

En el caso del sector eléctrico, con la promulgación de la LIE, se cambia el paradigma de monopolio público verticalmente integrado que ejercía la CFE a uno en donde esta empresa es desintegrada verticalmente y horizontalmente para facilitar la participación privada nacional e internacional en todos los segmentos de la industria eléctrica, y en donde el Estado mantiene el monopolio público en las redes eléctricas de transmisión y distribución y el despacho eléctrico, y se crea un mercado mayorista para fomentar la competencia entre empresas públicas y privadas.

La reforma energética en el sector eléctrico induce —por las condiciones de competencia que genera el MEM y la búsqueda de mayores tasas de rentabilidad de la participación privada nacional e internacional— un mayor uso de las tecnologías de ciclo combinado y de turbinas de gas que funcionan con gas natural, lo que propiciará la continuación de la “gasificación” y el aumento de las emisiones de GEI en el sector eléctrico. Además, en esta misma Ley se sustituye el concepto de ER por el de EL, que incluye la cogeneración eficiente a base de gas natural, las tecnologías de captura y el secuestro de carbón a base de hidrocarburos, la energía nuclear y otras, con lo cual la importancia de las ER se diluye en la transición energética del sector eléctrico y se posponen sus beneficios de mitigación de GEI, menores impactos ambientales, mayor diversificación y seguridad energética y de desarrollo sustentable del país.

Para promover el uso de las EL en el sector eléctrico, la LIE obliga a participantes del MEM a cumplir con los requerimientos de electricidad con CEL, que expresan porcentajes del total de energía que se comercializa en el MEM, que establece la SENER con dos años de anticipación. Aunque este mercado de CEL es el principal aporte de la reforma energética para hacer viable el uso de la EL en México, ya que hasta entonces no se disponía de un instrumento económico para subsidiar la transición energética, en este caso a través del requerimiento del CEL, su uso plantea importantes incertidumbres que se discuten en este capítulo para ser compatible con las metas nacionales de mitigación de cambio climático y la promoción equilibrada de las ER. Los autores consideran que se perdió una valiosa oportunidad para seleccionar por ley a un instrumento que haya mostrado mayor eficacia en la experiencia internacional para satisfacer metas ambiciosas de reducción de GEI y propiciar un uso armónico y a gran escala de las ER disponibles en el país, como por ejemplo, el sistema de tarifas garantizadas (*feed-in tariff*, en inglés).

La reforma energética se completó en el sector eléctrico mexicano con la promulgación dos años después de la LTE, lo cual a su vez significó mayores regresiones para el desarrollo de las ER en México. En efecto, desde el punto de vista jurídico, las ER tenían su propia ley, la LAERFTE, la cual fue

abrogada por la LTE que se enfoca ahora al uso de las EL. Con esta abrogación se pierden además las metas de mediano y largo plazo que tenía la LAERFTE y que eran acordes con las metas de reducción de emisiones de GEI de la LGCC. En su lugar, la LTE establece solamente metas de corto plazo y una de mediano plazo para el año 2024, con lo cual el sector eléctrico queda ciego y sin metas por ley para plazos mayores de tiempo. Además, las metas de la LTE son en términos de EL, que no necesariamente restringen el uso de hidrocarburos como se establecía en la LAERFTE, por lo que no son más afines a las metas nacionales de mitigación de GEI de la LGCC. Con la promulgación de la LTE desaparece el Consejo Consultivo de Energías Renovables y el Consejo Consultivo para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, que estaba focalizado en el tema de la EE, y se crea el Consejo Consultivo para la Transición Energética más enfocado al cumplimiento de las metas de EL. Con la abrogación de la LAERFTE se elimina además el FOTEASE como un mandato de ley, el cual era un fondo público para financiar y coordinar proyectos demostrativos y aplicados para promover la transición energética, haciendo énfasis en el uso de las ER y la EE.

Con la reforma energética, el Estado pierde también capacidad en la planeación del sector eléctrico, ya que se pasa de un esquema de marco normativo de planeación por mandato de ley a un esquema de planeación indicativo que definirá cada administración pública federal entrante. Finalmente, en el tema de financiamiento en I&D en ER y EE, antes de la reforma el FSE tenía por ley recursos asegurados y fijos en términos de un porcentaje de las ventas de hidrocarburos de PEMEX, después de la reforma energética este fondo es un rubro más de los varios financiados por el FMP y con una prelación en orden de importancia menor y sin tener garantía de un porcentaje fijo para establecer su monto, no queda claro si este fondo tendrá recursos suficientes y al menos comparables al anterior para ser un instrumento adecuado de I&D en ER, EE y EL.

En suma, estas incompatibilidades y regresiones con las metas de la política nacional de cambio climático en materia de reducción de GEI y con un mayor aprovechamiento equilibrado de las ER, sugiere revisar a fondo la reforma energética para acelerar una transición energética que propicie el desarrollo sustentable del país.

## BIBLIOGRAFÍA

Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) (2017), *Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética, Beneficiarios por proyecto.*

- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (1992), “Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, publicado el 23 de diciembre, México, HCU, disponible en <[http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=4705440&fecha=23/12/1992](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4705440&fecha=23/12/1992)>, consultado el 10 de octubre de 2017.
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2004), “Decreto por el que se reforman, adicionan, derogan y establecen diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta y de la Ley del Impuesto al Activo y establece los Subsidios para el Empleo y para la Nivelación del Ingreso”, publicado el 1 de diciembre, México, HCU, disponible en <[http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=715164&fecha=01/12/2004](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=715164&fecha=01/12/2004)>, consultado el 8 de octubre de 2017.
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2007), “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, en materia de hidrocarburos y se derogan y reforman diversas disposiciones del Decreto que reforma diversas disposiciones del Título Segundo”, Capítulo XII, de la Ley Federal de Derechos, publicado el 21 de diciembre, publicado el 1 de octubre, México, HCU, disponible en <[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5002336&fecha=01/10/2007](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5002336&fecha=01/10/2007)>, consultado el 11 de octubre de 2017.
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2008a), “Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética”, publicado el 28 de noviembre, México, HCU, disponible en <[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5070927&fecha=28/11/2008](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5070927&fecha=28/11/2008)>, consultado el 11 de octubre de 2017.
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2008b), “Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía”, publicado el 28 de noviembre, México, HCU, disponible en <[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5070928&fecha=28/11/2008](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5070928&fecha=28/11/2008)>, consultado el 12 de octubre de 2017.
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2008c), “Decreto por el que se reforma y adiciona el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal”, publicado el 28 de noviembre, México, HCU, disponible en <[http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5070931&fecha=28/11/2008](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5070931&fecha=28/11/2008)>, consultado el 11 de octubre de 2017.
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2012), Ley General de Cambio Climático, publicado el 6 de junio, México, HCU, disponible en <[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5249899&fecha=06/06/2012](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5249899&fecha=06/06/2012)>, consultado el 10 de octubre de 2017.
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2014a), “Decreto por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adi-

cionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales”, publicado el 11 de agosto, México, HCU, disponible en <[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014)>, consultado el 5 de octubre de 2017.

*Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2014b), “Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica”, publicado el 31 de octubre, México, HCU, disponible en <[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5366665&fecha=31/10/2014](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366665&fecha=31/10/2014)>, consultado el 5 de octubre de 2017.

*Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2014c), “Decreto por el que se expide la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y, se expide la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos”, publicado el 11 de agosto, México, HCU, disponible en <[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/loapf/LOAPF\\_ref46\\_11ago14.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/loapf/LOAPF_ref46_11ago14.pdf)>, consultado el 9 de octubre de 2017.

*Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2014d), “Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos y de la Ley de Coordinación Fiscal y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”, publicado el 11 de agosto, México, HCU, disponible en <[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5355983&fecha=11/08/2014](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355983&fecha=11/08/2014)>, consultado el 15 de octubre de 2017.

*Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2015a), “Decreto por el que se expide la Ley de Transición Energética”, publicado el 24 de diciembre, México, HCU, disponible en <[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015)>, consultado el 6 de octubre de 2017.

*Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2015b), “Acuerdo por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018”, publicado el 31 de marzo, México, SENER, disponible en <[http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015)>, consultado el 11 de octubre de 2017.

*Diario Oficial de la Federación (DOF)*, (2016), “Aviso por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2019, establecido por la Secretaría de Energía”, publicado el 31 de marzo, disponible en <[http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5431515&fecha=31/03/2016](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431515&fecha=31/03/2016)>, consultado el 10 de noviembre de 2017.

Grande, G. y J. Islas (2017), “Towards a Low-Carbon Electric Power System in Mexico”, en *Energy for Sustainable Development*, vol. 37, pp. 99-109.

Islas, J.M. (2012), “Elementos para la transición energética hacia un uso creciente de las energías renovables en México”, en J.L. Calva (coord.),

- Crisis Energética Mundial y Futuro de la Energía en México*, México, Juan Pablos, Consejo Nacional de Universitarios.
- Islas, J., F. Manzini, P. Macías y G. Grande (2015), *Hacia un sistema energético bajo en carbono*, 1a. ed., México, Grupo Reflexio/ Ediciones Academia y Comunicación, S. de R.L. y C.V.
- Islas, J., F. Manzini, P. Macías, G. Grande (2017), “Reporte sobre la revisión del componente de mitigación esperado en las contribuciones nacionalmente determinadas para el sector de generación de electricidad y el establecido en el PRODESEN 2016-2030”, México, WWF e ICM, disponible en <[http://awsassets.panda.org/downloads/wwf\\_reporte\\_componente\\_mitigacion\\_prodesen\\_1.pdf](http://awsassets.panda.org/downloads/wwf_reporte_componente_mitigacion_prodesen_1.pdf)>, consultado el 10 de octubre de 2017.
- REN21 (2017), “Renewables 2017 Global Status Report”, en REN21, Secretariat, Paris, disponible en <[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399\\_GSR\\_2017\\_Full\\_Report\\_0621\\_Opt.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf)>, consultado el 7 de octubre de 2017.
- Secretaría de Energía (2017a), *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031*, México, SENER.
- Secretaría de Energía (2017b), “Fondo para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía. Informe Uno”, México, SENER, disponible en <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/241356/Informe\\_Uno\\_del\\_FOTEASE\\_2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/241356/Informe_Uno_del_FOTEASE_2017.pdf)>, consultado el 10 de noviembre de 2017.
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), (2015), “Intended Nationally Determined Contributions (INDCs)”, México, París, *United Nations Framework Convention on Climate Change*, disponible en <[http://unfccc.int/files/adaptation/application/pdf/all\\_parties\\_indc.pdf](http://unfccc.int/files/adaptation/application/pdf/all_parties_indc.pdf)>, consultado el 15 de octubre de 2017.

## LA ALTERNATIVA DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN MÉXICO

ROBERTO BEST Y BROWN\*  
GUADALUPE PÉREZ MORALES\*\*

La creciente demanda de energía es una de las problemáticas que definirán el destino de México y el mundo en el siglo que comienza. La energía que se utilice en el futuro deberá permitir un desarrollo sustentable; el reto es transitar hacia este futuro sin poner en riesgo nuestra capacidad de satisfacer los requerimientos energéticos del país y del mundo.

Como se sabe, las fuentes primarias de energía que dominan en el mundo son los hidrocarburos, que en la actualidad constituyen 80% de toda la energía primaria producida y consumida.

En México, la dependencia es mayor: en el año 2016, 86.8% de la producción de energía primaria correspondió a combustibles fósiles (62.57% petróleo, 23.073% gas y 3.29% carbón). Aunque México exporta petróleo, una parte importante del gas, los petrolíferos y el carbón es importada. En el transcurso de 2016, el consumo de energía en México superó 18.5% a la producción de energía primaria. Las energías renovables representaron 8.4% de la producción de energía primaria, donde la leña, el bagazo de caña y el biogás contribuyeron con 4.69% y la hidroenergía con 1.49%; otras energías renovables como la geoenergía, la solar y la eólica sólo 2.3% (SENER, 2016).

La sustentabilidad energética es un enorme reto, por lo siguiente:

- La demanda energética mundial está en continuo aumento a un ritmo de crecimiento anual de 0.6% entre 2014 y 2015.
- A medida que crece la población (se prevé que de los 7.6 miles de millones de habitantes en el planeta, hoy en día se llegue a los 8.6

\* Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México, Campus Morelos.

\*\* Posgrado en Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

miles de millones en el año 2030), y a medida que las economías crecen, millones de personas en todo el mundo disfrutan de los beneficios de un estilo de vida que requiere cantidades de energía cada vez mayores.

- Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su escenario de referencia, la demanda mundial de petróleo evolucionará de 84 millones de barriles al día en 2005 a 100 millones de barriles diarios en 2030, es decir, se incrementará un 38% más en este periodo.

Esto representa un reto colosal en términos de inversiones, en particular en un contexto de declinación de las reservas y las plataformas de producción de petróleo.

Los descubrimientos de nuevos yacimientos de fuentes energéticas tradicionales y no tradicionales, como el gas y el petróleo de esquistos (*shale oil* o *shale gas*), se producen principalmente en lugares donde los recursos son difíciles de extraer, ya sea por motivos físicos, económicos o incluso políticos. ¿Cuándo tocará techo la producción mundial de petróleo? Algunos sugieren que fue en 2012, otros más el 2020 y algunos otros el 2050. A partir de ese momento la producción disminuirá.

Por tercer año consecutivo, las emisiones de gases de efecto invernadero asociados al uso de combustibles fósiles y la industria se mantuvieron sin crecimiento en el 2016, debido a una disminución en el uso de carbón a nivel mundial, pero también a un uso más eficiente de la energía y un uso cada vez mayor de las energías renovables. Adicionalmente, ya es un lugar común decir que la producción de gases de efecto invernadero, principalmente el bióxido de carbono debido al uso intensivo de los hidrocarburos, son los precursores del incremento de la temperatura media global y, consecuentemente, del llamado cambio climático, con todas las consecuencias para los seres humanos que ello implica.

Sin embargo, las expectativas para el año 2030 de la AIE y del World Energy Outlook consisten en que, pese a un crecimiento extraordinario de las energías renovables (ER), las energías convencionales seguirán dominando. El porcentaje correspondiente al consumo de petróleo se mantiene o disminuye, pero es absorbido por un incremento en el uso de gas natural y un incremento de 100% en el uso de las nuevas energías renovables que se duplica, de 1% a 2%. Estas expectativas muestran que al incrementarse el uso del carbón se incrementará, en consecuencia, la producción de GEI. Por todo lo anterior, es urgente una utilización más racional de la energía y la sustitución de los combustibles fósiles por otros tipos de energía.

Ante esta situación energética mundial y nacional, México requiere un cambio de paradigma energético. Es inevitable preguntarse: ¿con cuáles

fuentes energéticas se puede enfrentar el agotamiento de los yacimientos de combustibles fósiles, que a la vez permitan la conservación del medio ambiente para un desarrollo sustentable? Esto se debe lograr sin tensiones geopolíticas dramáticas originadas por el control de los yacimientos de los hidrocarburos y sin la degradación irreversible del medio ambiente natural, particularmente debida a las emisiones de gases de efecto invernadero. El uso racional y eficiente de las actuales fuentes energéticas y las energías alternativas —energías renovables y la energía nuclear— podrían ser la solución a este problema.

Sin embargo, el accidente nuclear de Fukushima del 11 de marzo de 2011, consecuencia del terremoto y del tsunami, ha abierto la discusión sobre la conveniencia de la energía nuclear como opción para la generación eléctrica. Las energías renovables (ER) ofrecen más que energía:

- Reducen los riesgos de la volatilidad de precios de los hidrocarburos.
- Contribuyen a la seguridad energética, mitigan el cambio climático.
- Reducen los impactos locales en el medio ambiente y la salud.
- Promueven el desarrollo regional y crean empleos.

No obstante, los mercados por sí solos rara vez toman en cuenta el valor de estos beneficios no energéticos (externalidades), e incluso las ventajas económicas más tangibles, como la reducción de riesgos, no se consideran en las evaluaciones financieras de los proyectos. Para que los países puedan aprovechar a gran escala sus propios recursos naturales, es necesario valorar estos beneficios no energéticos (Foro Internacional de Políticas Públicas para Energías Renovables, 2006).

Las fuentes renovables de energía son aquellas que por su cantidad, en relación con los consumos que los seres humanos pueden hacer de ellas, son inagotables y su propio consumo no afecta al medio ambiente. Ellas son: la energía solar, la eólica, la biomasa, la geotérmica, las pequeñas centrales hidráulicas y la oceánica.

Sólo como un ejemplo de la abundancia de las fuentes de ER, baste decir que la energía solar recibida cada diez días sobre la Tierra equivale a todas las reservas conocidas de petróleo, carbón y gas. En México tenemos un potencial energético de ER realmente enorme, particularmente solar. Con sólo una superficie aproximadamente de 4 225 kilómetros cuadrados (un cuadrado de 65 kilómetros de lado), que bien podrían ubicarse en los estados de Sonora o Chihuahua (los de mayor insolación), y usando las tecnologías termosolares de potencia y fotovoltaicas existentes, considerando sus factores de planta de 25%, se podrían instalar los aproximadamente 50 GW

de los casi 75 GW que actualmente tiene el país para satisfacer las necesidades del fluido eléctrico. Después del solar, el eólico, la biomasa, la geotermia y la oceánica son los recursos que se consideran más abundantes en el país.

Varios países del mundo han reconocido lo anterior, y ya desde hace varias décadas vienen trabajando en la investigación científica y tecnológica para aprovechar las ER, así como en la implementación de políticas y programas para su uso masivo. Gracias a ello, el costo de las tecnologías que usan las ER se han reducido significativamente y se ha generado un mercado mundial creciente de dichas tecnologías, que en 2016 fue de 241 mil millones de dólares estadounidenses. Sin embargo, todavía hay muchísimo por descubrir y desarrollar en este campo.

#### SITUACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO

En el año 2016 continuaron bajos los precios de los combustibles fósiles, pero se dio también una dramática disminución en los precios de varias tecnologías renovables. El año 2016 mostró un crecimiento en capacidad instalada y en producción, principalmente en el sector de potencia que creció en 161 GW, llegando a un total 2 017 GW (REN 21, 2016). La potencia fotovoltaica creció en forma impresionante, llegando a valores del 47% del total de ER instalados; una cifra impresionante es que en promedio se instalaron en el 2016, 30 mil paneles fotovoltaicos cada hora (REN 21, 2017), el resto se cubrió básicamente con eólica e hidráulica que contribuyeron con 34% y 15.5%, respectivamente. EN 2016 predominaron las plantas de gran capacidad operadas por empresas eléctricas, y el tamaño de las mismas también crecieron.

En lo que se refiere al transporte, los combustibles líquidos siguen aportando la mayor parte de la ER en el sector, pero la electrificación para el uso de autos eléctricos sigue creciendo. En hidráulica se tiene ya una capacidad total instalada de 1096 GW, de eólica 487 GW y de generación fototérmica 4.8 GW. La producción de etanol se mantuvo estable y los demás biocombustibles crecieron moderadamente.

En el año 2016 las energías renovables contribuyeron con 19.3% de la energía final global y continuará creciendo año con año; destacan, como ya se mencionó, la energía fotovoltaica y viento. Recientemente, la energía solar térmica de potencia también ha tenido incrementos importantes. Este porcentaje de contribución se ha incrementado debido a tres razones principales:

- Preocupación por el cambio climático.
- Preocupación por el decremento en las reservas de los combustibles fósiles (o por su incremento de precio se acabó el petróleo barato).
- La impresionante reducción en el costo de varias energías renovables, como la fotovoltaica y la eólica.

La gran mayoría de la nueva capacidad instalada de renovables se dio en los países en desarrollo y en China, que se ha convertido por los últimos ocho años en el principal desarrollador de potencia y energía térmica con renovables. Este desarrollo existe porque ha habido constancia en las políticas energéticas en muchos de los países que se han fijado metas de participación de las energías renovables, continuándolas aun con la crisis económica. Las energías renovables, principalmente la fotovoltaica como energía distribuida, se presentan como una opción económica para los más de mil millones de personas que carecen de electricidad.

El mundo se mueve hacia un mayor uso de ER y las perspectivas mundiales de uso de fuentes primarias de energía indican que en 2050 el mundo dependerá más de fuentes renovables que de no renovables (Shell International Limited, 2003; REN 21). Desde el punto de vistas de costos de inversión y de generación de la energía eléctrica, en la tabla 1 se muestra cómo las tecnologías renovables tienen costos de inversión y producción muy abordables, cercanos a los costos de tecnologías no renovables.

TABLA 1  
COSTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA  
DE VARIAS ENERGÍAS RENOVABLES

<i>Tecnología</i>	<i>Costo LCOE US\$/kWh*</i>
Eólica	0.065-0.083
Fotovoltaica	0.050-0.140
Fototérmica	0.184
Biomasa	0.050
Minihidroelectricidad	0.050
Geotermia	0.060

FUENTE: \* REN 21 (2017), disponible en <[www.ren21.net](http://www.ren21.net)>.

En el caso de las plantas eoloeléctricas, minihidroeléctricas y termoeléctricas con biomasa, los costos de la energía eléctrica llegan a ser menores que con plantas convencionales (aun en el caso de la fotovoltaica). Esto sin contar los precios actuales y futuros de los combustibles fósiles y, desde luego, sin considerar los costos asociados a las externalidades, es decir, los costos asociados a la reparación de los daños al medio ambiente provocados por todo el proceso de transformación de combustibles fósiles en energía eléctrica. Por ejemplo, un estudio reciente auspiciado por la CEPAL y la Semarnat estimó en más de seis pesos mexicanos el costo adicional que tendría cada kilowatt/hora, considerando las externalidades de las plantas termoeléctricas mexicanas; desde luego, estos costos no son actualmente considerados.

Tomando en cuenta estos costos de inversión y de generación eléctrica, ya se ha abierto —a través de la aprobación y publicación en el *Diario Oficial de la Federación* del 27 de junio del 2007, a partir del modelo de contrato de interconexión a la red eléctrica nacional para sistemas fotovoltaicos— la posibilidad de que las edificaciones puedan generar su propia energía eléctrica o al menos una buena parte de ésta, e incluso poder vender a la CFE la energía eléctrica producida empleando tecnologías renovables, lo que podría constituir uno de los elementos fundamentales de la llamada generación distribuida, donde el usuario pasa de ser un consumidor a un productor de energía eléctrica, logrando con esto evitar el crecimiento desmedido de las centrales eléctricas y, desde luego, evitando la necesidad de consumir combustibles no renovables. Bajo un esquema de este tipo, el consumidor y usuario, ahora productor, podría pasar de un papel pasivo a un papel activo; además le permitiría diversificar las tecnologías de generación eléctrica e implementar programas de ahorro y uso eficiente de energía para optimizar su sistema de generación eléctrica. Esta actitud puede también formar a un usuario más consciente del valor de los energéticos, de entender mejor la dificultad de generar la electricidad y de la necesidad de disminuir los impactos ambientales ocasionados por su generación.

#### SITUACIÓN ACTUAL DEL USO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

Con la situación que se ha planteado de los hidrocarburos, resultan importantes para México dos aspectos cruciales. Por un lado, el país no puede depender de un recurso que está declinando, el cual el día de mañana necesite importar masivamente a precios altos. Las consecuencias económicas, financieras y sociales para el país serían devastadoras. Por otro lado, el

país tiene la oportunidad de sacar más provecho de los bajos recursos económicos provenientes de la venta del petróleo para hacer inversiones inteligentes en el sector petrolero, en investigación y desarrollo, que prolonguen los beneficios de este recurso y permitan transitar hacia una matriz energética sustentable que contribuya al desarrollo nacional basada en las fuentes renovables de energía que, como ya se dijo, existen en abundancia en nuestro país.

México cuenta con abundancia de recursos en ER (mucho más que de hidrocarburos) y con recursos humanos capaces de generar investigación y desarrollo para apropiarse o crear las tecnologías necesarias y promover una industria nacional. Sin embargo, a pesar de lo ya dicho y del reciente debate nacional sobre la llamada Reforma Energética, sigue existiendo en el país una gran ignorancia en el tema, particularmente de los desarrollos y las investigaciones que se realizan en México.

La tabla 2 muestra la evolución de los años 2006 al 2016 sobre el uso de algunas de las tecnologías renovables en México, como son el calentamiento solar de agua y la generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos; esto permite afirmar que México posee una larga experiencia en el desarrollo de estos proyectos, que posee una experiencia acumulada de varios años y que además va desarrollando normas técnicas para el mejor uso y aplicación de varias tecnologías renovables (SENER, 2016).

TABLA 2  
EVOLUCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

<i>Tipo de energía renovable</i>	2006	2008	2010	2012	2014	2016
Calentadores solares planos. Total instalados (miles de m <sup>2</sup> )	839.70	1 159.60	1 665.50	2 208.20	2 809.80	3 547.20
Módulos fotovoltaicos. Total de capacidad instalada (kW)	17 633.00	19 406.40	28 620.00	59 920.00	116 170.00	198 537.47

FUENTE: SENER (2016), *Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios*, Secretaría de Energía (SENER), disponible en <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/182202/20161110\\_1300h\\_Estrategia\\_CCTE-1.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/182202/20161110_1300h_Estrategia_CCTE-1.pdf)>.

Quizá la tecnología solar más antigua y más utilizada en México sea la del calentamiento solar de agua, utilizando calentadores solares planos, fabricados con tubos y aletas de cobre, y también fabricados con plástico, cuya principal aplicación es el calentamiento de agua para albercas, así como para casas habitación. Recientemente se han introducido de manera muy exitosa los sistemas de tubos de vidrio al vacío fabricados en China; esta aplicación no es de extrañarse, dado que México posee uno de los potenciales de irradiación solar más altos del mundo.

En México, la capacidad instalada de producción eléctrica con energías renovables fue en el año 2016, de 25.2% del total. La principal energía renovable en el país es la energía hidroeléctrica; sin embargo, la energía eólica y solar han presentado el mayor crecimiento en la última década (del 2006 al 2016), la capacidad instalada de la energía eólica ha aumentado 110.3% y la energía solar ha aumentado 33.6% (SENER, 2017).

En la capacidad instalada de energías renovables al año 2016, el 17% del total corresponde a hidroeléctricas, las centrales eólicas representan 5%, geotermia 1.2%, biomasa 1.2 % y solar fotovoltaica 0.5 por ciento.

De acuerdo con la Prospectiva de Energías Renovables 2017-2031, las energías renovables que tienen el más alto potencial probado de generación eléctrica son la energía solar con 25 052 GWh/a y la energía eólica con 20 104 GWh/a. Las energías hidráulica, geotérmica y biomasa presentan energías con un menor potencial probado con 4 920 GWh/a, 2 610 GWh/a y 3 326 GWh/a, respectivamente. Se estima que en el periodo 2017-2031, la energía solar fotovoltaica incrementará la capacidad instalada, pasando de 388.6 MW en 2016 a 7 830 MW en 2031. En cuanto a energía eólica, en México se tenían 3 734 MW de capacidad instalada en el año 2016 y se prevé que incremente a 17 233 MW para el año 2031.

El potencial de la bioenergía en México se estima entre tres mil y 5 440 PJ por año, equivalente a 5480% de la oferta de la energía bruta primaria consumida en México, destacando el potencial energético de la biomasa proveniente del manejo y explotación de los bosques naturales, de las plantaciones forestales, de los subproductos agrícolas y de los cultivos energéticos. Con la entrada en vigor, en enero de 2008, de la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos, se inició la explotación de la primera generación de los llamados biocombustibles o biocarburantes (biodiesel y etanol carburante), que contrario a las energías arriba mencionadas, éstos han tenido un lento crecimiento.

Las principales fuentes de bioenergías utilizadas son de residuos orgánicos y en general biomasa. La capacidad instalada de biocombustibles en el año 2016 fue de 881.5 MW, de los cuales 798.3 MW corresponde a bagazo de caña y 83.1 MW a biogás; se prevé un incremento de generación eléc-

trica de combustible proveniente de biogás, bagazo y residuos sólidos de 141 668 TJ entre 2017 y 2031, en donde la capacidad instalada aumentaría a 2 239 MW en el año 2031.

La visión de largo plazo de la Secretaría de Energía prevé que, si continúa aprovechando las nuevas herramientas institucionales de regulación, para el año 2024 la capacidad de generación eléctrica con energías limpias (nuclear y ER), incluyendo grandes hidroeléctricas, podría llegar a 35% del total (Kessel, 2010). Estas previsiones se pueden cumplir o no, ya que el gobierno federal no ha fijado metas específicas, como sucede en otros países.

Por otro lado, es relativo que se diga que México se convertirá en el país más avanzado en energías renovables de América Latina si sólo se contempla la compra de tecnología extranjera, sea eólica, solar o de biomasa. Se requiere de una política energética de Estado que apoye que el país desarrolle y se apropie de las tecnologías a mediano y a largo plazo.

En este contexto, el gobierno mexicano empezó a dar los primeros pasos hacia un cambio de paradigma energético en el año 2008, cuando se publicó la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE). Con dicha ley se institucionalizó la creación de un Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de Energía, con el objetivo de apoyar la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (ENTE), para promover la utilización, el desarrollo y la inversión en las energías renovables y la eficiencia energética. También se desarrollaron otros programas, como el Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua 2007-2012 (Procalsol) y el Programa de Hipotecas Verdes de Infonavit.

Aunque dichas acciones promovían la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y el incremento de las energías renovables, la participación de los hidrocarburos en la matriz energética continuó en aumento.

A partir del año 2014, a raíz de la reforma energética, se aprobaron leyes que hoy en día rigen el aspecto legal de la energía en México. El marco legal que aborda los temas relacionados a las energías renovables se encuentra en la Ley de la Industria Eléctrica y en la Ley de Transición Energética, esta última entró en vigor en 2015 y abrogó las leyes para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. La Ley de la Industria Eléctrica tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la energía eléctrica y la reducción de emisiones contaminantes, establece que este objetivo se alcanza impulsando las energías limpias, las cuales contemplan: a la energía del viento, la radiación solar, la energía oceánica,

yacimientos geotérmicos, la bioenergía hidrógeno, la energía de hidroeléctricas, energía nucleoelectrica, centrales de cogeneración, la energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento de carbono, y tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono. Sin embargo, la definición de energías limpias parece ser un retroceso al avance hacia una mayor participación de energías renovables, debido a que se continúa promoviendo a combustibles fósiles, que aunque sus emisiones son relativamente menores, son combustibles no sustentables.

El marco legal en el que se aborda a más profundidad el aprovechamiento energético de los recursos renovables es la Ley de Transición Energética, que mediante la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpio, se establecen las metas para la reducción de emisiones contaminantes originadas por la industria eléctrica, bajo criterios de viabilidad económica, y reducir la dependencia del país de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía.

En las líneas de acción de tal estrategia, que entre sus propósitos tiene reducir la dependencia del país de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía en el mediano plazo, mediante el ahorro y uso eficiente de energía, así como el aprovechamiento de energías limpias y desarrollo de infraestructura integradora. Estos propósitos, aunque plantean acciones para incrementar el uso de las energías renovables tales como bioenergía, energía solar, eólica, geotérmica, del océano e hidráulica, le da preferencia a los combustibles fósiles, como el gas natural.

Incluso los programas Especial de la Transición Energética (PETE) y Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, que son los programas mediante los cuales se ejecutan las líneas de acción planteadas en la estrategia, están orientados a la promoción de gas natural.

Entre las líneas de acción del PETE —que explícitamente aborda a las energías renovables— se encuentran las siguientes: fortalecer el marco regulatorio y normatividad que permitan proyectos de geotermia, desarrollar programas y proyectos de bioenergía y fomentar la creación de programas de aprovechamiento de la tecnología solar con aplicaciones industriales. Mientras que las líneas de acción del PRONASE son fortalecer programas de uso de calentadores solares de agua en los sectores de consumo final. Aunque estas medidas son importantes para el fortalecimiento de las energías renovables, podrían plantearse acciones más ambiciosas.

Hay que reconocer que estas iniciativas han permitido el incremento de la participación de energías renovables en el sistema energético, pero se requiere doblar el esfuerzo. Esta visión de Estado debe de incluir necesariamente el diseño de un plan estratégico de investigación, desarrollo tecnológico y for-

mación de recursos humanos en el sector que esté a la altura de los retos del país.

#### ESTRATEGIA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

En el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables (EAER) se incluye la Estrategia 6 de Investigación y Desarrollo Tecnológico. Las líneas de acción planteadas en el documento son:

- Fomentar la cooperación internacional en investigación y desarrollo tecnológico en materia de las energías renovables, así como tratados y acuerdos de entendimiento.
- Establecer redes nacionales de colaboración entre centros de investigación, a nivel internacional e internacional, afines a temas de energías renovables.
- Fortalecer la orientación de los trabajos de investigación del sector energético en esta materia.
- Apoyar el desarrollo de soluciones y aplicaciones tecnológicas en materia de energías renovables a nivel local.
- Apoyar el desarrollo de recursos humanos capacitados en esta materia para la creación e implementación de proyectos de energías renovables, a través de las convocatorias que emita el Fondo Sectorial de Sustentabilidad Energética.

Un paso importante en esa dirección ha sido la creación reciente de los Centros Mexicanos de Innovación en Energía (CEMIE's), que son agrupaciones de centros de investigación públicos o privados, instituciones de educación superior, empresas y entidades gubernamentales que tienen el objetivo de trabajar en conjunto sobre proyectos dedicados a desarrollar tecnologías, productos y servicios, que permitan a nuestro país aprovechar su enorme potencial en las principales energías renovables. Impulsar la innovación a través de la adopción, transferencia y asimilación de tecnología novedosa. Sus objetivos son:

- Vincular a la academia y la industria.
- Formar recursos humanos especializados y consolidar capacidades en las áreas correspondientes.
- Fortalecer la infraestructura de investigación científica y tecnológica especializada.

- Medir detalladamente y publicar el potencial de las energías limpias disponibles en México.
- Fomentar el conocimiento y difundir información precisa sobre el uso y aprovechamiento de los recursos energéticos renovables.
- Contribuir a la mejora del marco legal y normativo en materia de estas fuentes de energía, además de la planeación del desarrollo y explotación de conocimiento.

Actualmente se cuenta con cinco CEMIE's: CEMIE Bio, CEMIE Eólico, CEMIE Geo, CEMIE Océano y CEMIE Sol.

Estas son acciones que permiten actuar con mayor rapidez y eficacia, apoyar y coordinar el trabajo en red de los centros y grupos de investigación y que contribuya con el desarrollo de la tecnología mexicana, la cual deberá dar soporte a la industria nacional emergente en el ramo de las ER, y fijar las metas cuantitativas de mediano y largo plazo que habrán de alcanzarse. El panorama de la energía solar y las demás energías renovables es cada vez más claro para México.

#### BIBLIOGRAFÍA

- Asociación Nacional de Energía Solar (s/f.), disponible en <<http://www.anes.org/anes/index.php>>.
- DOF (2014), "Ley de la industria eléctrica", DOF11-08-2014.
- DOF (2015), "Ley de transición energética", DOF 24-12-2015.
- Estrada Gasca, C.E. y J.M. Islas Samperio (coords.) (2010), *Energías alternativas, propuesta de investigación y desarrollo tecnológico para México*, México, Academia de la Investigación Científica/Academia de Ingeniería/UNAM
- International Energy Agency (IEA) (2010), *World Energy Outlook 2010*, París, IEA.
- Kessel, Georgina (2010), "Discurso inaugural del Foro de Regulación de Energías Renovables", 5 de octubre
- Kreith, F y D. Yogi Goswami (eds.) (2007), "Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy", Londres, Taylor and Francis Group.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (ren21) (2010), *Renewables 2010. Global Status Report*, disponible en <[www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21\\_GSR\\_2010\\_full\\_revised%20sep2010.pdf](http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR_2010_full_revised%20sep2010.pdf)>, París, ren 21.
- REN21, GSR (2017), disponible en <[www.ren21.net](http://www.ren21.net)>.

- SENER. (s/f.), *Programa especial para el aprovechamiento de las energías renovables*, México, SENER.
- Secretaría de Energía (SENER) (2011), “Estrategia Nacional de Energía”, México.
- Secretaría de Energía (SENER) (2010), *Balance nacional de energía 2009*, México, SENER.
- Secretaría de Energía (SENER) (2014), “Programa nacional para el aprovechamiento sustentable de la energía 2014-2018”, Secretaría de Energía, disponible en <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224/PRONASE\\_pendt.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224/PRONASE_pendt.pdf)>.
- Secretaría de Energía (SENER) (2016), *Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios*, Secretaría de Energía, disponible en <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/182202/20161110\\_1300h\\_Estrategia\\_CCTE-1.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/182202/20161110_1300h_Estrategia_CCTE-1.pdf)>.
- Secretaría de Energía (SENER) (2017), *Balance nacional de energía 2016*, México, SENER.
- Secretaría de Energía (SENER) (2017), “Programa especial de la transición energética 2017-2018”, Secretaría de Energía, disponible en <<https://www.gob.mx/sener/documentos/programa-especial-de-la-transicion-energetica-2017-2018>>.
- Secretaría de Energía (SENER) (2017), *Balance nacional de energía 2016*, México, SENER.
- World Energy Assessment (s/f), “Energy and Challenge of Sustainability”, Washington, D.C., ONU, disponible en <[content.undp.org/go/cms-service/download/publication/?...live....](http://content.undp.org/go/cms-service/download/publication/?...live....)>.



TERCERA SECCIÓN  
INDUSTRIAS PETROLERA, PETROQUÍMICA  
Y DEL GAS NATURAL



## MÉXICO: NUEVO PAÍS IMPORTADOR NETO DE HIDROCARBUROS

FABIO BARBOSA\*

En cada año del gobierno del presidente Peña Nieto la extracción petrolera ha caído 100 mil barriles diarios, en promedio anual. Es decir, si en 2012 se situaba en 2 millones 500 mil barriles, para mayo de 2017 se encontraba en sólo dos millones; y si se mantiene la misma tasa de declinación, cuando abandone la presidencia en 2018, la extracción se ubicará alrededor de un millón 800 mil.

La nueva situación ha afectado al aparato de refinación: diversos factores como la insuficiencia de crudos ligeros, la decisión del gobierno de privilegiar las exportaciones de aceite crudo, así como extraños accidentes han causado que de las seis refinerías que teníamos al iniciar el sexenio, hoy sólo quedan cinco operando a menos del 50% de la capacidad para la que fueron construidas. Mientras tanto, las importaciones de gasolinas se han disparado a más del 50% del consumo.

Las importaciones de gas natural representan más del 80% del consumo interno. Y en la petroquímica, desde el gobierno del presidente Zedillo, se inició un proceso de empequeñecimiento: a la fecha, complejos enteros, como Pajaritos en Coatzacoalcos, Escolín en Veracruz o Camargo en Chihuahua, están totalmente cerrados y en los que sobreviven, la mayoría de las plantas ya no funcionan.

Pero el sexenio está terminando y aunque PEMEX ha recibido golpes mortales, ha logrado sobrevivir y continua, en realidad, como único productor. Hay otras tres o cuatro empresitas privadas que recibieron campos produciendo y, a la fecha, o los cerraron o producen volúmenes ridículos (algo así como el equivalente a 20 minutos de la extracción de PEMEX). Considerando esta situación, en este capítulo intentamos formular un examen sobre

\* Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Nacional Autónoma de México.

la caída de la producción, apuntando algunas medidas de corto plazo que pudieran permitir atenuar problemas en el suministro de combustibles para el transporte, y en una segunda parte más extensa, examinamos los dos grandes sectores en los que el gobierno actual pretende obtener petróleo nuevo, es decir, la oferta en el futuro: las aguas profundas del Golfo de México y las lutitas, shale oil/gas (en inglés).

## EL DERRUMBE DE LA PRODUCCIÓN

El consumo de hidrocarburos en nuestro país viene oscilando desde hace diez años en alrededor de dos millones de barriles diarios (British Petroleum, 2017), el impulso principal obedece a una explosión, en algunos aspectos *inducida*, del parque vehicular que se duplicó en los últimos años, pasando de 16.5 millones en 2004 a 33.6 millones en 2017, sólo en la Ciudad de México se incorporan a la circulación 250 mil nuevos automóviles cada año, es un crecimiento insostenible.

Hace una década, en 2007, la diferencia entre la producción y el consumo todavía era alrededor de un millón de barriles al día, era el excedente que permitía las exportaciones, pero conforme la producción se desplomó la brecha se redujo. En 2016 las dos curvas se cruzaron, en octubre de ese año la producción descendió por primera vez debajo de los dos millones de barriles diarios, luego tuvo aumentos marginales y finalmente en 2017 inició la caída que parece irreversible.

Hemos perdido la autosuficiencia. Nuestra producción aceitera es inferior a nuestro consumo interno. Por segundo año consecutivo se publican las cifras por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, un organismo del Congreso, y acaso con desgano se difunde en la prensa popular, pasa desapercibido porque continúa imponiéndose la propaganda que asegura que es una etapa transitoria, con la reforma energética pronto repuntará la producción.

## LA POLÍTICA DEL PRESIDENTE PEÑA ACELERÓ ESTE DESENLACE

Desde luego que esta nueva situación venía desarrollándose desde hace años, pero la política del presidente Peña Nieto, no solamente ha dejado a la rama petrolera inerte, esperando pasivamente que los precios se recuperen, sino que ha tomado medidas que agravan la crisis y sus impactos.

La explicación oficial sobre la declinación asegura que se trata de un proceso de “envejecimiento natural de los yacimientos”, lo que en parte es

falso porque es también resultado de una explotación precipitada y pudo orientarse la inversión hacia medidas de alivio.

Algunos ejemplos: en junio de 2014 se realizó un eufemísticamente llamado “ajuste estadístico”, y se retiraron de la cuenta de los volúmenes extraídos un total de 157 mil barriles diarios de la producción que no llegaron ni al Sistema Nacional de Refinación ni fueron contabilizados entre las exportaciones, esos 157 mil barriles no eran aceite, sino agua mezclada con el crudo. La contabilidad de agua como crudo se produjo debido a que los sistemas de medición en pozos más viejos son incapaces de diferenciar el petróleo con alto contenido de ese líquido.

Pero el descontrol fue una consecuencia de la falta de inversiones. Conforme avanza la explotación, el vacío que deja el yacimiento, por una ley de la física, es ocupado por agua, cuyo nivel aumenta en el interior de los pozos. Con inversiones oportunas pudo aminorarse el problema, construyendo plantas llamadas deshidratadoras que reciben y separan los fluidos, pero los ingresos petroleros que debían parcialmente dedicarse a esas necesarias inversiones, se desviaron para gastos corrientes. Tarde, pero aún pueden buscarse paliativos.

#### EXTRAÑOS ACCIDENTES

Una serie de accidentes se han atribuido a deficiencias en el mantenimiento, imposibilitados por razones de espacio, sólo nos detendremos en el caso de la plataforma Abkatún “A” Permanente, que era una instalación de recolección y proceso, estuvo ubicada a poco más de 100 kilómetros al noreste del puerto de Dos Bocas, Tabasco, su explosión afectó a seis grandes campos de la región marina, uno de ellos gigante, Ixtal, el propio Abkatún, Manik y otros.

El accidente precipitó la caída de ligeros, además que entre la infraestructura destruida estuvo una planta deshidratadora. Hay que añadir que problemas de este tipo están creando capacidad ociosa, hoy tenemos instalaciones subutilizadas en alta mar, por ejemplo: el oleoducto que corre de la plataforma Litoral A hacia la terminal Dos Bocas estaba operando en julio de 2017 al 10% de su capacidad, según se informó en Houston como una “gran ventaja” de la asociación para explotar en el esquema farmout el campo Ayin (Offshore Engineer, 2017). Esta licitación no despertó interés y quedó desierta, entre otras razones porque Ayin es un campo de aceite pesado, tema que abordaremos más adelante.

Hemos escrito “el accidente” en Abkatún, pero realmente fueron dos explosiones consecutivas. La primera, en 2015, no pudo sacar de operaciones al complejo, sólo unos meses más tarde ocurrió una segunda, tratándose de un

tema tan delicado sólo citaré información publicada por el senador Jorge Luis Lavalle Maury, quien dirigió un punto de acuerdo, pidiendo que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección del Medio Ambiente (ASEA) investigara la primera explosión en abril de 2015, con saldo de cuatro trabajadores muertos, uno de PEMEX y tres de contratistas privados. Asimismo “exhortó” a que se tomaran medidas preventivas, nueve meses más tarde, el 8 de febrero de 2016, ocurrió la segunda explosión, ahora con saldo de otros dos trabajadores fallecidos, que terminó por destruir totalmente la plataforma, nuevamente se publicaron declaraciones del senador campechano:

[...] es sumamente relevante que tanto PEMEX como la ASEA expliquen las causas de estos incidentes e identifiquen riesgos potenciales. Es necesario dedicar recursos financieros y humanos para salvaguardar tanto a los trabajadores, como la producción de crudo que es de suma relevancia para las finanzas nacionales (*Primera Plana*, 2016).

La comunidad petrolera esperaba que de inmediato se iniciara la construcción de una nueva plataforma para reanudar la producción “de suma relevancia”, pero con lentitud desesperante, sólo hasta agosto de 2016 se formalizó el contrato, pero la fabricación comenzaría en febrero de 2017 para concluir hasta diciembre de 2018 (López, 2016).

#### NUESTRA DOTACIÓN ACTUAL: AMARGOS Y PESADOS

Otro factor importante que explica la caída de la producción mexicana son las características de nuestra dotación geológica. Más de la mitad de nuestra producción es de crudos pesados, más de la mitad de nuestras reservas probadas también son de pesados y una parte de ultra pesados, de diez y hasta de ocho grados AP. La mayor parte de los descubrimientos de la última década también es de aceites de este tipo, los que por su viscosidad requieren tratamientos como: calentamiento, *in situ*, con inyección de vapor de agua, calentamiento de las tuberías, perforación de un mayor número de pozos, etc. Todo esto implica más elevado costo, peor aún no podemos procesar este tipo de aceites en nuestras refinerías, requerimos mezclas con aceites ligeros cuya producción, repetimos, es crecientemente deficitaria.

Un dato más para reforzar este rasgo de nuestra dotación geológica, como se sabe, la italiana Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), ha descubierto extensiones del campo Amoca, pero resultaron aceites pesados de 18 grados API. La información sólo se publicó en los Estados Unidos (Beaubouef, 2017:

30), es decir se añade a los que tenemos detenidos por los cuellos de botella en nuestro sistema de refinación.

Entre los descubrimientos de los últimos diez años, quizá el más importante es el complejo Ayatsil-Tekel con reservas de pesados, desde el gobierno del presidente Calderón se precipitó su explotación, se construyeron plataformas para iniciar su desarrollo, pero sus costos de explotación con la crisis *devinieron* más altos que los precios. En 2016 el nuevo director de PEMEX trazó un límite: sólo se explotarían los aceites con costos debajo de 25 dólares por barril. Como consecuencia se aceleró el cierre de pozos, al finalizar 2012 en nuestro país se encontraban en operación 9 439 pozos; para mayo de 2017 se habían cerrado casi 1 500, es decir sólo quedaban 8 007 pozos (PEMEX, 2012; CNH, 2017). Desde nuestro punto de vista, deben buscarse otras alternativas como construir, para el caso de los pesados, por lo menos plantas para procesarlos o acudir a la importación de ligeros para mantener las actividades en el país no dejando el enorme mercado de los combustibles que artificialmente se ha creado para las refinerías texanas.

#### EXPECTATIVAS DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE LAS SIETE SUBASTAS

La caída de los precios en el mercado internacional frustró las expectativas de que las inversiones privadas contribuyeran a elevar la producción en el corto plazo. El gobierno ofreció campos con reservas probadas en el Litoral Tabasco, la más reciente y prolífica de las regiones petroleras del país, en la que Sierra Oil y sus socios descubrieron el Zama-1 y donde los italianos de ENI han descubierto extensiones de otros dos campos, a la fecha se trata sólo de tres yacimientos.

El primero de los mencionados, el Zama-1 de Sierra Oil and Gas, es un solo pozo pues fracasó el “Zama deeper”, que intentó encontrar hidrocarburos a mayores profundidades (Offshore Engineer, 2017:10). En el momento que entregamos este capítulo, el proyecto está detenido por problemas adicionales que no podemos detenernos a examinar, pero lo que deseamos destacar es que no habrá producción en el corto plazo (Williams, 2017).

En relación a los italianos de ENI, han anunciado que además de Amoca-2, de pesados, que ya referimos, el pasado 26 de septiembre concluyeron exitosamente otro pozo, el Miztón-2, e iniciaron el Teocalli, para distribuir los costos e iniciar un proyecto más amplio de desarrollo. ¿Por qué estarían interesados en acelerar producción? Acaso emprendiendo un programa de “producción temprana” podrían aportar aceite nuevo en 2019 (Offshore Staff, 2017).

## AGUAS PROFUNDAS: PROYECTOS DE LARGO PLAZO

Que todos los proyectos en tirantes de aguas más allá de 500 metros son de larga maduración, entre ocho y diez años, está definido por la experiencia internacional. Los primeros pozos cerca de la frontera, los del proyecto Great White empezaron a descubrirse a fines de los noventa, pero sólo arrancaron hasta abril de 2010; más tarde, en 2005 se descubrió Jack, que inició operaciones hasta 2015. En las aguas territoriales de México, el campo más cerca del desarrollo podría ser “Trion”, que será explotado en asociación con una petrolera australiana, desde sus pruebas algunos pozos presentaron problemas de “arenamiento”, similares a los que tuvo su análogo, el Jack, en las aguas de Estados Unidos, por lo que inferimos que podría arrancar operaciones hasta la segunda mitad de la década 2020-2030. En el caso de Supremus-Maximino, Nobilis y Chachiquín, todavía es muy temprano para adelantar proyecciones de producción.

Hoy hasta los altos funcionarios advierten que tendremos producción mexicana en aguas profundas “lo más rápido”, hasta después de 2024, redundando citamos las declaraciones del comisionado Héctor Moreira:

Es muy importante para México desarrollar los proyectos en aguas profundas [textualmente dijo “incredibly important”] pero el desarrollo del área no comenzará hasta 2024 en el caso más rápido [“at the earliest”] (Beaubouef, 2017).

## UNA NUEVA SITUACIÓN: LA CAMPAÑA DE EXPLORACIÓN MÁS GRANDE EN EL GOLFO DE MÉXICO

Desde la presidencia de Bush-II y luego, con vacilaciones con Obama, se había iniciado un avance de la exploración petrolera a nuevos espacios marinos en el Golfo de México y las costas del Atlántico estadounidense, con el arribo a la Casa Blanca del presidente Donald Trump se está cumpliendo esta ambición de las grandes transnacionales que dominan la industria petrolera mundial.

Desde los primeros 100 días de ese gobierno, levantó la moratoria de las que denominan regiones Central y Oriental, y el 19 de agosto de 2017 realizó la subasta petrolera número 249, primera concreción de la política anunciada durante la campaña electoral. La 249 comprendió bloques frente a Texas, Louisiana, Mississippi, Alabama y Florida, es decir todos los estados ribereños del Golfo, el área licitado llegó al límite de las aguas territoria-

les de Cuba, ofrecieron la increíble suma de 280 mil kilómetros cuadrados, aproximadamente un cuarto de la superficie completa del Golfo de México (Zinke, 2017).

Al anunciar esta licitación, el secretario del Interior, Ryan Zinke, proclamó que “el petróleo del Golfo de México es parte vital de la estrategia de ese país para fomentar oportunidades económicas y que la ruta del dominio americano sobre la energía comienza en el golfo” (The path to American energy dominance starts in the Gulf: Zinke, 2017).

Un avance similar hacia las áreas más recónditas del Golfo de México y una revisión con nuevas herramientas en áreas insuficientemente conocidas, se está realizando en las aguas territoriales de México desde 2015. Con el mayor sigilo se ha desplegado la campaña exploratoria más grande en los últimos 50 años de la historia de la sísmica marina en México. La exploración ha estado a cargo de un reducido grupo de compañías muy especializadas, entre ellas Petroleum Geo-Services, PGS, asociada con la noruega Spectrum Geo y con Slumberger, quienes fueron autorizados para adquirir entre 80 mil-100 mil km de datos 2D “modernos” abarcando *las provincias hidrocarburíferas más importantes del Golfo profundo* (Robin Dupre, 2015).

ION Geophysical Corp realizó un programa específico para el área Lankahuasa profundo (frente a las costas del norte de Veracruz), ha revelado que ofrece “imágenes de alta calidad” que permiten múltiples oportunidades en esa cuenca (Offshore Staf, 2017b). Algunos funcionarios como Gregg Parker, presidente Regional de PGS, sólo han informado sobre el número de los que llaman “proyectos comerciales de adquisición de datos sísmicos” (PGS, 2015). Otros por ejemplo, Richie Miller, presidente de “Spectrum Geo”, han revelado el nombre de algunos de sus barcos especializados como el “Atlantic Explorer” y el “Sanco Spirit”, que participaron en la toma de registros en el subsuelo de México. Hemos publicado un mapa a colores en el que pueden verse las líneas sísmicas cubriendo el Escarpe de Campeche y extendiéndose hasta la Dona Oriental, la que también fue sondeada en su totalidad (Barbosa, 2017). La afirmación anterior implica que los mapas publicados originalmente por las compañías privadas, muestran que las petroleras ya están incorporando en sus planes los espacios más recónditos y las profundidades mayores a 3 500 metros que se creían inaccesibles.

La información obtenida ya estuvo a disposición de los participantes en la primera licitación de bloques profundos de México, realizada en diciembre de 2016, y será ampliamente estudiada por los interesados en la Ronda 2.4, que se realizará en enero de 2018, lo que parece anunciar una intensificación de las actividades en las aguas profundas de México. El gobierno ya está anticipando el descubrimiento de un “megayacimiento”, Ernesto Marcos

Giacomán, quien fue director de Finanzas de PEMEX y ahora funge como director de la consultora Marcos y Asociados reveló que:

[...] un cliente de su despacho, una empresa noruega que vino a hacer *exploración* en la Plataforma de Yucatán, *descubrió* una estructura presal muy similar, o incluso mayor, que la de Brasil, si esto se confirma por las empresas petroleras que están queriendo participar [en la subasta 2.4], sería abrir una nueva frontera (Meana, 2017).

Aludía al llamado “bloque 30” de dicha subasta, en cuyo evento de presentación, el subsecretario de Energía, Aldo Flores, hizo la sorprendente afirmación de que, con “este tipo de proyectos (*sic*), se podrá incorporar a la producción *no menos de un millón de barriles* de crudo proveniente de las Aguas Profundas”, es decir *duplicó* las últimas estimaciones presentadas pocos días antes por funcionarios mexicanos en Houston. La “empresa noruega” a la que alude Ernesto Marcos Giacomán es la mencionada Spectrum Geo, y por supuesto es prematuro calificar de “similar” o “mayor” a las brasileñas el “descubrimiento de una estructura presal” a más de 200 kilómetros de distancia de las costas del estado de Yucatán. Pero no nos detendremos en este tema, es más interesante conocer quién financió esta campaña de exploración y cómo fue que “un cliente” de un ex funcionario mexicano logró ponerse al frente de los nuevos sondeos del subsuelo de México.

#### LA LETRA CHIQUITA DE LA LEGISLACIÓN PETROLERA: LOS “ARES” Y LAS “NOMINACIONES”

El 28 de abril de 2014, el presidente Peña Nieto firmó el “Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos”, que forma parte de la llamada legislación secundaria. Esa ley en su artículo 4, inciso XXVIII, estableció una nueva forma de apertura: se permitía a empresas privadas realizar exploración “superficial” en tierra y en las aguas territoriales de México con sólo una solicitud, cuyo nombre en la legislación es “Autorización de Reconocimiento y Exploración Superficial” (ARES). Esa disposición se reforzó en el artículo 5 del mismo decreto que define que la exploración es estratégica y sólo la podrá llevar a cabo la Nación por conducto de asignatarios y contratistas”, pero las ARES pueden ser llevadas a cabo por particulares con solo un permiso (Peña Nieto, 2014:48).

Desde mi particular punto de vista, fue una forma ilegal de filtrar en la letra chiquita de la legislación que: *la sísmica no forma parte de la exploración pe-*

*tolera*, cuando en realidad es una de las subdivisiones de la geofísica y lleva más de un siglo de desarrollo. Comprende la recolección de informaciones sobre profundidades y composición de los estratos geológicos en el subsuelo, la realizan equipos y personal muy especializado y su procesamiento permite la elaboración de mapas que auxilian a detectar estructuras o trampas que son fundamentales en la detección de localizaciones de perforación, es la disciplina más importante de la exploración, en un viejo libro la llamamos “la reina de las ciencias de la exploración petrolera” (Barbosa, 2000).

El artículo 29 de la misma Ley de Hidrocarburos permite que las empresas privadas soliciten a la SENER la licitación del área ya explorada en las nuevas campañas exploratorias, a la solicitud se la llama en la legislación mexicana una “nominación”, el ya mencionado doctor Aldo Flores reveló que el bloque 30 es precisamente una “nominación” (Meana, 2017). Advertimos que ese bloque se encuentra “congelado”, en tanto se realiza un estudio de impacto ambiental, pero con el procedimiento señalado se vienen realizando otras múltiples “nominaciones”.

Ante la opacidad, las maniobras y negociaciones secretas en la privatización del petróleo trabajamos con hipótesis, suposiciones y datos aislados que no podemos publicar hasta que estén plenamente confirmados, como ocurrió en 2017 cuando diversas informaciones en los Estados Unidos permitieron reunir las piezas del rompecabezas. En la asamblea anual de la North American Prospect Expo, por sus siglas NAPE, el jefe de geofísica de una empresa llamada Global Shale Plays (proveedora de equipos de producción y servicios de ingeniería), informó que la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México le había otorgado a dicha empresa un área de prospección de miles de kilómetros cuadrados, y que los resultados ya los estaba ofreciendo públicamente a los contratistas asistentes al congreso (Addison, 2017).

Estas revelaciones en Houston permitieron completar las informaciones de que, desde la licitación 1.4 de aguas profundas realizada en diciembre de 2016, los contratistas empezaron a recibir la información generada en las ARES, de tal manera que en las próximas rondas, *toda la cuadrícula terrestre y marina, habrá sido peinada por las compañías y todos, o la mayoría de los bloques, ofrecidos habrán sido abiertos a la nominación.*

Las Autorizaciones de Reconocimientos y Exploración Superficial (ARES) han formado nuevos bancos de información que ni siquiera la CNH recibe (aunque eventualmente podría obtenerla dentro de una década, si es que está estipulado en el “permiso”, no contrato, que también es “información reservada”), la investigación la financiaron las empresas privadas y ellas las comercializan directamente para recuperar sus inversiones, puede haber un

periodo de preventa y el contratista interesado recibe descuentos. Advirtamos que este es el sistema vigente en Estados Unidos y que nuestro repaso nos permitió observar que las mismas empresas, investigando y vendiendo la información mexicana, están en estos días trabajando con las mismas reglas, en las aguas de Brasil que prepara su licitación número 14; Panamá que cree tener un potencial frente a sus costas y pretende realizar su primera subasta, etcétera.

Desde mi punto de vista, nos encontramos en una nueva situación en relación a la evaluación del potencial petrolero en el Golfo de México, y debemos esperar por lo menos los primeros resultados de esas campañas, no es prudente repetir nuestros diagnósticos apoyados sólo con los datos de las actividades realizadas por PEMEX y sus escasos recursos de la década pasada. Acaso no se descubrirá “un tesoro”, como esperaba el presidente Calderón, pero la verdad nadie lo sabe, como señalamos, sólo se dispondrá de los primeros datos duros después de las perforaciones. Como dijo Richie Miller, de la Compañía Spectrum, refiriéndose a los registros tomados para la licitación 1.4, “sólo el tiempo lo dirá” (only time will tell).

De lo que no hay duda es de los largos plazos que caracterizan los proyectos en aguas profundas que, en el caso, serán aún más prolongados: la sísmica es sólo un primer paso en el proceso de la exploración. También debe considerarse que otro factor que retrasará la decisión de perforar es el contexto internacional, pues las petroleras tienen por estos días muchas oportunidades en las costas de Guyana, de África o del Mediterráneo.

¿EL FRACKING PUEDE CONDUCIR AL PAÍS AL “DESARROLLO”  
Y “EL PROGRESO”?

Tres campañas exploratorias han comprobado la existencia en este país de formaciones productoras en sahle oil/gas, en las entidades fronterizas, a lo largo del río Bravo, en el norte de Veracruz y Puebla, así como en otras formaciones compactas, como Chicontepec; sin embargo, para su desarrollo es necesario considerar un conjunto de incertidumbres derivadas de la crisis económica mundial, pues el abatimiento de la demanda y los precios no permite a los shales alcanzar rentabilidad.

La exploración comenzó desde el sexenio del presidente Felipe Calderón, en el que se probaron ocho pozos casi todos perforados entre Piedras Negras y Nuevo Laredo, con el objetivo de comprobar la continuidad de las formaciones geológicas productoras en Estados Unidos. Seis resultaron exitosos aunque sólo encontraron gas natural, los mayores volúmenes en “Ar-

bolero” con 3.2 millones de pies cúbicos diarios y “Emergente” con 2.9 millones, cifras comparables con los de Texas.

En la administración de Peña Nieto, la exploración se trasladó a otras formaciones donde se perforaron otros diez pozos. En esta segunda fase se perforó Anhérido-1 (con producción de aceite) y el Tangram-1, este último en un municipio llamado China en Nuevo León, con la más alta producción inicial de gas encontrada hasta ahora en formaciones shale en México, 10.9 millones de pies cúbicos diarios. Pero también debe subrayarse que la mitad de los pozos fracasaron, lo que da cuenta de mayor complejidad geológica.

CUADRO 1  
POZOS EN FORMACIONES PIMIENTA AL SUR DE TAMAULIPAS

<i>Número</i>	<i>Nombre</i>	<i>Fecha inicio</i>	<i>Resultados</i>
1	Anhérido	27 dic. 2012	420 barriles de crudo
2	Nuncio	14 dic. 2012	3.0 MM pies cúbicos de gas (pcg)
3	Gamma	14 dic. 2012	Producción inicial de 12 barriles de condensados, más 0.3 MM pcg
4	Serbal	20 mzo. 2013	fracasó
5	Tangram	13 abr. 2013	10.9 mm pcg
6	Kemel	19 abr. 2013	2.9 mm pcg
7	Batial	6 jun. 2013	fracasó
8	Céfiro	11 ag. 2013	fracasó
9	Mosquete	18 ag. 2013	fracasó
10	Nerita	26 ag. 2013	fracasó

FUENTE: PEMEX y CNH, diversas fechas.

Debe señalarse que el Serbal-1 se perforó muy próximo a Anhérido, sin duda buscando la continuidad de la formación, éste comenzó el 20 de marzo de 2013 y concluyó en enero de 2015, es decir, se prolongó por más de año y medio y resultó no comercial. Agrega las dificultades de la geología, que el pozo Nuncio-1 se forzó a casi cinco mil metros de profundidad y sólo descubrió gas seco.

La exploración en busca de lutitas aceitíferas en la Cuenca Tampico-Misantla, se realizó también aplicando los recursos financieros del Fondo Sectorial CONACyT-SENER, bajo la dirección del IMP, creemos que no incluyó perforación de pozos.

## LA REVALORIZACIÓN DE CHICONTEPEC

Durante el sexenio del presidente Felipe Calderón, el área Chicontepec, en la cual coexisten formaciones productoras de diversas edades, fue reclasificada como no convencional o formaciones compactas (tigh), que requieren no solamente fracturamiento hidráulico convencional, sino fracking.

El cuadro 2 muestra solamente los pozos productores con producciones iniciales de más de 100 barriles diarios en yacimientos no convencionales del Mesozoico, que fue presentada a los contratistas privados, nacionales y extranjeros como “oportunidades para la exploración y desarrollo de lutitas aceitíferas” en la cuenca Tampico Misantla desde la primera reforma de 2008 en el esquema de Contratos Integrales de Exploración y Producción, CIEP.

CUADRO 2  
POZOS EN CHICONTEPEC PRODUCTORES EN YACIMIENTOS  
NO CONVENCIONALES DEL MESOZOICO

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Formación productora</i>	<i>Producción inicial</i>
Guadalupe-1	Tamán	2 126
Zapotillo-2	Tamaulipas Inf	1 849
Guadalupe-2	Méndez	1 459
Amatitlán-2	Tamaulipas Inf	372
Coyotes-3	Tamaulipas Sup	223
Papatlarillo-102	Tamán	195
Amatitlán-1	Tamaulipas Inf	138
Palo Blanco-105	Tamán	126
Furbero-1285	Pimienta	106

FUENTE: Narváez, 2013.

## LOS LABORATORIOS DE CAMPO

En 2010 se modificó la estrategia de desarrollo de Chicontepec, iniciando los llamados “laboratorios tecnológicos”, creados en seis áreas otorgadas por asignación directa a otras tantas compañías, entre ellas Halliburton. En los laboratorios se ensayaron diversas modalidades de fracturamiento hidráulico y fracking, de un total de casi 100 casos que pudimos examinar con documentación oficial encontramos: 22 pozos con producciones iniciales mayores a 500 barriles por día, 75 pozos con producciones acumuladas arri-

ba de 20 mil barriles y 24 casos, en esta selección de los mejores, con producción acumulada superior a 50 mil barriles.

Un pozo excepcional fue el Presidente Alemán 1565 (PA-1565), con producción inicial de 3 445 barriles diarios y una producción acumulada de 338 630 barriles logrados en un periodo de operación de 391 días.

EL “POZO CAMPEÓN”



FUENTE: Francisco García, 2012.

El PA-1565, ubicado en Papantla, Veracruz, inició perforación el primero de julio de 2011 y fue fracturado entre el 8 y el 16 de noviembre del mismo año. A los 23 días, con una producción acumulada de 59 350 barriles, Halliburton reportó que los costos de la operación habían quedado pagados (Estrada, 2012), precisando que los precios del barril en esos días se ubicaban arriba de 100 dólares. Alrededor de los noventa días de operación, a comienzos de 2012, el Boletín Interno del AIATG, Barril de Oro, le dedicó la portada y la nota principal, llamándolo el “pozo campeón”, sólo por tratarse de una publicación interna, mantenida tan desconocida, reproducimos la portada.

La curva de declinación anual del Presidente Alemán 1565 es de casi 90%, la producción diaria del pozo descendió de los 3 445 barriles el 7 de diciembre de 2011 a 405 barriles diarios, en diciembre de 2012.

Atendiendo el indicador “producción acumulada”, el pozo más sobresaliente ha sido el Corralillo-629, que en los experimentos en los laboratorios arrojó medio millón de barriles en 565 días, poco más de un año y seis meses. Su producción inicial fue de 1 200 barriles, que cayó a 665 barriles en el lapso estudiado.

Corralillo-629 se ubica en el municipio de Álamo, Veracruz, y su costo fue recuperado en dos meses, repetimos, con los precios arriba de 100 dólares en el mercado internacional.

Es pertinente precisar que este aceite no es de formaciones shale, sino de las tradicionales terciarias y que el fracking contribuyó, en este y otros casos, con un porcentaje minoritario de la producción incremental, aunque carecemos de datos desagregados, en su conjunto, ha sido estimado en un 13% para los casos más destacados presentados a los contratistas (Narváez, 2013).

En el caso de los pozos Presidente Alemán, Corralillo y Furberero, se trata de aceite pesado, por lo que *en los logros en la longevidad de los pozos*, una contribución importante corresponde a pequeñas plantas de calentamiento in situ que fueron instaladas por PEMEX y en todos los casos, otro factor decisivo es el empleo de sistemas artificiales de producción, fundamentalmente el bombeo mecánico, llamadas “bimbas” por la población.

Lo anterior explica los resultados de la Ronda 3 de Licitaciones en el esquema llamado Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP), realizados entre 2013 y 2014, fechas que subrayo para mostrar que se trata del sexenio del presidente Peña Nieto, que permitía al contratista privado realizar exploración y extracción, realizando todas las inversiones.

Una diferencia entre el CIEP y el Contrato de Producción Compartida, es que en este último el contratista compite ofreciendo el mayor porcentaje de la ganancia operativa al gobierno. En el CIEP, el contratista compite ofreciendo la menor tarifa como precio de costo para extraer cada barril producido, la diferencia entre el precio del contratista y el precio de venta del barril es la ganancia del gobierno.

La subasta de seis bloques en Chicontepec se llevó a cabo en Poza Rica el 11 de julio de 2013, les pregunto a mis alumnos cuando examinamos este caso: ¿cuánto creen ustedes que pidió Halliburton como tarifa para extraer un barril? Halliburton pidió un centavo de dólar por barril, es decir ofreció al gobierno toda la ganancia, menos un centavo por cada barril, algunos bloques quedaron desiertos, se realizaron negociaciones y, como el cuadro lo muestra, siguiendo el ejemplo todas las empresas concursaron ofreciendo tarifas debajo de un dólar por barril.

Pero el interés se desbordó en la Licitación 2.3, es decir La Ronda 2 y la subasta número 2 celebrada el 12 de julio de 2017, en la que algunas em-

CUADRO 3  
LOS DIEZ POZOS CON FRACKING MÁS EXITOSOS DE HALLIBURTON  
ORDENADOS POR SUS PRODUCCIONES INICIALES

Pozo	Producción inicial (barriles/diarios)	Producción acumulada (barriles)	Tiempo de operación (días)	Costo (millones pesos)	Pesos de utilidad (por peso invertido)	Periodo de recuperación (meses)
1. Presidente Alemán-1565	3 445	338 630	391	10.8	5.0	2.0
2 .Escobal-197	3 000	258 568	205	13.4	5.5	2.0
3. Corralillo-785	1 999	22 333	63	10.8	4.7	4.0
4 .Remolino-1631	1 334	153 873	322	5.2	5.2	2.0
5. Remolino-1648	1 248	117 698	311	10.8	1.1	6.0
6 .Presidente Alemán-3367	1 152	65 279	150	52.0	3.0	2.0
7 .Corralillo-629	1 100	510 620	565	52.0	15.3	2.0
8 .Escobal-195	1 080	234 612	190	154.0	6.8	3.0
9. Remolino-1608	1 063	75 911	257	52.0	1.9	4.0
10. Presidente Alemán-3697	1 042	60 803	58	108.0	4.3	4.0

FUENTE: elaborado con datos de Renaissance Oil Corp, 2015, PEMEX, 2013.

presas desarrollaron una intensa competencia por posicionarse en bloques de gas en Burgos. En conclusión, disponemos de abundante evidencia sobre el interés del capital privado por explotar estas formaciones, pero por ahora se limitan a la posesión del bloque, ninguna empresa ha iniciado explotación, es decir perforaciones masivas. Halliburton, Baker Hughes o empresas mexicanas como Diavaz, Alfa de Monterrey y el grupo Carso del ingeniero Slim ya están en posición de iniciar operaciones, no lo hacen por la imposibilidad objetiva de recuperar las inversiones. Lo resume César A. Granados, Country Manager de Weatherford en este país:

México tiene un gran potencial de recursos [...] Hoy en día, hay poca actividad en perforación horizontal y fracturación hidráulica, sin embargo, el potencial de los shales son relativamente bien conocidos. En nuestra opinión, el desarrollo de los recursos de esquisto de México es más una cuestión de economía y de tiempo que de limitaciones técnicas o de recursos (Weatherford, 2017:131).

CUADRO 4  
EMPRESAS GANADORAS Y OFERTAS PRESENTADAS EN LOS BLOQUES DE CHICONTEPEC

<i>Empresa ganadora</i>	<i>Bloque Humapa</i>	<i>Bloque Soledad</i>	<i>Bloque Miquetla</i>	<i>Bloque Pitipec</i>	<i>Bloque Miahuapan</i>	<i>Bloque Amatitlán</i>
Halliburton	1 centavo de dólar					
Petrolite de México		49 centavos de dólar				
Operadora de Campos DWF			98 centavos de dólar			
Constructora y Perforadora Latina				1 centavo de dólar		
Consortio SINOPA					1 centavo de dólar	
Andes Energía Argentina, SA y otras						1 centavo de dólar

#### LA REVOLUCIÓN DEL SHALE GAS EN ESTADOS UNIDOS ¿EN EL UMBRAL DEL TERMIDOR?

Desarrollar el potencial en shales “es una cuestión de economía”, dice el Country Manager de la gran trasnacional con oficinas centrales en Suiza. No está claro qué implica la expresión “cuestión de economía”: se cree que la explotación de las lutitas en México arrancará cuando los precios levanten arriba de 60 o 70 dólares el barril, intentaremos describir qué tipo de problemas económicos se están agudizando en los Estados Unidos y sin duda modificarán las expectativas de las petroleras interesadas en la explotación en México.

La experiencia de los Estados Unidos muestra que ese tipo de producción tiene entre sus peculiaridades, la inmediata declinación de los pozos que obliga al productor a una perforación continua y masiva para mantener el volumen que pierde según la pendiente de cada curva, rasgo que se muestra

también en los datos de Presidente Alemán y Corralillo, pozos mexicanos frackeados. De ahí se deriva la exigencia de ingentes montos de inversión y, finalmente que el periodo de producción elevada es muy corto, mejora en aquellos con alta producción inicial, pero raramente es mayor a un año, es una diferencia notable respecto a los yacimientos convencionales; aunque naturalmente las estimaciones de la recuperación final esperada (EUR, por sus siglas en inglés), comprenden los volúmenes remanentes después del primer año en el que puede haberse perdido el 50% de la producción inicial. Para los interesados agregamos que, después de más de diez años de iniciada la revolución del shale, hay estudios específicos por cuenca (Hughes, 2015).

En los Estados Unidos la banca petrolera acudió de inmediato para apoyar el desarrollo de la revolución shale con crédito abundante y barato, pero el desplome de los precios en la segunda mitad de 2014 provocó un grave problema de endeudamiento. Según un análisis de los propios petroleros, algunos productores, para mantener el ritmo de perforación y el flujo de producción, ahora están agobiados con créditos equivalentes a “tres o cuatro veces sus ingresos anuales” (Schmeichel, 2016).

Según un estudio de la Oficina de Administración de Información, dependiente del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), el pago del servicio de la deuda como proporción del flujo de caja al comenzar 2012 representaba el 40%, pero a mediados de 2015 ya devoraba poco más del 80%, como consecuencia de la caída de los ingresos de los productores provocada por el desplome de los precios (Energy Information Administration, 2015).

La actual crisis ha sorprendido a todo el mundo petrolero tanto por la profundidad del hundimiento de precios como por su prolongación en el tiempo, en esas circunstancias, los productores shales están librando una lucha apenas para sobrevivir, con la perspectiva de que los precios bajos cederán, han desplegado una serie de medidas para abatir costos y perfeccionar los instrumentos que forman parte de su llamada revolución del shale.

La banca, vitalmente interesada en impedir el cierre de las empresas endeudadas, les ha otorgado prórrogas y vencimientos más largos, apenas ascienden los precios entregan nuevos créditos, pero recurrentemente la prensa petrolera anuncia que la situación se aproxima a su límite.

Un sector de la industria petrolera de ese país lo conforman los proveedores de servicios, amenazados con el desempleo han librado una competencia feroz por la limitada cantidad de trabajo que subsiste, sacrificando sus ganancias laboran con descuentos que diversos estudios sostienen que son insostenibles. En fin, es una industria que, en esta etapa de precios bajos,

se encuentra sosteniéndose con alfileres, caminando en una “ventana operativa” muy estrecha.

Desde luego, un renglón importante en esta lucha —que es también por sostener los empleos— son las llamadas “innovaciones técnicas”: etapas de fracking cada vez más estrechas. Se han llegado a realizar 50 fracturas en un solo pozo, en México el máximo experimentado son 20. La prolongación del tramo horizontal; la elevación de los volúmenes de sustentante (como se denomina a la arena que sirve para mantener abiertas las fracturas) y de los ácidos que permiten un mayor impacto en el subsuelo, es decir la prolongación de su extensión; el perfeccionamiento de los softwares y otras herramientas para controlar la fractura en busca de reducción de los costos y la disminución de los tiempos de perforación (según *The Wall Street Journal* en el Pérmico, en Texas lo han abatido de 18 a 9 días “en algunos pozos”). El conjunto de estas innovaciones mantuvo un nivel de producción que demostró enorme resiliencia, pero todo ha sido insuficiente.

En 2017, después de tres años de crisis, las mejores áreas han empezado a declinar. En los Estados Unidos se han descubierto más de 40 cuencas de lutitas, pero sólo tres de ellas concentran 90% de la producción aceitera: Eagle Ford, Bakken y el Pérmico, para 2017 sólo continúa en lento crecimiento esta última, en tanto que la joya de la corona, el Eagle Ford está en franca declinación y la Bakken estancada.

Por razones de espacio y por la cercanía al complejo refinero del Golfo sólo ofrecemos los datos de Eagle Ford. Su producción, según los últimos datos publicados el pasado julio de 2017, ha caído de un millón 196 mil barriles, en el pico en 2015 a sólo 870 mil barriles diarios en mayo de 2017 (Railroad Commission of Texas, 2017). Continuará la incesante perforación, pero los pozos adicionales ahora aportan volúmenes cada vez más pequeños: en las etapas tempranas un nuevo pozo contribuía con 180 barriles diarios, ahora ha disminuido a 25 barriles también por día (Hughes, 2015).

Según los análisis de los autores, como el citado Hughes, que siguen más estrechamente el comportamiento específico de los pozos que estuvieron en las áreas óptimas como los condados de Karnes, Dewitt y Lasalle, que aportaron más del 50% de la producción acumulada, ahora exhiben la más precipitada caída, aunque es preciso advertir que esto último no lo pudimos encontrar confirmado en la estadística oficial, cuyas cifras se ofrecen a niveles muy agregados y con gran demora.

Si la formulación anterior se confirma, en el futuro significaría que en la crisis este segmento de los productores texanos han sacrificado sus mejores áreas que ellos llaman *sweet spots*: no quiere decir que han agotado sus reservas, les queda petróleo y gas en otras áreas, pero esos remanentes constituyen los segmentos más pobres, que conservan un porcentaje menor de

las estimaciones de recuperación final. Es el encuentro de los límites del endeudamiento y los límites que impone la geología de los shales.

Neil Schmeichel, quien no es un analista académico, sino un petrolero del sector de servicios de tubería, examina desde la preocupación de los problemas de sus clientes en el futuro inmediato. Sostiene que de continuar los precios bajos, la caída de las mejores áreas es un presagio de una avalancha de declinaciones de producción, desde luego no un colapso o suspensión total de la actividad, sino de la expulsión del mercado de las más pequeñas y más endeudadas, y un ajuste del mercado en busca de una nueva estabilidad, con severo recorte de producción, sólo permanecerán a flote las empresas con disciplina financiera o las mayores que siempre han disfrutado de liquidez.

¿Repuntará el mercado? La crisis actual es una combinación de reducciones de la demanda e incrementos de la oferta. Se ha destacado entre los factores principales la caída de la tasa del crecimiento en China, acompañados de nuevos descubrimientos y el regreso al mercado de otros productores, podría haber coincidencia en que la caída ha tocado fondo, pero ningún estudio disponible plantea la posibilidad del restablecimiento de los 100 dólares por barril en el corto y mediano plazo.

Finalmente, al abordar las diferentes condiciones entre Texas y México, no debe omitirse que la perforación masiva —con fracturamiento hidráulico y en algunos casos con fracking, que ya se experimentó en los laboratorios de campo, que permitieron la revalorización de Chicontepec, que ya referimos páginas atrás— provocó un incremento de la conflictividad en una franja de municipios de Veracruz y Puebla.

Desde los primeros años de la década pasada las protestas campesinas fueron incesantes, surgieron nuevos tipos de organizaciones populares, el gobierno instaló un nuevo cuartel de la Marina que fue incapaz de impedir bloqueos de caminos y pozos de una extensión sólo conocida a en las grandes luchas en Tabasco, durante el llamado auge de los años setenta, entre las demandas que plantearon casi siempre estuvieron la contaminación y escasez del agua. Nadie puede alegar ignorancia sobre los impactos ambientales del fracturamiento hidráulico y el fracking, que organizaciones como Cartocritica, Fundar, la Alianza Mexicana contra el Fracking y otras han explicado y difundido ampliamente.

Algunos plantean que en el norte, desierto y despoblado, no habría problemas, omiten que PEMEX aún no había informado nada sobre Tangram, uno de los pozos que mencionamos páginas atrás, cuando ya estaban circulando hipótesis de que éste y otros de Cuenca de Burgos, amenazaban con fisurar la cortina de la presa “El Cuchillo”, que surte de agua a Monterrey. El autor de las declaraciones que transcribiremos a continuación es el inge-

niero Ernesto Romero, director de Infraestructura Hidroagrícola de la Cuenca del Río Bravo, quien el 4 de marzo de 2014 declaró:

[...] muchos han tratado de ligar los movimientos telúricos con los llenados de las presas, pero [...] están más ligados con las perforaciones que se están realizando en la Cuenca de Burgos [...] la presa de Cerro Prieto la estamos monitoreando constantemente, pero donde más se han detectado los movimientos es en El Cuchillo [...].

¿Qué puede concluirse sobre el planteamiento de que explotando nuestros “vastos” recursos petroleros en lutitas este país alcanzará el desarrollo y el progreso? Quizá con demasiada brusquedad respondería que se trata de peroratas fútiles de algunos políticos que creen que es posible reeditar la experiencia de Tabasco.

## CONCLUSIONES

La dotación de hidrocarburos identificada con perforaciones, que aún se conserva en nuestro país, se encuentra muy disminuida, a los recursos que hemos anotado deberán agregarse los existentes en campos muy maduros que no tocamos en este capítulo, pero los recursos del Golfo profundo, si se llegan a descubrir, podrán conocerse hasta la década 2020-2030.

Los recursos en las formaciones shale existen, pero sólo podrá conocerse sus dimensiones hasta que se desarrollen, como se ha intentado mostrar con algunas estadísticas, las incertidumbres se han trasladado al comportamiento productivo de cada pozo, pero aquí también la situación internacional parece que no permitirá explotación en el corto plazo.

México se encuentra en una situación de vulnerabilidad en el suministro de combustibles para el transporte y al mismo tiempo presenta una producción en declinada, pero cuantiosa de aceites principalmente pesados. Consideramos que las medidas que deberíamos proponer deben estar orientadas fundamentalmente a reducir la demanda, asumiendo que por el lado de la oferta, aunque es muy poco lo que puede hacerse, debe rehabilitarse el aparato de refinación, y con visión de Estado apurar la transición energética.

La demanda puede cortarse con medidas como la restauración del transporte por ferrocarriles; la puesta en vigor de las prohibiciones para que los grandes vehículos de doble remolque circulen transportando alimentos chatarra, provocando congestionamientos que implican derroche de gasolinas

importadas; construyendo nuevas líneas de ferrocarril con el objetivo de no permitir que la población rural quede aislada y pierdan sus cosechas.

Este país se encuentra hoy frente a la amenaza de sufrir interrupciones en el suministro de combustibles, incluso por el cambio climático que con frecuencia afecta las refinerías texanas, dada la ausencia de instalaciones de almacenamiento creemos que sería conveniente crear la reserva estratégica de combustibles en este país.

Los gobiernos federales y locales deben tomar iniciativas como la sustitución de sistemas de iluminación con celdas solares y en general desarrollar programas para la generación de energía eléctrica a nivel doméstico, para aprovechar corrientes de aire o días soleados.

La rehabilitación del sistema de refinación puede comprender la construcción de pequeñas plantas para procesar aceites pesados y enfocarla en la elaboración de diésel para motores pesados orientados al consumo de tractores y combustibles de embarcaciones que emplean diésel marino.

Debe ponerse en el debate nacional la política energética, la mitad de nuestras reservas son de aceites de menos de 18 grados API y aún disponemos de más de 15 campos vírgenes de pesados, debe buscarse la importación de aceites ligeros, es un error que inversiones como las tres plataformas de Ayatsil permanezcan en la actualidad paralizadas.

En suma, las mayorías deben estar preparadas para una nueva era, no tanto de escasez, sino de precios altos, que afectará fundamentalmente a los segmentos de más bajos ingresos. Las soluciones, sí es que existen, se generarán a nivel del pueblo, el reto es impedir que continúe extendiéndose la barbarie que ya señorea en numerosos espacios de la vida nacional.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ackerman, John M. (coord.), (2016), *Fracking ¿qué es y cómo evitar que acabe con México?*, México, UNAM/Tirant Humanidades.
- Addison, Velda (ed.), “NAPE: Mexican Shale Prospects take Spotlight”, disponible en <<http://www.epmag.com/nape-mexican-shale-prospects-take-spotlight-1467751#p=full>>.
- Barbosa, Fabio (2000), *Exploración y reservas de hidrocarburos en México*, México, Instituto de Investigaciones Económicas-UNAM (Col. Jesús Silva Herzog).
- Barbosa, Fabio (2017), “Bloque 30 que se subastará en 2018, ambición de petroleras internacionales”, en *Contralínea*, núm. 557, 23 de septiembre, disponible en <<https://www.contralinea.com.mx/archivo-revista/>>

- 2017/09/19/bloque-30-se-subastara-2018-ambicion-petroleras-internacionales>.
- Beaubouef, Bruce (2017), "Industry Revs up Interest in Offshore Mexico", en *Offshore*, vol. 77, núm. 7, julio.
- Dupre, Robin (2015), "Mexico Opens up Offshore Areas for New Seismic Surveys", en *Offshore*, 19 agosto, disponible en <<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-75/issue-8/geology-geophysics/mexico-opens-up-offshore-areas-for-new-seismic-surveys.html>>.
- Estrada Aguilar, Ernesto Esteban (2012), "Terminación con multifracturas en pozos de máximo contacto con el yacimiento", tesis, México, Facultad de Ingeniería-UNAM.
- Garaicochea, Francisco (2013), "El nuevo Chicontepec", en *Contralínea*, disponible en <<http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2013/05/19/el-nuevo-chicontepec/>>.
- García, Francisco (2012), "Incremento de la productividad mediante fracturamiento hidráulico multietapa en pozos horizontales en la región Norte de México", documento interno, Halliburton, 17 de mayo.
- Hughes, David (2013), *Drill Baby Drill. Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?*, Sta. Rosa California, Post Carbon Institute.
- Hughes, David (2015), "Eagle Ford Reality Check. The Nation's Top Tight Oil Play After more than a Year of Low Oil Prices", disponible en <<http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2015/12/Hughes-Eagle-Ford-Reality-Check-Fall-20152.pdf>>.
- López, Alejandra (2016), "Construyen dos plataformas para PEMEX", en *Reforma*, México, 22 de septiembre.
- Meana, Sergio (2017), "Hay indicios de maga yacimiento", en *El Financiero*, 21 de julio, disponible en <<http://www.elfinanciero.com.mx/economia/hay-indicios-de-megayacimiento.html>>.
- Narváez Ramírez, Antonio (2013), "Subdirección de Producción Región Norte, PEMEX Exploración y Producción, 'Tercera Ronda de Licitaciones en PEP. Contratos Integrales de Exploración y Producción. Aceite Terciario del Golfo', Taller de Contratos Integrales de Exploración y Producción", Ciudad de México, 22 de enero.
- Offshore (2017), "Deepwater Developments", julio.
- Offshore Staff (2017), "Mizton Well Increases Resource Potential in Area 1 Offshore Mexico", disponible en <<http://www.offshore-mag.com/articles/2017/09/mizt-n-well-increases-resource-potential-in-area1-offshore-mexico.html?>>>.
- Offshore Staff (2017b), "ION Reimaging 3D Multi-Client Data Offshore Mexico and Brazil", disponible en <<http://www.offshore-mag.com/arti>

cles/2017/08/ion-reimaging-3d-multi-client-data-offshore-mexico-brazil.html>.

Peña Nieto, Enrique (2014), “Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera, Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas”, Ciudad de México, 28 de abril.

“PGS in Multi-Client 2D Seismic Program Offshore Mexico”, disponible en <<http://subseaworldnews.com/2015/05/18/pgs-in-multi-client-2d-seismic-program-offshore-mexico/>>.

Primera Plana, “Piden en el Senado reforzar la seguridad en el complejo Abkatún-Alfa de Campeche”, disponible en <<https://www.primeraplana.org.mx/2016/2/19/piden-en-el-senado-reforzar-la-seguridad-en-el-complejo-abkatun-alfa-de-campeche/>>.

Renaissance Oil Corp (2015), “Growing with Mexico in a New Era of Energy Reform”, disponible en <[renaissanceoil.com](http://renaissanceoil.com)>.

Schmeichel, Neil (2016), “The Defining, Imminent Moment for Debt-Fueled U.S. Shale Players”, en *Shale Oil & Gas Business Magazine*, mayo-junio, disponible en <<https://shalemag.com/>>.

Weatherford (2017), “Drill deep for success”, en *The Oil & Gas Year*, México.

Williams, Adam (2017), “Private Oil Made a Big Find in Mexico. Now State Oil Wants a Cut”, en *Rigzone*, 4 de octubre, disponible en <[http://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/151956/Private\\_Oil\\_Made\\_a\\_Big\\_Find\\_in\\_Mexico\\_Now\\_State\\_Oil\\_Wants\\_a\\_Cut/?all=HG2](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/151956/Private_Oil_Made_a_Big_Find_in_Mexico_Now_State_Oil_Wants_a_Cut/?all=HG2)>.

“Zama Deep Fails” (2017), en *Offshore Engineer*, septiembre.

Zinke, Ryan (2017), “Secretary Zinke Announces Proposed 73-Million Acre Oil and Natural Gas Lease Sale for Gulf of Mexico. All Available Areas in Federal Waters will be Offered in First Region-Wide Sale under New Five Year Program”, 6 de marzo, Washington, disponible en <[Interior\\_Press@ios.doi.gov](mailto:Interior_Press@ios.doi.gov)>.

Zinke, Ryan (2017b), “Gulf of Mexico Region-Wide Oil and Gas Lease Sale Yields \$ 121 Million in High Bids on 508,096 Acres”, Washington, 16 de agosto, disponible en <<https://www.doi.gov/pressreleases/>>.

## TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL DE PEMEX: POLÍTICAS PÚBLICAS ENIGMÁTICAS

GERARDO R. BAZÁN NAVARRETE\*  
JESÚS CUEVAS SALGADO\*\*

Durante varias décadas, en un contexto de economía mixta, donde el Estado participaba ampliamente en las actividades industriales, el sector de transformación de hidrocarburos era emblemático para PEMEX en particular y para la administración pública en general; con desarrollos tecnológicos semejantes a los países desarrollados y con capacidad de producción suficiente para atender la demanda interna del país.

No obstante, a partir de la década de 1980 empezaron a interactuar varias corrientes: disponibilidad de petróleo crudo y gas natural nacionales diferentes al de diseño del parque de transformación, el neoliberalismo económico, la iniciativa privada nacional y extranjera, el mercado internacional de crudo, excedentes de gas natural en Estados Unidos, políticas internacionales para combatir el cambio climático y, como modulador de estos fenómenos, el sistema político mexicano.

El resultado es que actualmente el segmento de transformación industrial de PEMEX se encuentra deprimido técnica y económicamente, con infraestructura obsoleta que ha estado impactando el desarrollo industrial del país, la seguridad de suministro, las finanzas públicas y la economía de los consumidores.

Esta situación también se tradujo en un cambio de paradigma: se abandonó el criterio de autosuficiencia en materia de gas natural, gasolinas y diversos petroquímicos, y se adoptó uno de dependencia del exterior. Surge la pregunta de si esta situación es derivada de la incapacidad del Estado para organizar la industria y que opere de manera eficaz y eficiente, independientemente si los activos son propiedad pública o privada, o ha sido estrategia del sistema político mexicano para mantener su autoridad patrimonial sobre ese sector industrial.

\* Programa Universitario de Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México.

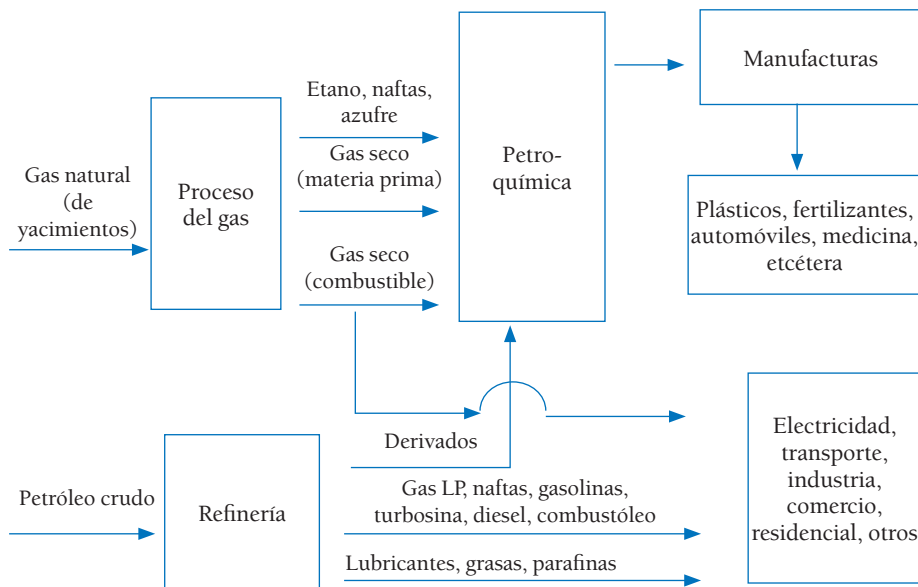
\*\* Consultor independiente en temas de energía.

En este sentido, para revertir la tendencia al deterioro, resulta indispensable que el nuevo programa sectorial de energía formule políticas públicas que fortalezcan la industria de transformación de hidrocarburos, ya sea de propiedad pública o privada, o una combinación de ambas. Esto, tomando en cuenta que la reforma energética, que prometía un escenario diametralmente opuesto, está muy cerca de cumplir su vida técnica y política.

PANORAMA ELEMENTAL DE LA INDUSTRIA

El segmento de la transformación industrial en PEMEX comprende tres procesos: la refinación o destilación del petróleo, el tratamiento de gas natural y la petroquímica. No sobra mencionar que, en términos generales, aunque cada proceso tiene características específicas que requerirían un trabajo enciclopédico para su análisis, es conveniente abordar el tema a partir de sus esquemas elementales, como el mostrado en la gráfica 1, donde se observa su encadenamiento operativo y la vinculación que tienen con todas las actividades o sectores económicos del país. Cabe recordar que cada proceso está integrado por varias plantas modulares que llevan a cabo subprocesos específicos.

GRÁFICA 1  
ESQUEMA BÁSICO DE LA TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL EN PEMEX



FUENTE: elaboración propia.

Para los propósitos del análisis se pueden señalar algunos puntos comunes:

- Obsolescencia de las instalaciones.
- Cancelación de proyectos de ampliación de capacidad instalada.
- Limitación de recursos económicos para mantenimientos preventivos y correctivos.
- Elevada tasa de accidentes.
- Baja calidad y bajo volumen de producción.
- Pérdida de experiencia laboral.
- Incipiente transición de prácticas administrativas, como organismos públicos descentralizados a empresas productivas del Estado, pero con la misma dependencia política de la designación de puestos directivos.
- Señalamientos endémicos de actos de corrupción.
- Escasos atractivos a la inversión privada.

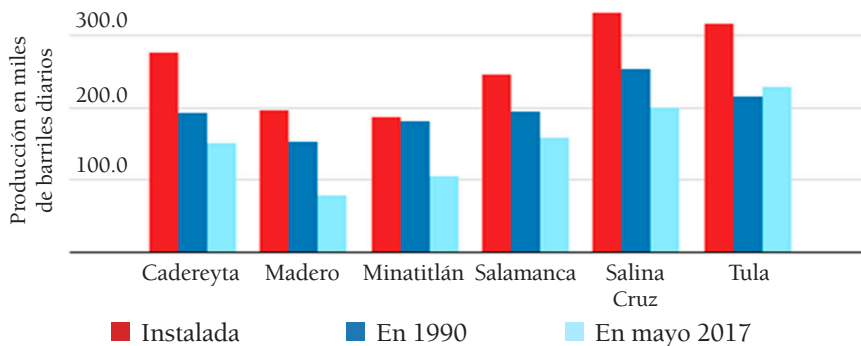
También resulta conveniente recordar que el desarrollo del sector transformación industrial de PEMEX llegó a su punto máximo a finales de la década de 1970, y que el estado actual de cosas en el conjunto se puede explicar a partir de la interacción de una serie de fenómenos de carácter diverso que han estado ocurriendo desde la década de 1980, entre otros:

#### CAMBIOS IMPREVISIBLES EN LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS HIDROCARBUROS NACIONALES

El parque de refinación fue diseñado original y principalmente para procesar crudos ligeros (alto porcentaje de gasolinas), abundantes en la época en que se construyó. Al paso del tiempo se fueron descubriendo e incorporando petróleos más pesados (bajo porcentaje de gasolinas y alto nivel de combustible y asfalto). Debido a que los crudos ligeros tienen una mayor cotización en el mercado internacional, los gobiernos en turno han preferido exportarlo que transformarlo en el país.

De esta manera al incrementar el proceso de crudos medios y pesados, las refinerías fueron requiriendo modificaciones, mayores mantenimientos, mayor flujo presupuestal, pero generando menores ingresos. Derivado de estas circunstancias, actualmente las refinerías operan muy por debajo de su capacidad nominal (véase gráfica 2).

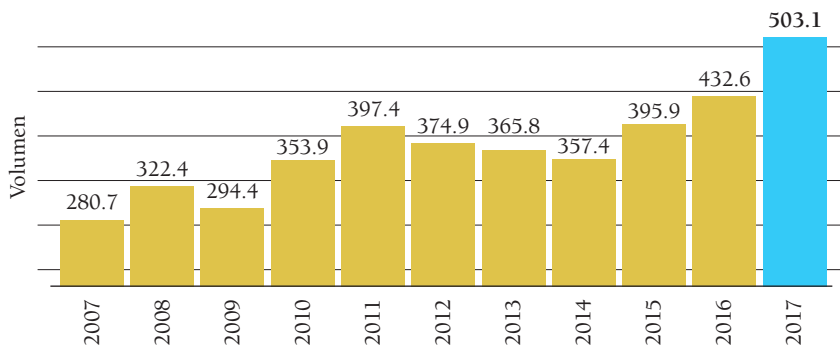
GRÁFICA 2  
CAPACIDAD DE REFINACIÓN DE PEMEX



FUENTE: PEMEX.

De esto resulta un bajo volumen de producción de gasolinas automotrices en particular, que provoca su importación acelerada, como se muestra en la gráfica 3. Actualmente representa más del 60% del consumo nacional.

GRÁFICA 3  
IMPORTACIÓN DE GASOLINAS DE PEMEX  
MILES DE BARRILES POR DÍA

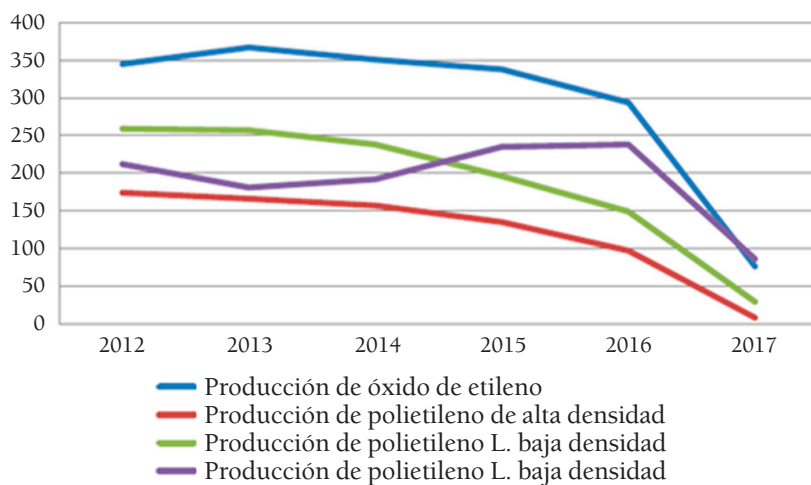


FUENTE: PEMEX.

Algo semejante ocurre con las plantas de tratamiento del gas natural. Resulta que la composición física del gas natural ha estado cambiando debido a que gran parte del gas que alimenta a estas plantas, proviene de gas asociado al crudo de campos marinos. El caso es que para mejorar el factor de recuperación del petróleo en Cantarell, por ejemplo, se inyectó nitrógeno: las plantas de tratamiento no se diseñaron originalmente para separar altos vo-

lúmenes de ese gas. En consecuencia, los equipos operan fuera de especificaciones y los productos no tienen la calidad debida. Esto repercute en los sectores consumidores. Por ejemplo, provoca que los ciclos combinados de las centrales eléctricas del sureste operen de manera deficiente y entreguen menos energía a la red pública de la comprometida. Asimismo, a mayor contenido de nitrógeno, la producción de líquidos del gas (etano, naftas) es menor, con los consecuentes efectos nocivos para la petroquímica. En ésta, las deficiencias de operación de la refinación y las de las plantas de gas, reducen la entrega de materias primas a la petroquímica, de ahí que la producción de productos petroquímicos también vaya a la baja, por tanto, las importaciones aumentan consistentemente.

GRÁFICA 4  
DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS  
DEBIDO A LA BAJA DE PRODUCCIÓN DE ETANO (MTA)



FUENTE: Ing. Alejandro Villalobos Hiriart.

Cabe hacer notar que, a diferencia de lo que sucede con las refinerías y las plantas de gas donde la propiedad de los activos se mantiene en poder de PEMEX, es decir del Estado, en la rama petroquímica la iniciativa privada tiene inversiones en varias plantas que fueron de PEMEX. Un aspecto importante de esta rama industrial radica en las cadenas de valor que se generan a lo largo de los procesos de transformación, como se puede apreciar en el cuadro 1.

Desde otro punto de vista, con petróleo de 49 USD/barril, gas natural de 3 USD/MBTU y Etano de 190 USD/ton, se producen gasolinas de 150 USD/barril, Etileno y óxido de 900 USD/ton y polietilenos de 1 200 USD/ton. Hay

CUADRO 1  
EL VALOR AGREGADO A LOS HIDROCARBUROS A PARTIR  
DE LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA

<i>Petróleo crudo</i>	<i>Etileno</i>	<i>Bolsa de polietileno</i>	<i>Botella PET</i>	<i>Sweter de acrilonitrillo</i>	<i>Camisa de poliester</i>
1.00	7.97	11.57	72.46	150.00	170.00

FUENTE: Dr. Carlos Escobar Toledo.

que hacer notar que estos valores se incrementan elaborando productos terminados. Es decir, el mayor valor agregado se encuentra en los productos petroquímicos.

### EL NEOLIBERALISMO

En la mayoría de los países, el neoliberalismo se produjo por medio de la enajenación de activos públicos al sector privado en plazos cortos. En México, en cambio, la apertura a los privados del segmento de la transformación ha estado orientada a: 1) crear competencia con PEMEX; 2) operar instalaciones y a proporcionar servicios accesorios.

Ahora bien, cabe subrayar que la apertura ha sido muy lenta y dosificada. La participación de la iniciativa privada nacional y extranjera inició en 1992 con la separación de la petroquímica en “básica” y “secundaria”. La petroquímica básica quedó a cargo de PEMEX y la secundaria disponible para la iniciativa privada. En 1995 se permitió a la iniciativa privada la importación, el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural; sin embargo, el sector industrial quedó excluido.

Hasta el 2017, prácticamente en respuesta a una situación de emergencia en disponibilidad de gasolinas automotrices hoy día, los particulares han empezado a responder en las áreas mencionadas.

### LA INICIATIVA PRIVADA

La inversión de la iniciativa privada en las ramas industriales de transformación de petróleo, gas y petroquímicos ha sido limitada y heterogénea. En la refinación existen algunas pocas áreas en los servicios auxiliares, como cogeneración y recientemente en plantas de hidrógeno. Para tratamiento de gas no están abiertas las puertas a la participación privada. En cambio, sí adquirió plantas de proceso de los complejos petroquímicos Pajaritos y La Cangrejera. Sin embargo, la operación de esas plantas ha estado llena de problemas operativos y accidentes importantes.

Un tema relevante es el concepto de competencia que traería la empresa privada para reducir costos. Como se puede ver, sus inversiones solamente están complementando y sustituyendo actividades bajo un modelo de contrato definido como alianzas estratégicas. Por otro lado, se debe tomar en cuenta que la cautela o aversión al riesgo son características propias de la iniciativa privada. En este sentido se encuentran la inseguridad y la corrupción.

#### CAÍDA DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO

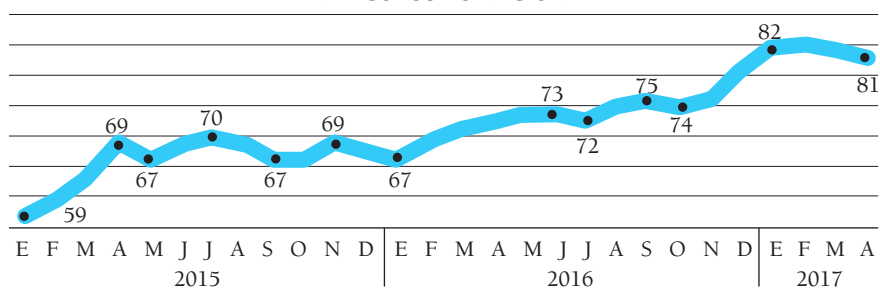
El súbito desplome del precio internacional del crudo, piedra angular de la reforma energética, agravó la débil estructura fiscal, lo que sumó problemas a la disponibilidad de recursos económicos para rehabilitación y mantenimiento de la planta productiva de transformación. Sin embargo, esa caída resultó benéfica porque el precio de las gasolinas automotrices en Estados Unidos también bajó, lo que produjo importaciones menos gravosas.

No obstante, surgió otro cambio planeado pero no programado, que consistió en eliminar el subsidio y aplicar impuestos sobredimensionados como el IESPS. De esta manera, la Secretaría de Energía (SE) está mitigando la debilidad del erario público, pero a costa de los consumidores y de la reputación de la reforma energética y del sistema político nacional.

#### EXCEDENTES DE ENERGÍA EN ESTADOS UNIDOS

Los grandes yacimientos de gas natural y su alta producción, la gran capacidad de refinación de Estados Unidos y los bajos precios de esos energéticos, han estado solventando los déficits de producción en México.

GRÁFICA 6  
POR CIENTO DE PARTICIPACIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL  
EN EL CONSUMO NACIONAL



FUENTE: *El Financiero*, 7 de agosto de 2017.

Esta situación tiene varias facetas a partir de la importación:

- Se satisface la demanda interna de ambos energéticos.
- El gobierno aprovecha la situación para revertir los subsidios al consumidor, y ahora el consumidor subsidia al gobierno a través de altos impuestos en el precio al público de las gasolinas.
- Se produce un cambio de modelo energético: de la autosuficiencia se pasa a la dependencia del exterior.

Contrariamente, el destino principal del gas importado será para sectores diferentes a los centros de transformación industrial de PEMEX.

## EL CAMBIO CLIMÁTICO GLOBAL

No se debe perder de vista el hecho de que las medidas para combatir el cambio climático y la incorporación exponencial de fuentes alternas a los hidrocarburos y renovables en la matriz energética —como la eliminación de combustóleo para producir energía eléctrica y la comercialización masiva de vehículos eléctricos— están conformando una nueva amenaza al segmento de la refinación del petróleo.

La adopción paulatina pero decidida del sistema político mexicano para establecer de políticas públicas en este sentido, desde hace varias décadas, puede explicar el desmantelamiento de la refinería de Azcapotzalco en 1991, justificada en su momento por motivos ecológicos.

## EL SISTEMA POLÍTICO MEXICANO

En este capítulo, la hipótesis inicial es la presunción de que el detonante o el punto de inflexión inicial para que la industria asumiera una trayectoria de deterioro sistemático, fue la respuesta del sistema político mexicano, que arraigado en un contexto de economía mixta, debería ceder el dominio de la infraestructura a la iniciativa privada.

Hay que recordar que el lema es: “No se vende ni un tornillo”. Tomando en cuenta que parte del sustento de nuestro sistema político es la reivindicación de los activos del sector petrolero y el dominio sobre la operación de los mismos, entonces —en principio— la estrategia del sistema político ha sido promover mecanismos privatizadores pero de apertura retardada.

Como se mencionó anteriormente, en la mayoría de los países la transición de empresas públicas a privadas se realizó en plazos cortos. En este

sentido, tampoco queda clara la conversión de las ramas industriales referidas a empresas productivas del Estado, con la tarea de operar con eficiencia y aportar beneficios económicos al Estado.

A simple vista se puede ver que:

- No se nota la voluntad política para fortalecerlas. Entre otros, un ejemplo relevante es la tolerancia al robo sistemático de gasolinas denunciado desde hace varias décadas y donde participan funcionarios, empleados sindicalizados de PEMEX, así como autoridades públicas, de acuerdo a medios de comunicación.
- Los consejos de administración están copados por las secretarías de Energía y Hacienda; los consejeros independientes de esas industrias no están libres de la influencia del sistema político.

En síntesis, se presume que la estrategia del sistema político ha consistido en: 1) debilitar la infraestructura industrial para limitar su atractivo a la iniciativa privada; 2) mantener el control presupuestal y político de la industria de transformación, en combinación con el sindicato de trabajadores de PEMEX. En este sentido sobresale la potestad que tiene para generar proyectos y esquemas de licitación a modo.

## COMENTARIOS

Se entiende que las políticas públicas aplicadas en torno a la industria de transformación de PEMEX generan un sinnúmero de ligas con otros temas.

*Competencia.* Un concepto muy invocado por las autoridades energéticas es que la apertura del mercado generará bajos precios de los energéticos. El caso es que los consumidores prefieren los productos importados no tanto por la participación de varios oferentes, sino debido a la baja calidad de los producidos en el país. En este tema se considera que los beneficios anunciados se concretarán en el largo plazo.

*Inflación.* A partir del fuerte incremento en los precios de las gasolinas, en todo el país se ha estado experimentando un alto nivel de inflación, muy superior a lo previsto por el Banco de México. En este asunto se puede hablar de un daño colateral originado por el complejo diseño y operación de las políticas públicas en materia de combustibles automotrices.

*Inseguridad.* Las medidas adoptadas por las autoridades han sido ineficaces para combatir a organizaciones delictivas que motivan temores en los inversionistas potenciales y sobrecostos en los contratistas para cubrir extorsiones.

*Sistema Nacional Anticorrupción.* Esta flamante institución en ciernes tiene en esta industria una importante veta de oportunidad para cumplir sus objetivos, tanto en la actuación de las empresas como del sindicato.

*Riesgos para la inversión.* De acuerdo a la doctora Marisol Ochoa, con información de la American Chamber (mayo de 2014), se tiene los siguientes indicadores: corrupción (50%); robos y extorsión (45%); impunidad (44%); ataque a cadenas de suministros (46 por ciento).

## CONCLUSIONES

La tendencia al deterioro de la industria de transformación de PEMEX se puede explicar, en principio, a través del análisis de varios fenómenos que se han conjugado. Sin embargo, no queda claro si la debilidad en que se encuentra actualmente ese sector es resultado del manejo inadecuado de tales fenómenos o es una estrategia del sistema político para reducir el interés de la iniciativa privada sobre la industria, y así mantener el dominio económico y político sobre el sector.

Como sea, el resultado ha tenido tres vertientes: 1) mayores riesgos derivados del cambio estructural de autosuficiencia en materia de gas natural, gasolinas automotrices y petroquímicos, a la dependencia del exterior; 2) el desaprovechamiento de cadenas de valor de los petroquímicos; 3) costos crecientes con el tiempo para la rehabilitación de infraestructura, si fuera el caso.

## RECOMENDACIONES

A pesar del estado actual, existe una nueva oportunidad de corregir el rumbo si se considera que la vigencia de la reforma energética está por concluir. Por tanto, es necesario instrumentar un cambio de ruta para fortalecer a la industria de transformación de hidrocarburos, ya sea de propiedad pública, privada o mixta.

El mayor desafío será eliminar la hegemonía del sistema político sobre los administradores de las empresas: directores generales y consejeros independientes. Las políticas públicas no se deben concentrar en atraer capital externo para tal efecto. El gobierno debería formular políticas públicas que reivindicaran al sector industrial, en general, como motor del desarrollo económico del país. Se deben respaldar las actividades petroquímicas por su potencial de generar el mayor valor agregado. Es indispensable crear un organismo autónomo e independiente del Poder Ejecutivo, en particular,

con funcionarios probos que favorezcan el cabal aprovechamiento de los recursos públicos y combatan las fórmulas de licitación a modo.

Una recomendación de varios especialistas para atraer la inversión privada y transparentar las operaciones del corporativo y de las nuevas empresas subsidiarias y filiales de PEMEX, es inscribirlas en la Bolsa Mexicana de Valores.

#### BIBLIOGRAFÍA

- Escobar T., Carlos y Luis Puente M. (2001), “La planeación estratégica y la restitución del valor agregado de la industria petroquímica en México”, México, Academia de Ingeniería de México.
- Ochoa, Marisol (2016), “Riesgos para la inversión México 2016-2017”, México, Cuadragésimo octavo foro de la industria química.
- Villalobos H., Alejandro (2017), “¿Qué sigue en la región en el contexto de la Reforma Energética?”, Foro IMIQ COATZA, Instituto Mexicano de Ingenieros.

# PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

ROSÍO VARGAS\*

## INTRODUCCIÓN

Existe un proceso de convergencia entre el auge de la revolución energética que vive Estados Unidos, que lo ha llevado a un aumento importante en la producción nacional de hidrocarburos no convencionales, y la política energética mexicana, sobre todo a partir de la reforma energética de 2013. Esta convergencia propicia la implementación de un modelo neoliberal transnacional en el sector energético de América del Norte.

Con la reforma mexicana se abre toda la industria energética al capital privado, nacional y extranjero, con lo cual se irá desplazando al Estado de esta industria. Mientras tanto, Estados Unidos vive una “revolución energética” que lo convierte en un importante exportador de hidrocarburos y en el mayor productor de gas en el mundo, que irá exportando bajo la modalidad de gas natural licuado. Por su parte, México se prepara para ser el mayor importador de gas natural producido en aquel país.

En esta convergencia se abre el riesgo de la integración subordinada de México a su vecino del norte, a su política energética y a su seguridad energética. Esto se hace posible por la postura colaboracionista de las elites económicas y políticas mexicanas, quienes se identifican con los grupos de interés de Estados Unidos. De hecho, la reforma energética mexicana no ha fomentado el aumento de la producción nacional de gas natural; en cambio, apoya el tendido de ductos para la importación del gas natural importado.

En México, la producción de gas (asociado y no asociado) se caracteriza por una declinación de sus indicadores en los últimos años, explicada por la histórica prioridad que ha tenido la producción del petróleo respecto a

\* Investigadora del CISAN de la UNAM.

la recuperación del gas asociado; además de la falta de inversiones derivada de las restricciones presupuestales a PEMEX, así como de los mayores impuestos a PEMEX en relación con la producción privada.

En fechas recientes, el bajo precio del gas estadounidense, a partir del auge de la producción del gas shale (esquistos y lutitas) en Estados Unidos, se traduce en una desventaja para la producción nacional. Finalmente, el objetivo de “limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos” (artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos) conduce a que la reforma energética otorgue importantes ventajas a la inversión privada, por lo que el marco jurídico termina debilitando a PEMEX y a la posibilidad de desplegar políticas de industrialización nacional.

En Estados Unidos los corporativos energéticos apuestan a que siga cayendo la producción gasera en México y aumente su demanda, lo que se traducirá en mayores compras de gas natural estadounidense, debido al uso cada vez mayor del gas para generar electricidad. A la par que crecen las importaciones de gas, lo hace la infraestructura asociada y se conectan los gasoductos de México con los de Estados Unidos, en un proceso controlado por los grandes corporativos gaseros y petroleros en Estados Unidos y Canadá, como Kinder Morgan, Enbridge, Energy Transfer Partners y Transcanada.

## LA PRODUCCIÓN DE GAS

Desde una perspectiva histórica, el desarrollo de los hidrocarburos en nuestro país se centró en la producción de petróleo, procurando la obtención de la mayor renta petrolera para la hacienda pública. Esto coloca a la producción de gas natural en un lugar secundario, que tiende a bajar debido a que en los últimos años esta industria ha sido objeto de recorte a las inversiones, por lo que PEMEX ha tenido que concentrar los recursos de inversión en las áreas más rentables. Esta tendencia da cuenta de una estrategia más amplia de desmantelamiento histórico de la industria petrolera en general, y del gas natural en particular. Hoy, esto se refleja en una caída en las reservas gaseras y en la producción nacional de gas.

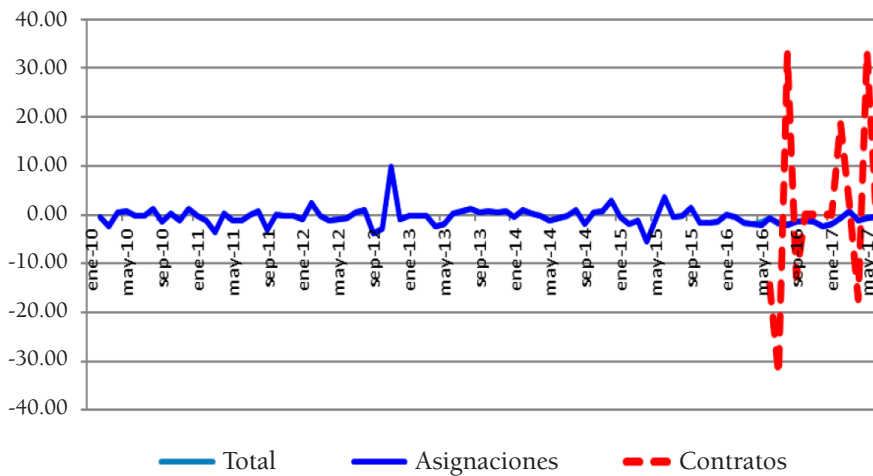
Las reservas remanentes totales al 1 de enero de 2016, alcanzaron un volumen de 31 904.7 millones de pies cúbicos (mmmpc), lo que representó una disminución de 41.9% respecto a 2015 (SENER, 2017).<sup>1</sup> De este volumen total de reservas de gas, 22 421.6 mmmpc correspondieron a reservas de gas natural asociado, y 9 483.1 mmmpc fueron de gas no asocia-

<sup>1</sup> Probadas 12 651 mmmpc, probables 22 026 mmmpc, posibles 32 568 mmmpc.

do (CNH, 2017a), es decir, son mucho mayores las de gas asociado. Más de la mitad de la producción de gas natural de México está asociada al petróleo y se encuentra en el extremo sur del país.

Después de la reforma energética, las cifras de producción se publican bajo los rubros de asignaciones y contratos (véase la gráfica 1 y CNH, 2017). A partir de esta nueva organización de la información, se podría plantear la tesis de que la caída en la producción también podría relacionarse con el desplazamiento de PEMEX como operador y al advenimiento de los contratistas privados con cada vez mayor participación en la industria del gas natural.

GRÁFICA 1  
 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ASIGNACIONES  
 Y CONTRATOS (2010-2017)  
 (MMPCD)

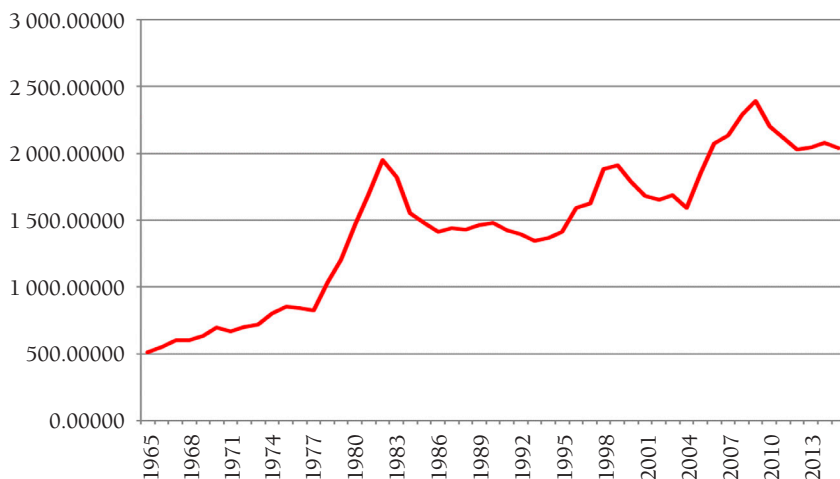


FUENTE: CNH (2017).

El pico de la producción de gas se alcanzó en México en el año 2008 (véase la gráfica 2) con 6 919 mmpcd, y desde entonces registra una declinación de 30% anual. En 2010 el gas natural producido en nuestro país se redujo en casi 0.9 mil millones de pies cúbicos por día (mmpcd) a 4.1 mmpcd en 2015. Para mediados de 2013 la producción fue de 5 700 mmpcd y debido a una disminución en la producción de gas asociado (1.1%), ha caído como resultado de la declinación natural en la producción de crudo y la administración de pozos con alta relación gas/aceite del campo Akal del activo Cantarell; así como por una disminución en la produc-

ción de gas no asociado (19.3%), en razón de una reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Veracruz y Burgos, en la región norte. En 2015 la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6 401.0 mmpcd, lo que fue menor en 2.0% respecto a la de 2014.

GRÁFICA 2  
GRÁFICA DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (1965-2015)  
(EN PETAJOULES)



FUENTE: SENER, Sistema de Información Energética, con información del Balance Nacional de Energía.

El futuro tampoco resulta promisorio para PEMEX, ya que esta empresa productiva del Estado (EPE) tiene asignaciones con la condición que realizará actividades de E&E en los primeros tres años después de ser otorgadas, por lo que en caso de no desarrollarlas, la asignación podría ser revocada a PEMEX y ésta debería devolverlas para nuevas reasignaciones por la SENER. Las asignaciones vencían el 29 de agosto de 2017, pero la SENER extendió el plazo porque PEMEX no tuvo presupuesto para cumplir con el programa.

Las reglas juegan en su contra, ya que tiene restricción de inversiones en relación con las transnacionales privadas y extranjeras.

Como se ve en la gráfica 2, hay una significativa disminución en la producción del gas no asociado de 2013 (1 763 mmpcd) a junio de 2017 (1 054 mmpcd), representando un descenso de -40.2%. El argumento es que los ajustes presupuestales han afectado las actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Burgos y Veracruz de la región norte.

## IMPORTACIONES

La baja en la producción nacional se compensa con una tendencia creciente en las importaciones de gas natural, que vienen en su mayor parte por ductos desde la frontera norte de México y en menor medida bajo la modalidad de gas natural licuado. En 2015 las importaciones fueron de 3 548.0 mmpcd, teniendo un aumento de 24.0% respecto a 2014. En 2017 alcanzan la cifra de 4 mmpcd. Del volumen total importado, 2 910.3 mmpcd se realizaron por ducto y 637.7 mmpcd fueron a partir de gas natural líquido.

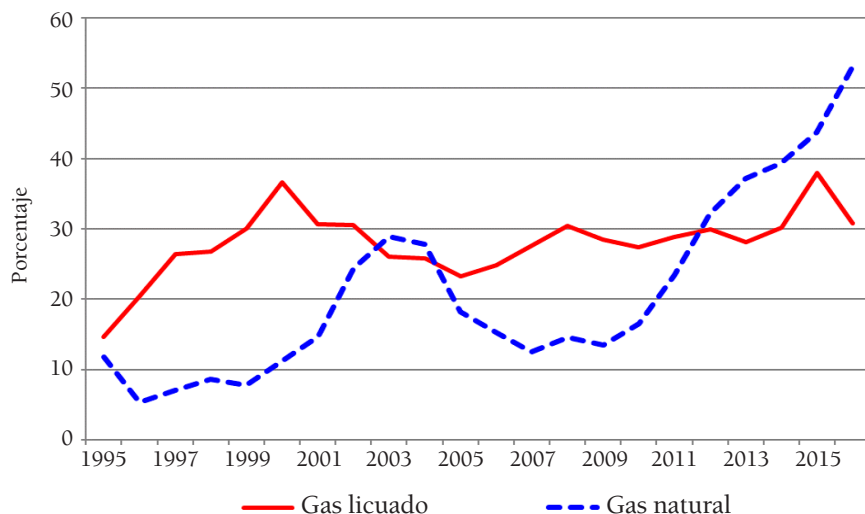
Las importaciones de gas natural desde el año 2000 tienen un papel cada vez mayor para cubrir la demanda. Las procedentes de Estados Unidos representaron ese año 8% de dicha demanda nacional, subieron al 14% en 2010. Desde el punto de vista de las exportaciones de Estados Unidos a México, en 2015 totalizaron casi 2.900 mmpcd, o 60% de todas las exportaciones de gas natural estadounidense. En 2016 promediaron 3.8 mmpcd y aumentaron hasta 53% del consumo nacional. Para 2017 nuestro país ya está importando 81% del gas natural que consume (22 de julio de 2017). A comienzos de este año las exportaciones a México superan los 4.2 mmpcd. Las importaciones tienen una tasa de crecimiento anual de 40%. De acuerdo con la CNH, el diferencial entre las importaciones y la producción pasó de 709 mmpcd en 2016 a 1 863 mmpcd en junio de 2017, lo que representa una brecha que aumentó en 162%. México se ha convertido en el mayor importador del gas natural de Estados Unidos, en el principal “beneficiario” de la revolución energética estadounidense.

Además de los actores privados, tanto la CFE como PEMEX, participan de estas compras de gas natural. Del total importado, 50% aún es realizado por PEMEX (véase la gráfica 3).

Las exportaciones que vienen del país del norte proceden, en su mayor parte, de Texas y en menor medida de California. Estas compras son un importante negocio para las empresas estadounidenses, las cuales reciben alrededor de 3 600 millones de dólares anuales.<sup>2</sup> En la conformación de este mercado apoyado en el gas natural, las autoridades mexicanas están colaborando ampliamente con los negocios de Estados Unidos, al establecer las bases para su mejor desempeño actual y los escenarios futuros, en la medida en que se espera que estas compras superen la mayoría de las proyecciones en Estados Unidos para que las exportaciones de ese país a México se dupliquen en 2030. En tanto que las exportaciones de nuestro

<sup>2</sup> En 2017 Estados Unidos está exportando cerca de 4.1 millones de pies cúbicos por día de gas natural a México por valor de 11.7 millones por día.

GRÁFICA 3  
 VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE GAS LICUADO Y GAS NATURAL  
 DE PEMEX COMO PROPORCIÓN DE SU CONSUMO INTERNO (2000-2016e/)  
 (%)



e/ cifras reales al mes de junio.

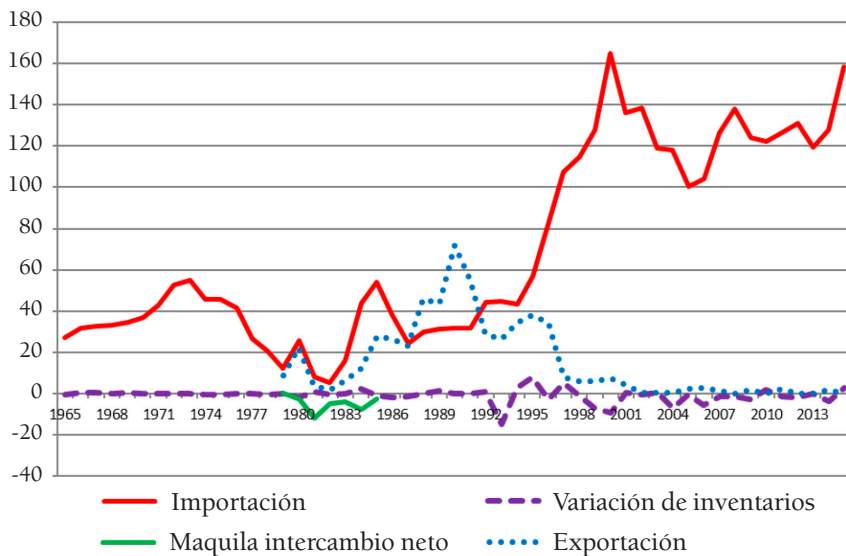
FUENTE: "Anexo estadístico", *Cuarto Informe de Gobierno, 2015-2016* (2016:522).

país tienen una tendencia negativa, cuyo antecedente inmediato es la disminución de 50% en la producción nacional de gas en México (Russo, 2017:1), factores que no parecen ser ajenos a una voluntad política para favorecer la dependencia estructural de México del mercado estadounidense a la luz de las tendencias históricas, como se muestra en la gráfica 4.

México también se ha convertido en la principal fuente de recepción de gas natural licuado, otro dinámico mercado de energía para Estados Unidos. Desde finales de marzo de 2016, han llegado a México 18 de las 90 cargas que salieron de Estados Unidos (Sabine Pass). Desde febrero de 2016 han salido los primeros embarques de gas natural licuado, resultado de la autorización para exportar el gas natural.

Si bien el comercio de gas natural licuado no es nuevo para México, en la medida que cuenta con tres terminales de regasificación como Manzanillo, que es la más utilizada y abastece al centro del país incluyendo la Ciudad de México y Guadalajara; Altamira (en la costa del Golfo de México) y Costa Azul (por la frontera con California), a futuro su papel se perfila como plataforma de exportación del gas natural licuado procedente de Texas a los mercados asiáticos desde puertos mexicanos en el Pacífico. La

GRÁFICA 4  
 IMPORTACIONES, EXPORTACIONES, VARIACIÓN DE INVENTARIOS  
 Y MAQUILA DE GAS LICUADO (1965-2015)  
 (EN PETAJOULES)



FUENTE: SENER, Sistema de Información Energética con información del Balance Nacional de Energía.

idea es convertir a México en un *Hub* para las exportaciones de combustibles procedentes de Estados Unidos.

Otro factor coadyuvante en el comercio de gas natural licuado resulta de la expansión del canal de Panamá, en virtud de que ha permitido reducir la distancia del viaje desde Sabine Pass a la terminal de Manzanillo a sólo diez días, respecto de los 27 días que tomaba la antigua ruta alrededor del Cabo de Hornos.

Un elemento que sin duda ha sido importante para aumentar las compras foráneas de gas natural son los bajos precios del gas en Estados Unidos. Al igual que en el caso de otros bienes e industrias, los precios foráneos más competitivos han sido el criterio para descartar la producción nacional y/o otras alternativas de política bajo una óptica que ha privilegiado el corto plazo. En el caso del gas natural, México toma como base de referencia los precios de Henry Hub, de Houston Ship Channel y del sur de Texas, los cuales han tenido una baja considerable resultado del aumento en la oferta de combustibles no convencionales en Estados Unidos a partir de la producción con la técnica del *fracking*. El sustantivo aumento en la oferta hace que

su precio sea el más bajo en relación con otros combustibles, aunque esté totalmente dissociado de su alto costo de producción. En su trayectoria reciente, éstos fueron 4.37 mmbtu en 2014. En 2015 el precio de referencia del gas promedió 2.6 dólares mmbtu o 39.1% menos que el promedio de 2014, y en 2016 siguió bajando a un nivel mínimo, 2.50 dólares mmbtu (véase la gráfica 5). Sólo hasta 2017, en Estados Unidos ha subido de nuevo el precio a 3.66 dólares mmbtu (U.S. DOE/EIA, 2017b).

GRÁFICA 5  
HENRY HUB NATURAL GAS SPOT PRICE (1997-2017)  
(DÓLARES POR MM DE BTU)



FUENTE: U.S. DOE/Energy Information Administration (2017b).

Pese a la retórica de los combustibles subsidiados en México, en realidad no existen tales considerando los precios estadounidenses: el precio máximo de gas natural de venta de primera mano incorpora la cotización del mercado de referencia de Estados Unidos, los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y ductos del sur de Texas, así como los costos de transporte en México. Además, se utilizarán como ajuste de transporte en México las tarifas máximas autorizadas al Sistrangas.<sup>3</sup> La incorpora-

<sup>3</sup> Sistrangas: Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural. Se compone por un conjunto de sistemas de transporte de gas natural interconectados entre sí e integrados para efectos tarifarios, de entre los que el Sistema Nacional de Gasoductos, propiedad de Cenagas, funge como sistema central, teniendo integrados seis sistemas periféricos, lo que otorga diversos beneficios técnicos y económicos, tales como redundancia, eficiencia operativa, garantía en el suministro y tarifas de transporte de gas competitivas. El Sistrangas cuen-

ción de todos estos elementos como parte del precio final no permite pensar en que los precios bajen. Más aún, si consideramos el alto costo de producción del gas shale (esquisto/lutitas), existe el riesgo de trasladarlo en el tiempo a los consumidores con el fin de recuperar pérdidas por parte de los productores estadounidenses. Pese al hecho de que los precios de referencia son bajos, en el mercado mexicano no lo son y resulta difícil prever una baja sustantiva a futuro, porque según SENER se diseñó una metodología de precios máximos de venta de primera mano, que contemplaba los cambios fundamentales en la estructura, organización y funcionamiento de la industria, sin embargo, en julio de 2017 éstos fueron anulados. Los precios representan la posibilidad de altas ganancias para los nuevos inversionistas, pues tienen el propósito de atraer inversiones privadas a estas actividades. Incluso en los documentos de prospectiva del sector eléctrico mexicano se estiman aumentos para el precio Henry Hub de referencia para 2020 (4.8 dólares mmbtu) y para 2040 de 7.8 dólares mmbtu (SENER, 2015b), si bien en el corto plazo el precio Henry Hub se mantendrá a niveles cercanos al precio de referencia de 2020. Sin embargo, este precio tendrá que aumentar por el alza en las exportaciones de gas natural líquido, un nivel que podría alcanzar hasta 10.6 dólares mmbtu o 35% más alto en comparación con el escenario de referencia. Otro factor a considerar es que PEMEX ya no va a absorber costos por seguridad en ductos. Por lo tanto, el precio nacional del gas natural se va a incrementar en 2018.

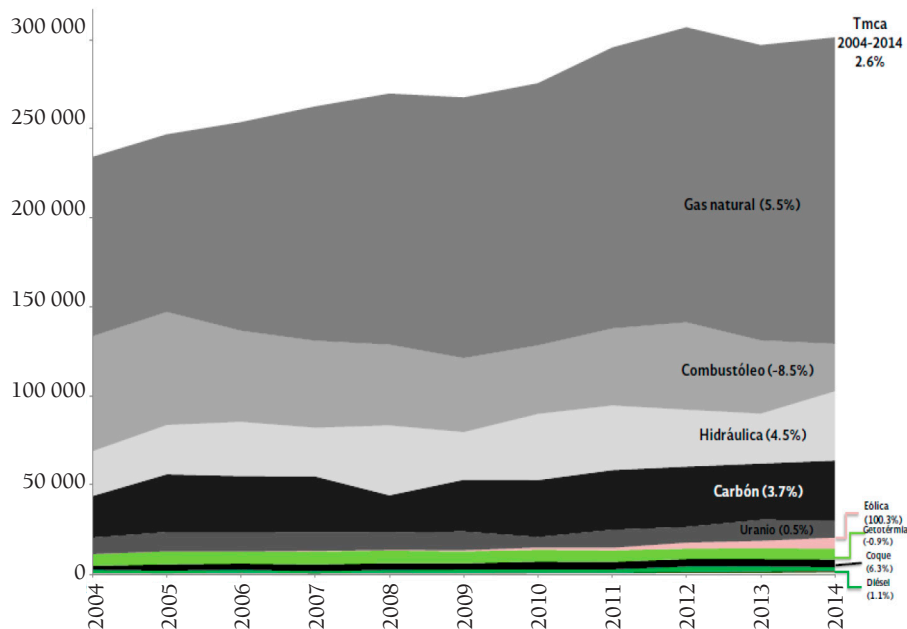
#### DEMANDA DE LA CFE

Este mercado ha sido impulsado por la demanda de generación eléctrica, que ha privilegiado el uso del gas natural como combustible a costa del combustóleo, como se puede ver en la gráfica 6. El importante aumento en la demanda del gas en el mercado mexicano tiene que ver con el alto consumo del sector eléctrico (58.7%) de la demanda total nacional (SENER, 2015: 13). Esta preferencia por el gas natural no es nueva, ha sido resultado de las políticas ambientales y el desplazamiento del Estado de la industria en favor del sector privado, quien llena los espacios dejados por la CFE al cerrar sus plantas carboeléctricas y termoeléctricas (Gutiérrez, 2017:196).

---

ta actualmente con una longitud de 10 068 kilómetros, incluyendo el ducto Jaltipan, Salina Cruz, a lo largo y ancho del país, y alcanza veinte entidades federativas divididas en seis zonas tarifarias. La capacidad total de transporte del sistema se estima en 6 307 millones de pies cúbicos diarios, abasteciéndose en 27 puntos de inyección y entregando este energético en 112 centros de extracción.

GRÁFICA 6  
EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN BRUTA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO  
NACIONAL, POR FUENTE DE ENERGÍA (2004-2014)  
(GWH, TMCA)

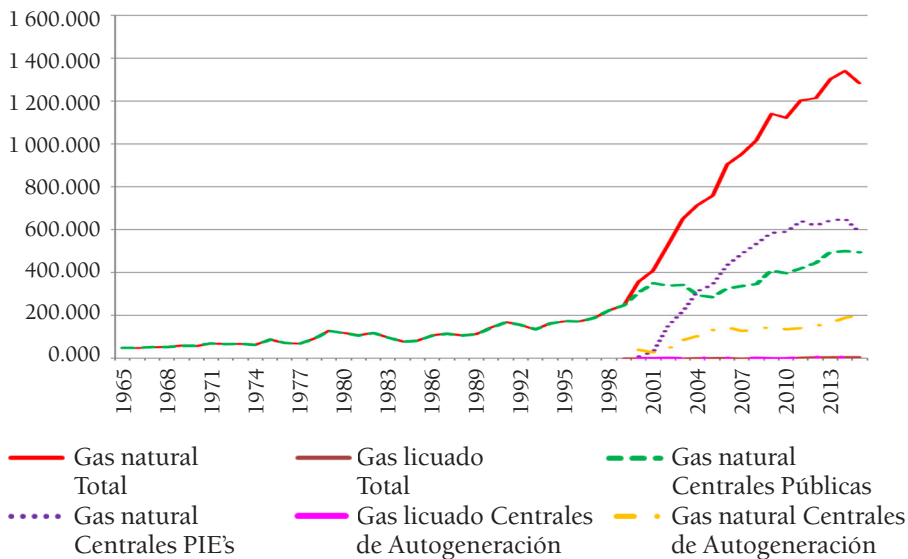


FUENTE: SENER (2015b).

Dada la tendencia, la capacidad de generación de electricidad con gas natural continuará aumentando a expensas de retirar las centrales eléctricas alimentadas con combustóleo. La CFE tiene el objetivo de aumentar su capacidad eléctrica de 68.044 megavatios en 2015 a 109.367 megavatios en 2030. Para ello, tanto la CFE como los productores privados (PIE's), expanden y modernizan su flota mediante la construcción de miles de megavatios a partir de plantas de gas de ciclo combinado, lo que da cuenta del sensible aumento en el consumo del gas natural en los últimos años (véase la gráfica 7). Como fuente de energía primaria, el gas natural podría ser utilizado para generar hasta 70% de la electricidad producida en el país, de acuerdo con especialistas del sector (Martínez, 2017:251-252).

Las proyecciones oficiales (SENER) son cercanas a la estimación anterior, pues calcula que en 2020 alrededor de 60% de todas las adiciones de capacidad eléctrica estarían siendo alimentadas por gas natural. De acuerdo con la misma fuente, se estaría agregando capacidad de generación de electricidad a gas natural hasta 2029. También proyecta para esta fecha que las adicio-

GRÁFICA 7  
 CONSUMO DE ENERGÍA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN  
 EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (1965-2015)  
 (EN PETAJOULES)

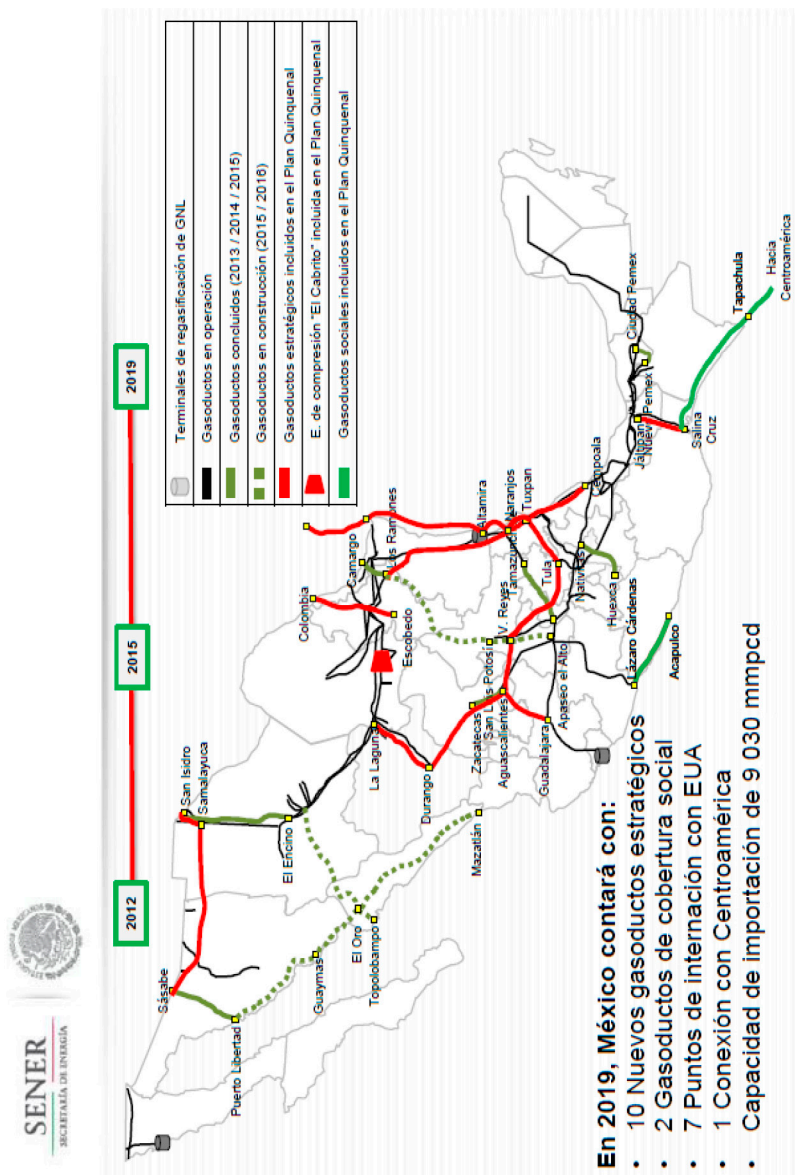


FUENTE: SENER, Sistema de Informaci3n Energ3tica con informaci3n del Balance Nacional de Energ3a.

nes de capacidad de gas ascenderán a 24.9 gigavatios, y las plantas de ciclo combinado estarían alcanzando 96.4% del total del parque de generaci3n el3ctrica convencional, de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema El3ctrico Nacional 2015.

En raz3n de la procedencia geogr3fica de este combustible, se alienta la construcci3n de gasoductos que conectan a las plantas generadoras de energ3a el3ctrica de M3xico con el suministro de gas natural proveniente del sur de Estados Unidos. Un proceso que convierte a la frontera norte de M3xico en un espacio geogr3fico vital de interconexi3n energ3tica. En materia de gas natural, la CFE tiene hoy gran parte de la capacidad de los ductos de internaci3n. En apoyo a esta interconexi3n de ductos, en 2015 la SENER anunci3 un plan quinquenal para expandir significativamente la red de gasoductos del pa3s para acomodar mayores niveles de importaciones de gas natural de Estados Unidos. La infraestructura que desde aquel pa3s se conecta a M3xico ser3a de nueva capacidad, 2.1 mmmpcd para finales de 2019, para exportar el gas desde Texas y otros estados de la Uni3n Americana (véase la gr3fica 8).

GRÁFICA 8  
EXPANSIÓN DE LA RED DE GASODUCTOS (2012-2019)



## UN GRAN NEGOCIO

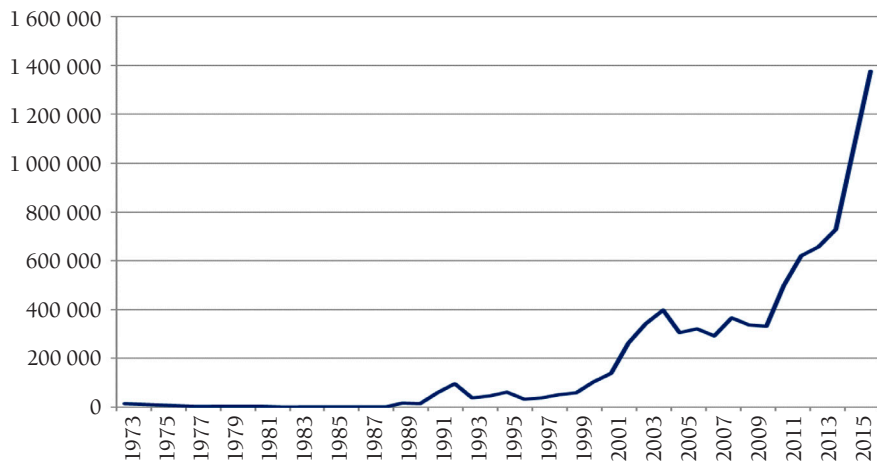
Con la producción de gas shale, abundante y barato resultante de la fractura de los esquistos de Marcellus y de Utica, en Pennsylvania, Ohio y Virginia Occidental, las empresas tienen como prioridad trasladar el gas de los Montes Apalaches hacia el sur a Louisiana, Texas y luego a México. También a través de metaneros al extranjero. En pocos años se han construido cinco nuevos gasoductos interestatales en Estados Unidos para entregar hasta 8.0 mmmpcd a nuestro país. Habrá nueva capacidad de producción desde Sabine Pass, Freeport, Corpus Christi en Texas a Cameron, Louisiana, para 2018. Además de otros cinco proyectos dentro del estado de Texas y seis proyectos de gas natural licuado, todos para traer gas a México.

El comercio más importante para los productores estadounidenses es con México a través de la frontera (véase la gráfica 9), incluso mayor que el que actualmente tienen con otros países con el gas natural licuado. Esto se evidencia con el crecimiento de las exportaciones estadounidenses a México a través de los oleoductos transfronterizos que fue de 4.0 mmmpcd (miles de millones de pies cúbicos por día, el 15 de febrero de 2017. Volumen que podría duplicarse en los próximos años). Las exportaciones de gas natural licuado de Estados Unidos son, en la actualidad, de 1.2 mmmpcd, si bien se espera que crezcan a 3.2 mmmpcd en los próximos tres años (Russo, 2017:12).

Hay proyectos que van directamente a la frontera y se conectan con la infraestructura mexicana. Por ejemplo:

- A fines de 2017, Howard Energy Partners y la empresa conjunta de Grupo Clisa construyeron un ducto de 0.5 mmmpcd de nueva era, que va de Eagle Ford en Texas, hasta los mercados de Monterrey. Entrará en servicio a finales de 2018.
- El proyecto de Enbridge (anteriormente Spectra Energy) de 2.6 millones de pies cúbicos por día para el tramo de Valley Crossing, está previsto para traer el gas del Hub de Agua Dulce a un ducto de campo verde en el lado sur de Texas-Tuxpan. Se espera que los volúmenes de exportación crezcan continuamente en medida que la nueva infraestructura de ductos en Texas entre en servicio y se complete la infraestructura de ductos al interior de México, aumentando la utilización del uso del gas estadounidense, desplazando la producción del gas doméstico.
- Dentro de Texas hay una división de donde se obtiene el gas con que se alimenta México. Es decir, la producción de West Texas o Permian Basin, y el sur de Texas, que representa el gas Eagle Ford Shale y otros

GRÁFICA 9  
EXPORTACIONES DE GAS NATURAL POR GASODUCTO A MÉXICO  
(1973-2016)  
(MMPC)



FUENTE: U.S.DOE/Energy Information Administration (2017a).

a lo largo de la costa del Golfo. En un futuro cercano, los proyectos de reversión en los oleoductos tradicionales de largo recorrido del sur al norte apuntan a traer gas de una combinación de fuentes como Haynesville, y el noreste para impulsar nuevos suministros a lo largo de la costa de Texas demanda, proyectos de exportación de gas natural licuado.

- Estos ductos se originan cerca de Waha (un centro de gas principal dentro de la cuenca del Permian) con Comanche Trail que atraviesa al oeste a su punto de salida en San Elizario y TransPecos, que viajan al suroeste a Presidio. Estos oleoductos se conectan a la nueva infraestructura de ductos dentro de México. Comanche Trail se conecta al gasoducto San Isidro-Samalayuca (1.135 mmpcd). TransPecos se conecta al oleoducto Ojinaga-El Encino (1.350 mmpcd).
- Nueces-Brownsville se llama ahora Valley Crossing. Encino-Topolobampo entrará en servicio en 2017. Sasabe-Samalayuca y Sur de Texas-Tuxpan tendrán como fecha de inicio a principios de 2018 y 2019, respectivamente.
- También hay conexiones desde la cuenca del Permiano, en el oeste de Texas a México. Entre el sendero Comanche, TransPecos y el oleoducto Road Runner Gas Transmission de Oneok tienen una capacidad de exportación de 3.06 mmpcd.

- El 22 de marzo, Kinder Morgan anunció una temporada abierta no vinculante para un nuevo gasoducto intraestatal de 1.7 mmpcd, llamado Gulf Coast Express, que se origina cerca de Waha y se mueve hacia el Hub de Agua Dulce. Esto resulta positivo para la producción de la cuenca de Permian y es muestra de aliento a la voluntad de construir la infraestructura para mercados en crecimiento.
- Finalmente, debe mencionarse a NET México. Este es un ducto intraestatal de 2.1 mmpcd originado en el Hub Agua Dulce, cerca de Corpus Christi, Texas, que recibe gas de nueve interconexiones diferentes y luego traslada el gas hacia el sur hasta la frontera con México, donde se conecta con el ducto Los Ramones. Es el principal responsable del crecimiento de las exportaciones a México (2.0 mmpcd) de 2014 a 2017. El rendimiento actual de NET México se estima en alrededor de 1.8 mmpcd.

Por parte de México, el libre comercio de combustibles y la integración se promueve y alienta desde el gobierno federal, impulsado por los nuevos lineamientos de la reforma energética.

En 2015, la SENER anunció un plan quinquenal para expandir significativamente la red de gasoductos del país para adecuarse a mayores niveles de importación de gas natural de Estados Unidos. El plan se acompañaba de una transferencia de ductos de PEMEX al sector privado.

El 29 de octubre de 2015, PEMEX y el Centro Nacional de Control del Gas Natural firmaron un convenio marco y el contrato para la transferencia de los activos del Sistema Nacional de Gasoductos y del Sistema Naco-Hermosillo, en cumplimiento de lo estipulado en la legislación secundaria de la reforma energética. Con esto, PEMEX transfiere alrededor de 9.0 mil kilómetros de ductos, con una capacidad de más de 5 mmpcd de gas natural al Cenagas. PEMEX cede su participación en torno a dicho energético y transfiere a este último la responsabilidad de poner en operación los contratos con empresas privadas. El Cenagas está expandiendo la infraestructura de ductos, es un cargador de gas natural.

El plan quinquenal del Cenagas estableció un presupuesto de gasto de 4.6 mil millones de dólares para 12 ductos y una estación compresora. Los proyectos añadirían 1 926 millas y estarían en operación en 2018. Para 2017 las proyecciones son 17 gasoductos para importaciones de gas. Se espera que éstas se dupliquen en 2019. Los estadounidenses tienen claro que hacer mejoras a los gasoductos existentes es para aprovechar la revolución energética de Estados Unidos.

Se prevé que la red de gasoductos, que importan gas de Estados Unidos, impulse las entregas de gas estadounidenses al sur de la frontera, según

Bloomberg New Energy Finance. Con este propósito participa PEMEX en asociación con los corporativos privados/financieros.

El 18 de diciembre de 2015, PEMEX y la empresa IEnova anunciaron, de manera conjunta, la resolución de la Comisión Federal de Competencia Económica sobre la transacción para la venta de 50% de la propiedad de PEMEX de Gasoductos de Chihuahua S. de R.L. de C.V. (Gasoductos de Chihuahua) a la empresa IEnova, filial de Sempra Energy. La Comisión Federal de Competencia Económica solicitó a PEMEX que lleve a cabo una licitación para dos de los siete activos (Gasoducto San Fernando y LPG Ducto TDF) comprendidos en la transacción. Los Ramones Fase II es un ducto que PEMEX desarrolla junto con las empresas financieras First Reserve y Black Rock, proyecto que está “prácticamente operando al 100%”, da cuenta del involucramiento del capital financiero internacional en el proceso de apertura del sector energético mexicano, a la luz de la importancia de las anteriores y su interés en hacerse de activos e infraestructura que seguramente será de utilidad en sus proyectos de financiamiento.

El traspaso de la infraestructura crítica nacional y la construcción de la misma al sector privado continúan. De acuerdo con la SENER, en julio de 2016 se adjudicaron contratos para siete de los 12 proyectos de gasoductos. El mayor y más caro de los proyectos premiados fue el ducto Sur de Texas-Tuxpan, cuyo objetivo es abastecer a los estados mexicanos de Tamaulipas y Veracruz con gas natural del sur de Texas, a través de una ruta submarina que va por el Golfo de México. El oleoducto se extenderá casi 500 millas y proporcionará una capacidad de transporte total de 2.6 mmpcd.

Entre 2017 y 2018 se espera que los gasoductos actualmente en construcción, o en las etapas de planificación, dupliquen prácticamente la capacidad exportadora de gas natural de los gasoductos desde Estados Unidos a México.

La CFE también ha asumido un papel activo en la construcción de la infraestructura gaseera y para ello impulsa proyectos de transporte. En su informe anual presentó los avances en materia de infraestructura de gasoductos y, con el propósito de incrementar el suministro de gas natural en el país, impulsó 26 licitaciones con el sector privado.

Entre los proyectos de gas concluidos en 2015, por parte de la CFE, se encuentran los gasoductos de Sásabe-Guaymas y el de Morelos. En este año licitaron y adjudicaron los siguientes proyectos: Waha-Presidio, Waha-San Elizario, San Isidro-Samalayuca, Ramal Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe y Tuxpan-Tula, seis gasoductos en total.

En 2016, la CFE adjudicó los siguientes gasoductos: *i*) Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, *ii*) Sur de Texas-Tuxpan (Marino), *iii*) Ramal

Centrales Empalme, iv) Nueces-Brownsville (Estados Unidos) y v) La Laguna-Aguascalientes (SENER, 2016).

Esto se acompaña de un proceso de gradual cesión de contratos a los inversionistas privados.

## CONCLUSIONES

El acercamiento a la situación nacional de la industria del gas en México nos permite concluir que hay un “acoplamiento” de la industria mexicana con la de su contraparte en Estados Unidos, en donde predominan consideraciones de rentabilidad de corto plazo en las decisiones y acciones por parte de actores públicos y privados.

México se adhiere a la “revolución energética” de Estados Unidos (caracterizada por un auge productivo), integrándose a la cadena de producción de la industria del gas natural de aquel país a través de sus dos principales modalidades de exportación a México (por gasoducto y bajo la modalidad de gas natural licuado). Esta integración de la infraestructura de ductos en la frontera norte del país ocurre sin un análisis profundo sobre las consideraciones de seguridad y de soberanía nacional, fundamental por tratarse de activos e infraestructura estratégica. La capacidad de abasto y el control directo de los ductos estará en manos de bancos y empresas extranjeras, por lo que esta infraestructura impedirá a la nación ejercer cualquier otra alternativa para la generación eléctrica.

La seguridad energética derivada de la creciente dependencia de este combustible ha quedado prácticamente soslayada. En el contexto del comercio internacional, en este caso bilateral entre México y Estados Unidos, la dependencia nacional de un combustible foráneo adquiere una importancia fundamental, que en el caso de México el consumo nacional del gas ya rebasa 50% del gas natural importado. Los riesgos son de suministros, incremento en los precios que se potencializan ante la imprevisible y agresiva política del jefe del Ejecutivo estadounidense hacia México. La posibilidad de imponer políticas y acciones discrecionales puede concretarse en embargos comerciales o chantajes, a fin de obtener otras ventajas.

Actores de la industria de Estados Unidos desalientan tomar cualquier opción a México que vaya por el lado de la autosuficiencia energética. La posibilidad de una política nacional es calificada de “populista”, por lo que es descartada ignorando la orientación proteccionista y de nacionalismo supremacista de la administración de Donald Trump.

En el diseño de la política económica, resultaría poco realista sugerir modificar la tendencia actual de la industria por todas las inversiones in-

vulneradas en infraestructura y contratos públicos y privados de largo plazo en ambos lados de la frontera. Sin embargo, para el mediano y largo plazos no sólo sería conveniente, sino necesario, analizar otras opciones nacionales que permitan un verdadero *mix* energético con impactos positivos sobre otras variables nacionales. Dentro de la industria del gas natural es necesario destinar mayores inversiones a la exploración y producción de gas asociado, con el fin de recuperar todo lo que desde hace años se quema en la atmósfera. En este diseño se deben privilegiar los derroteros ambientales en la selección de combustibles, con la finalidad de garantizar la seguridad energética futura. Por ello, debería descartarse la opción de la explotación de lutitas en México a partir de la tecnología del *fracking*. Esta opción es ilusoria en sus promesas, que prácticamente no genera empleo, la tecnología no es propia, las empresas que la traen a México son extranjeras, el crimen organizado se encuentra en los lugares en donde se explota y el impacto sobre el medio ambiente es totalmente adverso por el metano que se genera en su explotación.

Pese a la propuesta de impulsar la explotación nacional de las lutitas (Sabinas-Burro Picachos), es posible afirmar que en el corto y mediano plazos va a predominar la oferta procedente de las importaciones gaseras para satisfacer la demanda nacional. Se espera que en éstas tengan un crecimiento de 52.4% para 2030, con un volumen de 5 406.9 mmpcd, que aumenta con un promedio anual del 2.8% (2015-2030). El gran consumo de gas provendrá, como ya se mencionó, de la demanda del sector eléctrico para la generación de electricidad.

Otro factor a considerar es que gran parte de la capacidad de transporte que se está construyendo hoy, quizá no será utilizada por muchos años. La relativamente breve curva de producción de los combustibles no convencionales permite predecirlo. En el caso del petróleo de lutitas, sus límites han sido definidos en tiempo y volumen de producción. Hay que estar preparado con alternativas energéticas para 2030 y 2040.

Las importaciones de gas natural, de refinados y petroquímicos, han modificado la balanza petrolera estadounidense, antes favorable a México, ahora en favor de Estados Unidos. A la par que se registra una fuerte caída del crudo mexicano importado por Estados Unidos. Este factor debería ser considerado por la administración republicana estadounidense, quien ha tomado como carta de negociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, el déficit comercial con México. La balanza petrolera es deficitaria para este último. “Para el año 2016, el valor de las exportaciones de energía de los Estados Unidos a México fue de 20.2 mil millones, mientras que el valor de las importaciones de energía de estadounidense fue de 8.7 mil millones”, señaló la agencia EIA.

En la medida en que las exportaciones de combustibles a México son un gran negocio para la industria petrolera y gasera de Estados Unidos, su posición está en favor del libre comercio y, por lo tanto, del Tratado de Libre Comercio de América del Norte. La industria del gas cabildea en la Casa Blanca por su renegociación. Uno de los cabilderos más fuertes en Washington es la API, que agrupa a importantes productores de la industria petrolera y gasífera de Estados Unidos, quienes buscan el mercado mexicano para colocar sus excedentes exportables. Necesita tanto infraestructura como consumidores para hacer rentable al máximo su negocio. La producción excedente de gas natural en Estados Unidos busca colocarse rápidamente para que no caiga el precio.

## BIBLIOGRAFÍA

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2017), disponible en <[http://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/estadisticas/datos\\_abiertos/?rn=Reporte%20de%20producción%20de%20gas%20natural&rt=Excel&rc=Datos%20Abiertos](http://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/estadisticas/datos_abiertos/?rn=Reporte%20de%20producción%20de%20gas%20natural&rt=Excel&rc=Datos%20Abiertos)>, consultado el 30 de agosto de 2017.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2017a), “Reporte de producción de gas natural en México. Gas no asociado”, disponible en <[https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es\\_MX/estadisticas/Producci%C3%B3n%20de%20gas%20natural.pdf](https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/Producci%C3%B3n%20de%20gas%20natural.pdf)>, consultado el 17 de agosto de 2017.
- Gutiérrez Rodríguez, Roberto (coord.) (2017), *Presente y perspectivas de la Reforma Energética de México. Una evaluación multidisciplinaria*, México, UAM-Iztapalapa.
- Martínez Gómez, Angelberto (2017), “Las consecuencias económicas y sociales de hacer de CFE una empresa productiva del estado”, en Roberto Gutiérrez Rodríguez, *Presente y perspectivas de la Reforma Energética de México. Una evaluación multidisciplinaria*, México, UAM-Iztapalapa.
- Miranda, Juan Carlos (2017), “Importa México 81% del gas natural que consume”, en *La Jornada*, 22 de julio, disponible en <<http://www.jornada.unam.mx/2017/07/22/economia/018n2eco>>, consultado el 2 de agosto de 2017.
- Presidencia de la República (2016), “Anexo estadístico del Cuarto Informe de Gobierno, 2015-2016”, México, Gobierno de México.
- “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”, México, SENER, disponible en <<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>>, consultado el 30 de agosto de 2017.

- Revista Expansión* (2017), “El gas natural, negocio que le deja a EU 3 600 mdd desde México”, 6 de abril, México, disponible en <<http://expansion.mx/empresas/2017/04/06/el-gas-natural-un-negocio-de-3-600-mdd-entre-mexico-y-eu>>, consultado en agosto de 2017.
- Russo, Thomas N. (2017), “Will Renegotiating NAFTA Threaten U.S. Natural Gas Exports to Mexico?”, en *International Association for Energy Economics*, Third Quarter.
- Sistema de Información Energética con información del Balance Nacional de Energía (SENER) (2015a), “Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019”, México, SENER, p. 8, disponible en <[http://www.cenagas.gob.mx/res/plan\\_quinquenal/presentacion\\_CENAGAS\\_plan\\_quinquenal\\_2015.pdf](http://www.cenagas.gob.mx/res/plan_quinquenal/presentacion_CENAGAS_plan_quinquenal_2015.pdf)>, consultado el 30 de agosto de 2017.
- Sistema de Información Energética con información del Balance Nacional de Energía (SENER) (2015b), *Prospectiva del sector eléctrico 2015-2029*, México, SENER.
- Sistema de Información Energética con información del Balance Nacional de Energía (SENER) (2016), *Prospectiva de gas natural 2016-2030*, México, SENER.
- Sistema de Información Energética con información del Balance Nacional de Energía (SENER) (2017), disponible en <<http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>>, consultado en julio.
- U.S. DOE/Energy Information Administration (2017a), disponible en <<https://www.eia.gov/naturalgas/monthly/>>, consultado en julio de 2017.
- U.S. DOE/Energy Information Administration (2017b), “Natural gas”, disponible en <<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>>, consultado en agosto de 2017.
- Waite, Warren (2017), “Gas Production and Pipelines Primed to Head South of the Border”, Point Logic Energy, 29 de marzo, disponible en <<https://www.pointlogicenergy.com/market-news/Get-the-Point/2017/2017-3-29-gas-south-of-the-border.html>>, consultado el 2 de agosto de 2017.

## PETROQUÍMICA PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO

LETICIA ARMENTA FRAIRE\*

### UNA BREVE REFERENCIA DESDE LAS TEORÍAS DE DESARROLLO

En las teorías clásicas del desarrollo se parte de una consideración importante. El desarrollo económico es fruto de la intervención exitosa del Estado. Intervención privilegiadamente en el ámbito industrial, toda vez que se consideraba que el desarrollo económico inicia con la industrialización de la economía. Prácticamente no existe ningún ejemplo en el mundo que nos permita aseverar que el desarrollo económico es espontáneo o que las fuerzas del mercado promueven el desarrollo económico.

Existe una amplia variedad de formas para realizar la intervención en la economía. Desde las que ejercen un control casi absoluto del proceso de desarrollo hasta las intervenciones puntuales y breves. Por otra parte, de acuerdo con las diferentes teorías del desarrollo, puede haber distintas lógicas para generar la transformación económica; lógica que se puede apreciar en los diferentes modelos de desarrollo, desde el modelo de las dos brechas, el de crecimiento desequilibrado, la teoría del gran impulso, hasta el modelo de sustitución de importaciones. Lo que es un hecho es que todas las naciones que hoy exhiben grandes éxitos económicos por haber alcanzado altos estándares de vida de su población, fortaleza productiva y posiciones competitivas ante el resto del mundo, en algún momento de su historia económica han propiciado el desarrollo económico.

El modelo más frecuentemente aplicado, aunque con diferencias en el énfasis y temporalidad, es el de la sustitución de importaciones. John Stuart Mill en el siglo XIX afirmaba: “[...] se imponen temporalmente barreras comerciales (sobre todo en una nación joven y progresista) esperando poder

\* ITESM, Ciudad de México.

naturalizar una industria extranjera que es de por sí adaptable a las circunstancias del país”. Por lo que es un hecho comprobado históricamente que ningún país, salvo Inglaterra, donde inicia la Revolución industrial, se ha industrializado sin proteger su industria en una etapa inicial.

El diseño del proceso de industrialización de una nación atraviesa por distintas etapas (Cypher y Dietz, 2004). La primera de ellas es la dedicada a la sustitución de importaciones (ISI, por sus siglas en inglés); aunque es necesario continuar con la transformación estructural de la economía para alcanzar niveles de desarrollo cada vez más sólidos. Según Cypher y Dietz (2004), las fases en favor de la transformación estructural óptima son cinco:

1. Producción preindustrial. Básicamente agrícola.
2. ISI en su fase primaria. Se caracteriza por la producción de manufacturas sencillas, típicamente bienes de consumo.
3. Apertura económica. Sustitución inicial de exportaciones. Básicamente se aumenta la exportación manufacturera de bienes de consumo industriales y disminuye la dependencia de la exportación de materias primas.
4. ISI en su segunda fase. Se sustituyen importaciones más complejas, insumos manufacturados intermedios.
5. Producción intensiva en tecnología. Se continúa la sustitución de importaciones y de exportaciones en industrias dinámicas.

Los países del sudeste asiático aplicaron el modelo de sustitución de importaciones completo, en el concepto de Cypher y Dietz. Por otra parte, la protección a la industria naciente fue temporal y sujeta al cumplimiento estricto de resultados. Es suficiente con mencionar que los subsidios otorgados eran retirados si no se cumplían las metas. Es decir, se estructuró el modelo basándose en cálculos económicos más que políticos. Inicialmente, estos países impulsaron sus industrias ligeras con bajo contenido tecnológico y, por ende, escasas necesidades de capital; por otra parte, abundantes en mano de obra (textiles, confección, juguetes). El objetivo inicial era sustituir las importaciones de aquellos productos en los cuales contaban con ventajas comparativas. Fieles al modelo descrito por Cypher y Dietz, la siguiente fase consistió en la exportación de esos productos, sustituyendo con ello la exportación de bienes primarios. El tercero, dedicarse progresivamente a producciones industriales más complicadas conforme iban acumulando capital físico y humano, primero para el mercado doméstico y luego para la exportación. El resultado es lo que se ha denominado el “milagro asiático”. El modelo de desarrollo asiático (Corea del Sur, Singapur, China, etcétera) emula el modelo japonés.

## EL EJEMPLO DE LOS DESARROLLADOS: COREA DEL SUR

La forma en que Corea del Sur ha promovido su desarrollo económico deja para México una serie de lecciones importantes, por lo que se describe sucintamente este proceso con mayor detalle. El paradigma de desarrollo coreano es opuesto a la teoría de la dependencia. Sin embargo, tampoco se ajusta completamente a la orientación de la aplicación de las políticas liberales. El desarrollo coreano es una mezcla equilibrada, o pragmática, entre políticas en favor del mercado y la conducción del gobierno por medio de una definida política industrial.

*Fases del desarrollo. Corea del Sur*

*Primera etapa. Sustitución de importaciones (1948-1961).* Corea del Sur era exportadora de materias primas (calamares, productos del mar, entre otros productos). En esta primera etapa se impulsó la industrialización fácil, por lo que se desarrollaron industrias como la textil.

*Segunda etapa. Sustitución de importaciones más promoción de exportaciones (1961-1981).* Se da impulso a la formación educativa técnica-tecnológica y en el campo productivo a la industrialización pesada o compleja. Se desarrolla la industria química y la del acero, esta última con recursos pagados por Japón por los daños de la Segunda Guerra Mundial. Tanto la industria química-petroquímica como la industria del acero constituyen una base productiva muy importante, toda vez que son precursoras de muchas otras industrias. En el caso de la petroquímica se contabiliza que es precursora de más de 150 ramas industriales, por ejemplo: la textil, la automotriz, materiales de construcción, etcétera. En el caso del acero, industrias tales como la automotriz, la naviera, la ferroviaria, se desprenden de ella.

Un ejemplo de consolidación de la industrialización coreana es Hyundai, quien con alianzas con automotrices estadounidenses aprendió a producir y desarrollar su modelo de automóvil. En la década de 1970, los surcoreanos se proponen competir con los japoneses en la industria automotriz y desplazarlos del mercado estadounidense. Otro ejemplo lo constituye la Empresa POSCO, Pohang Iron and Steel Company, establecida a partir de una joint-venture entre el Estado y TaeguTec, entonces presidida por Park Tae-Joo. Inició su producción en 1972 mediante una primera acerera en Pohang, con una aportación por parte del Estado de 118 millones de dólares. Pohang, en un principio un pueblo de pescadores, se convirtió en una ciudad industrial de más de medio millón de habitantes. La empresa se privatiza en 1985, las acciones se venden al 20% más pobre de la población. En 1988, POSCO

ocupó el quinto puesto en el ranking mundial de producción de acero; ese mismo año abrió una segunda acerera en Gwangyang. POSCO fue el quinto productor de acero mundial en 2016, con una producción de 41.56 millones de toneladas, es un proveedor clave de la industria automotriz y de los astilleros navales surcoreanos desde hace más de 40 años. Un ejemplo exitoso más se observa en LG, quien compró la patente del horno de microondas a RCA Víctor y cuyo desarrollo tecnológico le han dado la base productiva para ocupar una posición importante en el nivel internacional.

Una gran lección a partir de éstos y otros muchos ejemplos, es el que la economía surcoreana se haya apoyado en las ramas de la ingeniería, para lo cual el gobierno realizó una fuerte reforma educativa en el nivel básico, donde la educación primaria ha sido orientada al aprendizaje de las matemáticas, con horarios que van de las siete de la mañana a la cinco de la tarde. Un rasgo cultural importante, aunque no exclusivo de Corea del Sur, es su filosofía, donde se valora y respeta la intelectualidad, el mérito, así como el trabajo arduo y disciplinado.

Los beneficios más claros del modelo coreano en esta etapa son:

- Ciclo completo de la sustitución de importaciones.
- Creación de nuevos sectores industriales.
- Creación de una economía exportadora con alto valor agregado.
- Industrialización intensiva en investigación y desarrollo.

*Tercera etapa. Liberalización económica gradual (1981-1997).* El desarrollo coreano fue encabezado por el Consejo de Planeación Económica (Economic Planning Board, EPB), una agencia de desarrollo tipo el MITI japonés, donde se elige con criterios técnicos, y no políticos, la política industrial que se llevará a cabo. Estas agencias, tanto la coreana como la japonesa, privilegian el cumplimiento de las metas, y de acuerdo con el cumplimiento de ellas, se otorgan los recursos públicos. En este periodo se llevó a cabo la privatización de dos bancos, así como la liberalización comercial de manera graduada y selectiva. La apertura se realiza de manera paulatina, con periodos de preparación para los sectores objeto de ella, a la vez que se concede mayor permisividad a la inversión extranjera directa (IED). Continúa el crecimiento de la inversión en investigación y desarrollo en esta etapa.

En 1997, año en que finaliza la tercera etapa, la economía coreana entra en crisis a pesar de que los resultados macroeconómicos en Corea del Sur eran buenos. No obstante, el sector financiero estaba cargado con préstamos no rentables, pues sus grandes corporaciones “Chaebols”, estaban financiando expansiones agresivas con la intención de competir con el resto

del mundo. La onerosa carga financiera se debió fundamentalmente a un exceso de desregulación que permitió que los Chaebols contratasen crédito entre grupos sin el debido respaldo. Hasta aquí el breve recuento de la experiencia surcoreana.

Algunas de las lecciones para México que pueden extraerse del modelo aplicado en Corea de Sur son: el diseño de políticas en favor del desarrollo económico con criterios económicos más que políticos; la consecución de los planes de desarrollo por largos periodos; el otorgamiento de recursos a los sectores objetivo en cada etapa sujeto a cumplimiento de compromisos; la perseverante inversión en investigación y desarrollo con una consecuente visión educativa como parte de esa inversión, y por último, el impulso de un sistema basado en el mérito con un gran respeto por el conocimiento.

En el lado opuesto de la experiencia surcoreana se ubica nuestro país. Con un proceso de industrialización basado en el mismo modelo de sustitución de importaciones, pero realizado de manera trunca. Con fuertes carencias en la etapa de sustitución compleja de las importaciones, toda vez que no han sido consolidadas las industrias clave que permiten una industrialización que genere bienes de mayor valor agregado; es decir, sin haber permitido el desarrollo de una industria de bienes de capital sólida y una industria química-petroquímica fuerte que transforme los hidrocarburos en derivados adecuados para las 150 ramas industriales que de ella se desprenden. De allí que, a pesar de que nuestro sector exportador se ha movido de las materias primas a la manufactura, su crecimiento impacta negativamente la balanza de pagos.

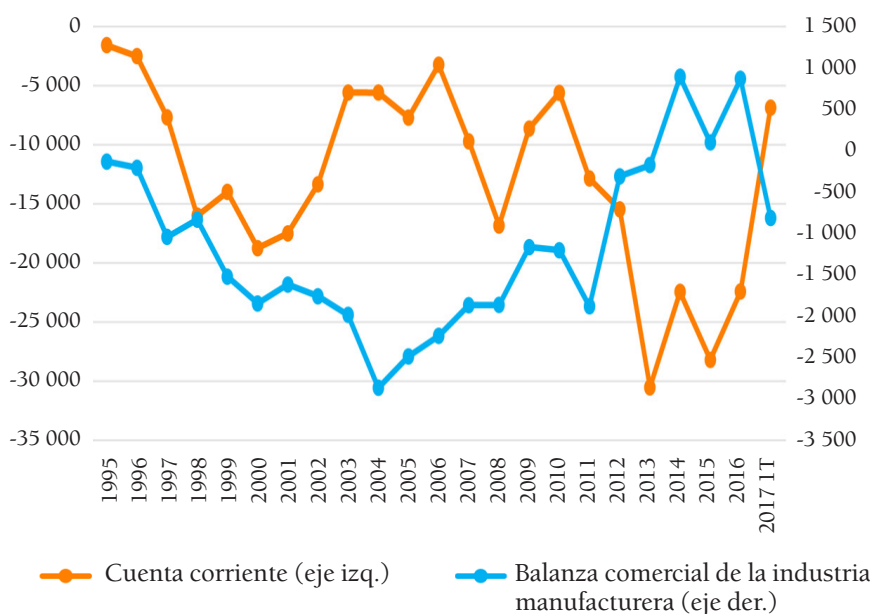
Lamentablemente, el mayor daño de este desarrollo poco consolidado se plasma en la carencia del sector exportador para constituirse en un elemento de arrastre al resto del aparato productivo, debido a la pérdida de los eslabonamientos productivos que permitirían influir positivamente en ramas industriales que hoy se han quedado atrasadas. Así pues, se observa que en etapas de alto crecimiento económico, el beneficio se concentra sólo en algunas regiones del país que han atraído a las industrias asociadas al sector externo.

El impacto de la pérdida de eslabonamientos en el crecimiento de la economía mexicana es bastante grave. Por un lado, está el alto costo de oportunidad que se manifiesta en un menor crecimiento económico al que podría alcanzarse. Por el otro, el fuerte efecto que ello tiene en la cuenta corriente. En el nuevo desarrollismo, desde la óptica de Bresser, la diferencia entre el superávit comercial y el saldo de la balanza industrial hace a la economía caer en “la enfermedad holandesa”: “[...] cuando existe, el equi-

librio corriente será más distante de la balanza industrial cuanto más ‘grave’ es la enfermedad holandesa” (Bresser, 2017).

Tal como se observa en la gráfica 1, existe una gran distancia entre la balanza comercial manufacturera y la total. La cuenta corriente profundiza su déficit en los años recientes, toda vez que la exportación de petróleo se reduce tanto en volumen como en valor. Para el mismo periodo, la balanza manufacturera mejora gracias al efecto que tienen las exportaciones de la industria automotriz.

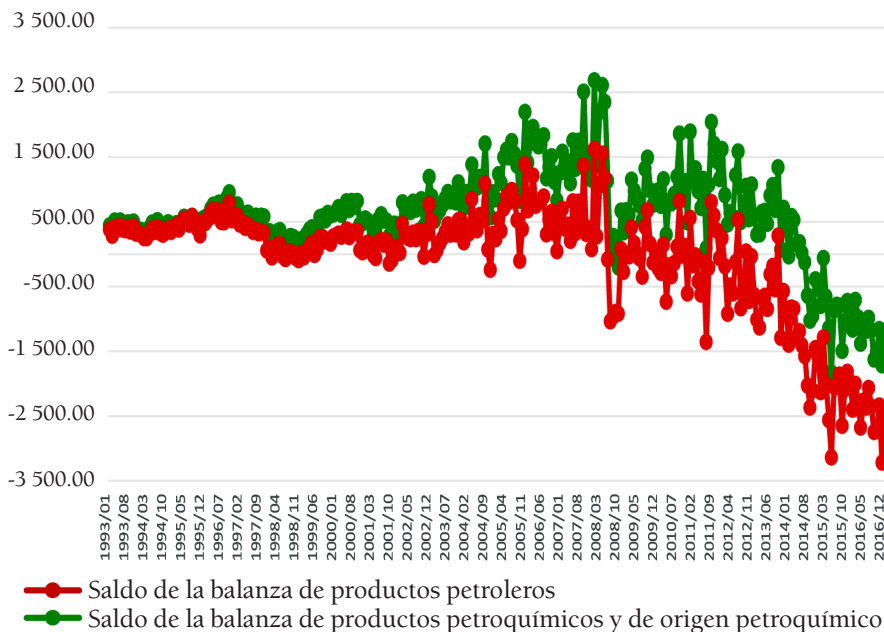
GRÁFICA 1  
ENFERMEDAD HOLANDESA. DESINTEGRACIÓN PRODUCTIVA



La balanza del complejo químico-petroquímico (CQP)<sup>1</sup> (véase la gráfica 2), es superavitaria de 1993 hasta enero de 1998, debido fundamentalmente al colchón que representó la exportación petrolera hasta 2014. Lamentablemente, la disminución en la producción petrolera, aunada a la disminución de su precio, se ha traducido en un déficit permanente no sólo provocado por la histórica dependencia de divisas del sector de transformación den-

<sup>1</sup> Se define como complejo químico-petroquímico al bloque productivo formado por las ramas industriales que inician en la extracción de hidrocarburos y terminan en la elaboración de productos petroquímicos secundarios, además de los combustibles; para mayor explicación sobre la conformación del complejo, véase Lifschitz y Zottele (1985).

GRÁFICA 2  
BALANZA DEL COMPLEJO QUÍMICO-PETROQUÍMICO  
(MILLONES DE DÓLARES)



tro del CQP, sino al incremento sin precedentes en la oferta importada de combustibles.

En la base de este fenómeno está la falta de inversión suficiente que permitiría al país desarrollar una sólida industria petroquímica. La petroquímica, al igual que la producción de combustibles derivados de los hidrocarburos, depende en su base productiva de la refinación. Esta actividad productiva se ha convertido en una barrera para el desarrollo de una economía que genere valor agregado desde los hidrocarburos, facilitando de esa manera el encadenamiento productivo de un gran número de ramas industriales, al menos 150.

Tal como se muestra en el cuadro 1, la industria manufacturera ha estado demandando productos del sector químico-petroquímico a tasas agigantadas, entre 8% y 12.7% anual en los últimos 25 años. En la balanza de productos manufacturados se encuentran clasificados productos relacionados con químicos orgánicos e inorgánicos, farmacéuticos, abonos, aceites esenciales y resinoides, etcétera; esta balanza cuantifica en los respectivos sectores los productos de origen petroquímico (textiles, plásticos y químicos). Los productos de la petroquímica, tales como cloruro de vinilo, hidro-

CUADRO 1  
BALANZA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA  
(IMPORTACIONES)

	TCMA 2016/1993	TCMA 2017/1993
Química	8.65	8.61
Derivados del petróleo	12.70	12.51
Petroquímica total	10.92	11.31
Productos de origen petroquímico	9.02	8.97
<i>Productos de origen petroquímico</i>		
Textiles	7.90	7.49
Plásticos	10.33	10.26
Químicos	8.34	8.36
<i>Balanza de productos petroquímicos</i>		
Importación total	9.92	9.99
Productos petroquímicos	10.92	11.31
Gas propano	15.54	14.01

FUENTE: elaboración propia con datos del INEGI.

carburos, polímeros de etileno, entre otros, se encuentran clasificados en la balanza de productos petroleros.

Por otra parte, para los productos de origen petroquímico se incluyen mercancías que ya sufrieron alguna transformación, en el caso del rubro de plástico se considera, por ejemplo: polímeros de estireno, polímeros de acetato de vinilo, poliamidas en formas primarias, resinas, etcétera. Para el rubro de químicos se tienen productos como ácido nítrico, ácidos sulfonítricos, ciclohexanol, metilciclohexanoles y dimetilciclohexanoles, éteres, entre otros.

Tal como se presenta en el cuadro 2, los siete productos con mayor tasa media de crecimiento anual dentro de las importaciones de productos petroleros son los combustibles. Los productos que siguen a estos siete son algunos insumos que se emplean en la elaboración de productos petroquímicos secundarios. Estas dos salidas de la industria tienen estrecha relación, toda vez que los precursores de ambos sectores son obtenidos a partir de la refinación de hidrocarburos. De allí que la falta de inversión en esa fase productiva esté provocando una alta dependencia de los combustibles importados con grandes efectos perniciosos en el aparato productivo, en general, por dos vías: el paro técnico de algunas industrias debido a la escasez de insumos, y el aumento en los costos debido a los efectos cambia-

CUADRO 2  
BALANZA DE PRODUCTOS PETROLEROS  
(IMPORTACIONES)

	TCMA 2016/1993	TCMA 2017/1993
Gasoil o diesel	93.76	82.97
Alquibenceno	75.73	64.82
Combustóleo	44.02	41.79
Turbosina	37.68	37.09
Naftas	29.24	27.24
Etilenglicol	16.46	16.66
Gasolina	13.60	12.44
Polímeros de cloruro de vinilo	13.17	12.83
Hidrocarburos cíclicos	12.26	13.78
Coque y betún de petróleo	11.94	12.22
Polipropileno	11.88	12.02
Aceites y grasas lubricantes	10.63	10.11
Polímeros de etileno	10.22	9.66
Hidrocarburos acíclicos	9.99	11.59
Gas LP	9.61	9.52
Productos de plástico y caucho	8.84	8.72
Vaselina y parafina	7.92	7.77
Cloruro de vinilo	7.73	9.26
Metanol alcohol metílico	5.54	8.82

FUENTE: elaboración propia con datos del INEGI.

rios. Ambos efectos podrían ser paliados al disminuir la dependencia de materias primas vitales que se originan en la refinación.

Estas breves evidencias de la condición del bloque químico-petroquímico nos permiten evidenciar el desarrollo trunco de la economía mexicana. En términos de las cinco fases de desarrollo de Cypher y Dietz, descritas anteriormente, la economía mexicana se ha quedado estancada en la tercera etapa sin poder dar el salto a la sustitución de importaciones compleja, toda vez que no cuenta con una industria petroquímica sólida, no produce bienes de capital, no genera bienes manufacturados con alta innovación tecnológica, no ha invertido suficientemente en capital humano, ya que su sistema educativo tiene grandes carencias en la formación científica y tecnológica. El nivel básico reporta de manera consistente malos resultados

en las áreas cuantitativas y de razonamiento lógico, lo que por consecuencia se traduce en poco acceso de los estudiantes a carreras universitarias orientadas a las ciencias exactas. En cambio, las carreras universitarias tradicionales están saturadas propiciando subempleo de sus egresados.

Sin petroquímica sólida, ni formación de recursos humanos en las áreas científico-tecnológicas es imposible saltar a la quinta etapa de desarrollo “exportación de bienes de alto valor agregado”, por lo que el desarrollo mexicano seguirá siendo “subóptimo” conforme a lo caracterizado en el esquema de Cypher y Dietz.

## CONCLUSIONES

Reiteradamente se menciona que México tiene un crecimiento económico mediocre y desigual entre los distintos sectores de la economía. Existen razones estructurales para ese desempeño. A pesar de que la apertura comercial empujó al sector productivo hacia una mejora forzada de sus procesos; lo cierto es que al no haber desarrollado profundamente sectores clave de la economía, tales como la generación de bienes de capital y el químico-petroquímico, lo que se observa es que el sector exportador no es capaz de trasladar su impacto positivo al conjunto de la economía. De allí que, aún en tiempos de bonanza del sector externo, una parte importante del sector industrial no recibe el impacto positivo que podría capitalizar el dinamismo exportador. Por otra parte, en el nivel regional se permea la disparidad en el crecimiento, puesto que se han desarrollado algunas partes del territorio nacional y otras se han alejado cada vez más de los estándares de vida de los sectores más beneficiados por su asociación con el exterior.

Una de las grandes carencias que la aplicación del modelo de sustitución de importaciones completo en la economía mexicana es la falta de desarrollo de las industrias pesadas (generadora de bienes de capital y química-petroquímica), así como la falta de formación del capital humano consistente con una nación que desea alcanzar altos estándares de desarrollo económico. A pesar de haber recorrido con cierto nivel de éxito las primeras fases de modelo, no se consolidó de manera que el país pudiera beneficiarse de un aparato industrial maduro.

La apertura comercial, aunque exitosa en algunos segmentos de la industria manufacturera, ha evidenciado cada vez con mayor fuerza las fuertes carencias en la provisión de insumos fundamentales para el desarrollo balanceado de las manufacturas de medio y alto valor agregado. De allí que se observa una presión creciente sobre la balanza comercial al tiempo que el sector exportador demanda insumos complejos.

Por otra parte, esta misma demanda de insumos al ser imposible para PEMEX suministrarlos por la falta de inversión en la fase de transformación de hidrocarburos, ha provocado que con mucha rapidez se pierdan buena parte de las cadenas productivas que hace dos décadas eran incipientes y que no lograron madurar por las carencias en infraestructura productiva. Así que hoy el aparato industrial presenta mayor dependencia del exterior que antes. Aparentemente, en el corto plazo, lo mejor es la compra de insumos complejos en el exterior porque por valor y calidad son más fácilmente de adquirir. Sin embargo, en el largo plazo impone una barrera mayor al desarrollo de las cadenas productivas que pueden dar fortaleza al aparato productivo, para situarlo en mejor condición hacia adelante. Sin visión de nación es imposible transformar esta economía.

Por otra parte, la miopía en el manejo de PEMEX la ha dejado en condición lamentable, tanto para la producción de hidrocarburos como para la generación de los derivados que la industria requiere, lo mismo petroquímicos como combustibles. La renta petrolera que los altos precios del oro negro pudieron financiar la infraestructura para la petroquímica fue dilapidada en gasto no productivo, por lo que ahora en el ciclo de precios bajos sin inversión para mantener la producción de petróleo y sin infraestructura para transformarlo, la balanza petrolera se vuelve deficitaria con el fuerte impacto negativo al sector industrial. Pero sobre todo imponiendo una barrera adicional para que la economía mexicana se transforme y acceda a un nivel de mejor desarrollo.

## BIBLIOGRAFÍA

- Bresser-Pereira, L.C. (2017), “La nueva teoría desarrollista: una síntesis”, en *ECONOMÍAunam*, vol. 14, núm. 40, enero-abril, México.
- Cypher, J.M. y J.L. Dietz (2004), *The Process of Economic Development*, Londres, Routledge.
- De Park, Chan-Kyong (2012), *Corée: Posco va indemniser les travailleurs forcés de l'occupation japonaise*, 3 de junio, AFP.
- Ranis, Gustav (1981), “Challenges and Opportunities Posed by Asia's Superexporters: Implications for Manufactured Exports from Latin America”, en Werner Baer y Malcolm Gillis(eds.), *Export Diversification and the New Protectionism: The Experience of Latin America*, Bureau of Economic and Business Research, University of Illinois at Urbana-Champaign.
- World Bank (1993), *The East Asian Miracle: Economic Growth and Public Policy*, Washington, World Bank.



CUARTA SECCIÓN

GENERACIÓN Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



# INDUSTRIA ELÉCTRICA: GENERACIÓN Y SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

JOSÉ LUIS APODACA VILLARREAL\*

## INTRODUCCIÓN

México debe planear su desarrollo a largo plazo en base a un modelo económico independiente con mayor crecimiento económico sostenido, participación amplia del mercado interno, mejoramiento del ingreso per cápita y de la distribución de la riqueza.<sup>1</sup> El desarrollo de la infraestructura básica nacional es crucial para atender el crecimiento económico sostenido, asegurando la disponibilidad confiable, eficaz e independiente de energéticos, principalmente combustibles y electricidad, a fin de cubrir la demanda derivada de una creciente producción de bienes y servicios.<sup>2</sup>

Desde hace muchas décadas ha existido capacidad técnica nacional para elaborar la planeación energética a largo plazo cumpliendo eficazmente con el suministro; anualmente se actualizan documentos oficiales con la perspectiva a diez o 15 años futuros para los hidrocarburos y electricidad. En los últimos 30 años esta planeación se ha enfocado a atender bajas tasas de crecimiento de la economía nacional; y después de la reforma energética

\* Observatorio Ciudadano de la Energía, A.C.

<sup>1</sup> La imperiosa necesidad es reducir la burocracia, la corrupción y la incapacidad en todos los niveles y órdenes de gobierno (Ejecutivo, Legislativo y Judicial), incluyendo su marcada tendencia a endeudarse a largo plazo; evitar la evasión fiscal, las prácticas monopólicas de las grandes empresas privadas nacionales y extranjeras, y disminuir las tasas de los créditos bancarios son algunas de las acciones que debemos realizar para disponer de recursos de inversión suficientes para modernizar al país y optimizar la educación, la salud y, en suma, la seguridad humana, como se muestra en esta colección de libros *México 2018-2024. Nueva estrategia de desarrollo*.

<sup>2</sup> El suministro de energía es crucial para asegurar el transporte eficiente de mercancías y de personas: urgente construir una red de ferrocarriles eléctricos rápidos en todo el país, especialmente desarrollar un corredor de transporte de carga internacional masivo en el Istmo de Tehuantepec (200 km), y también en el Transporte Colectivo Metro y redes complementarias de autobuses en las zonas metropolitanas con población mayor de un millón de habitantes.

de 2013, se pretende allanar el camino a la participación privada nacional y extranjera en la explotación de estos recursos. Es así como avanzamos vertiginosamente en convertirnos en una nación cada vez más dependiente con casi nulo desarrollo económico y social<sup>3</sup>.

¿Podremos aspirar proactivamente a retomar tasas sostenidas de crecimiento del PIB mayores del 7%, disminuir radicalmente la pobreza e incorporar a la mayor parte de la población a fuentes de trabajo bien remuneradas? Nos mostramos optimistas en que los mexicanos cambiaremos de rumbo para lograr un desarrollo económico acelerado y sostenido. En este artículo pretendemos presentar algunas iniciativas para lograr un desarrollo energético sustentable e independiente, especialmente en el subsector de electricidad, señalando algunas contradicciones del modelo energético actual y presentando propuestas para resolverlas.

## INDEPENDENCIA ENERGÉTICA

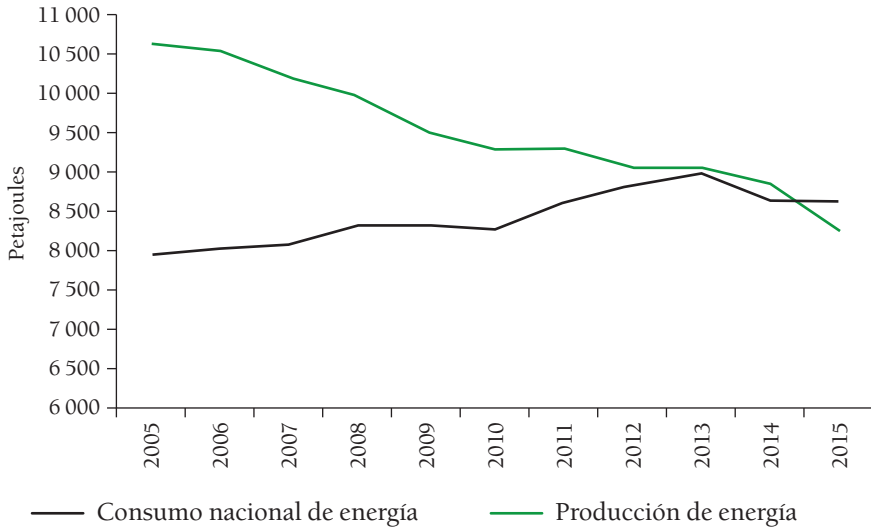
En el tema crucial de la independencia energética, la Secretaría de Energía (SENER) ha dado seguimiento al comportamiento del índice que correlaciona producción y consumo de energéticos (muy relevante para los países desarrollados, porque actualmente importan la mitad de la producción mundial de crudo transportada por buque). Sus resultados se muestran en las gráficas 1 y 2.

Como se ve, en una década se deterioró dramáticamente la independencia energética de México. Esto nos lleva a cuestionar: ¿para qué se exportó tanto crudo agotando aceleradamente las reservas nacionales de hidrocarburos?, y ¿por qué el producto de la venta se destinó al gasto y no a la inversión en infraestructura?,<sup>4</sup> ¿por qué no invertimos en desarrollar la industria petroquímica, que agrega más valor al crudo procesado? Pero también, ¿por qué seguimos importando petrolíferos con mucho valor agregado y exportamos crudo? La inversión en refinerías es altamente rentable y hemos pagado un diferencial respecto al precio del crudo de casi 30 dólares por barril

<sup>3</sup> La mitad de la población tiene algún grado de pobreza, una cuarta parte se encuentra en extrema pobreza, y más de diez millones viven en el país vecino del norte con seria amenaza de ser expatriados.

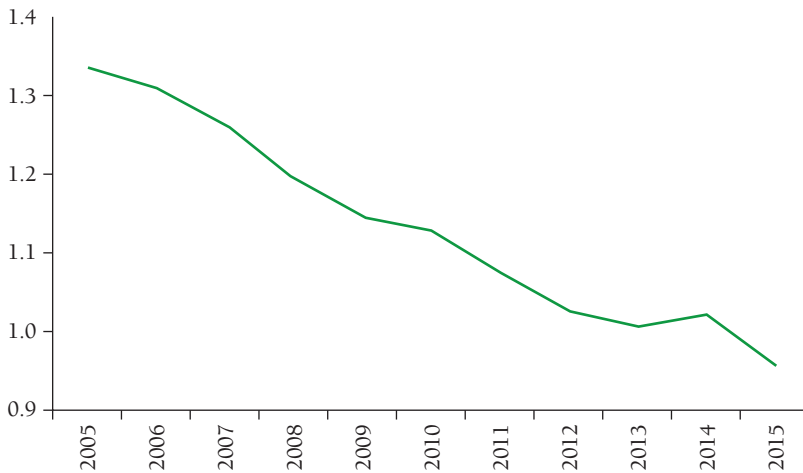
<sup>4</sup> En el periodo de 2000 a 2012, el gobierno federal aprovechó la producción barata de crudo, destinó todos los remanentes de Pemex a cubrir su gasto público, y así resolvió la baja recaudación impositiva en ISR e IVA (11% del PIB): se concretó el plan privatizador de la paraestatal contratándole deuda externa (a muy largo plazo e intereses altos) por 100 miles de millones de dólares (MMD), cubriendo con ella también los gastos de extracción de crudo, para exportar excedentes cuantiosos y agotar en pocos años nuestras reservas.

GRÁFICA 1  
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y EL CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA



FUENTE: Secretaría de Energía (2014), *Balance Nacional de Energía*, disponible en <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance\\_Nacional\\_de\\_Energ\\_a\\_2015\\_2\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015_2_.pdf)>.

GRÁFICA 2  
ÍNDICE DE INDEPENDENCIA ENERGÉTICA



FUENTE: Secretaría de Energía (2014), *Balance Nacional de Energía*, disponible en <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance\\_Nacional\\_de\\_Energ\\_a\\_2015\\_2\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015_2_.pdf)>.

de gasolina adquirido en Norteamérica (la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029 contempla continuar con este modelo típico de subdesarrollo y no incluye inversiones de PEMEX en nuevas refinerías).<sup>5</sup>

Es urgente recuperar la producción de las refinerías mexicanas, al menos a la lograda en el año 2013 de 1 457 MBD, representó más de 90% de eficiencia sobre la capacidad instalada. En el año 2016 se redujo la producción a 1 119 MBD (70%), equivalente esta disminución a la de una refinería grande; esto ha obligado a importar 338 MBD adicionales de gasolinas en el año, implicando una erogación extra en el año de 3 700 millones de dólares. ¿Por qué nunca asumieron, el director general de PEMEX, la responsabilidad de efficientar a muy corto plazo las refinerías mexicanas, y el gobierno federal la obligación de brindarle los recursos necesarios? Debieron explicar oportunamente las causas de esa caída en la producción. La Prospectiva del Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029 contempla un escenario de llegar a producir 1 600 MBD de gasolinas: intentan patéticamente lograr en varios lustros lo que debieron y pueden solucionar en un par de años.<sup>6</sup>

<sup>5</sup> En el sexenio anterior se planeó la construcción de la Refinería Bicentenario en Tula, se requería una inversión de 12 MMD para una capacidad de 300 miles de barriles diarios (MBD) de gasolinas. No medió ninguna explicación por suspender el proyecto que representaba un costo total de refinación de 18 dólares por barril, ya incluyendo la amortización de la inversión. Se ha continuado la importación de petrolíferos de Estados Unidos, y México perdió la oportunidad de realizar una inversión importante y sustentable en infraestructura, con reducción de costos, promotora del empleo y del crecimiento de la economía interna. Ahora, bajo el amparo de la reforma energética que abre la participación de las empresas privadas nacionales y extranjeras, se ha informado sobre la inversión en seis refinerías modulares con capacidad de producción de 60 MBD de petrolíferos y costo de inversión de 6 MMD cada una: el problema es que eleva el costo de refinación de gasolinas a casi 40 dólares por barril. Los mexicanos reclamamos proyectos competitivos que reflejen disminuciones sustentables del precio de la gasolina.

<sup>6</sup> La reforma energética de 2013 contempla la explotación de crudo por empresas privadas nacionales y extranjeras. La argumentación principal para este cambio a la Constitución fue que el gobierno carecía de recursos de inversión, fundamentalmente para explotar la muy cara extracción de crudo en aguas profundas (sin embargo, ahora están concesionando explotación en aguas someras y tierra). Debemos tener presente a manera de referencia, los costos medios de extracción de petróleo en tres opciones: 15 dólares por barril para producción en tierra y aguas someras; 50 dólares/barril para *fracking* (proceso irresponsablemente contaminante del medio ambiente); y 70 dólares/barril en aguas profundas. La SENER ha dado a conocer el inicio de la explotación de yacimientos en aguas someras (Zama 1 y América 3) e informan, obtendrá el gobierno federal una participación mayor del 85% de las utilidades de las empresas privadas. Los ciudadanos deberemos monitorear la producción diaria de esas explotaciones y verificar si el gobierno recibe la proporción contratada sobre la diferencia entre el precio internacional de crudo y el costo de producción: independientemente que ya se transfirió gratuitamente a las empresas privadas una parte del negocio muy rentable, ahora será necesario asegurar la honestidad de las entidades gubernamentales en su función de auditoría y de las empresas privadas al reportar costos reales, para rescatar alguna parte de la explotación de esta riqueza nacional. Si a manera de ejemplo consideramos un precio internacional de crudo de 50 dólares por barril,

En el ámbito de la producción de electricidad, desde el año 2000 el gobierno federal contrató en *outsourcing* a empresas extranjeras como Productores Independientes de Energía (PIE), pagándoles sus costos de inversión en la energía entregada, suministrándoles el gas natural y cubriendo los gastos de operación. Actualmente, la mitad del gas natural que se consume en México es para generar electricidad, con una tendencia muy enfocada a ciclos combinados de los PIE que ya están posicionados para participar en el recién implantado Mercado Mayorista de Electricidad (MME); otro 30% del total es consumido por el propio PEMEX. En 2016 se importó de Estados Unidos la mitad del gas natural consumido nacionalmente, y esta situación agrava aún más nuestra dependencia energética porque se utiliza para la generación nacional de electricidad.

En la planeación energética a largo plazo debe considerarse la relación de precios por unidad calorífica de cada combustible: en Norteamérica el precio por BTU de gas natural respecto de la gasolina tiende a mantenerse en una quinta parte. Si continuamos con la política energética actual, de generar la mayor parte con ciclos combinados: ¿qué sucederá con el precio de la electricidad en México, si el gas natural se vendiese a 15 dólares por millón de BTU, como ocurre en Asia? Se elevaría al 250 por ciento.<sup>7</sup>

La pretensión del actual presidente de Estados Unidos de gravar unilateralmente las importaciones de productos mexicanos representa una señal de alerta oportuna para planear nuestra independencia energética a corto plazo. ¿Qué le pasaría a México si nuestros vecinos deciden interrumpir el flujo de gasolinas y gas natural? Se pararía la economía nacional sin transporte y electricidad. Y, ¿si deciden subir el precio del gas natural un 400%, para equiparar con Europa? ¿Tenemos realmente 100% de independencia energética como lo afirma el gobierno federal? Es imprescindible lograr autosuficiencia en la refinación de petróleo y extracción de gas natural, reduciendo la exportación de crudo; y eliminar la importación de gasolinas y de gas natural: obtendríamos también un beneficio económico importante.

## SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Un sistema eléctrico de cualquier país comprende instalaciones de Generación (plantas eléctricas), Transmisión (líneas de voltaje igual o mayor de 220 KV

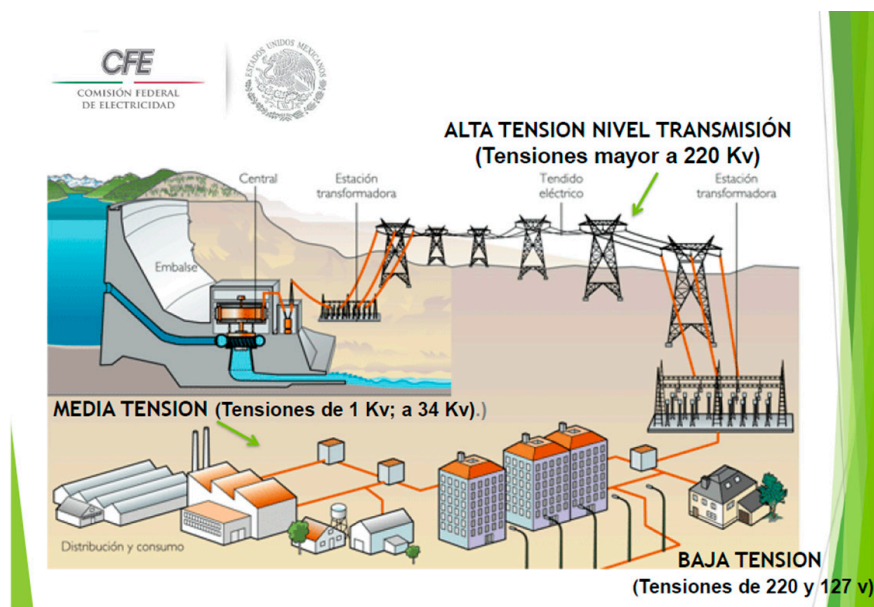
---

con 85% de participación de utilidades, se obtendría al menos 30 dólares por barril; y si el crudo alcanza un precio de 100 dólares, ¿logrará nuestro país una participación de 72 dólares por unidad, después de asignarles a ellos 13 dólares de ganancia?

<sup>7</sup> Si Estados Unidos generaliza la exportación de gas natural licuado a Europa, para sustituir el abastecimiento de Rusia, el precio del BTU alcanzará de inmediato 12 dólares.

y subestaciones para transportar energía) y Distribución (líneas de voltaje intermedio igual o menor de 34 KV y subestaciones para distribuir energía a todos los puntos de consumo). De manera simplificada se representa en la gráfica 3.<sup>8</sup>

GRÁFICA 3  
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



FUENTE: Presentación del Director de CFE Francisco Rojas Gutiérrez en noviembre de 2013.

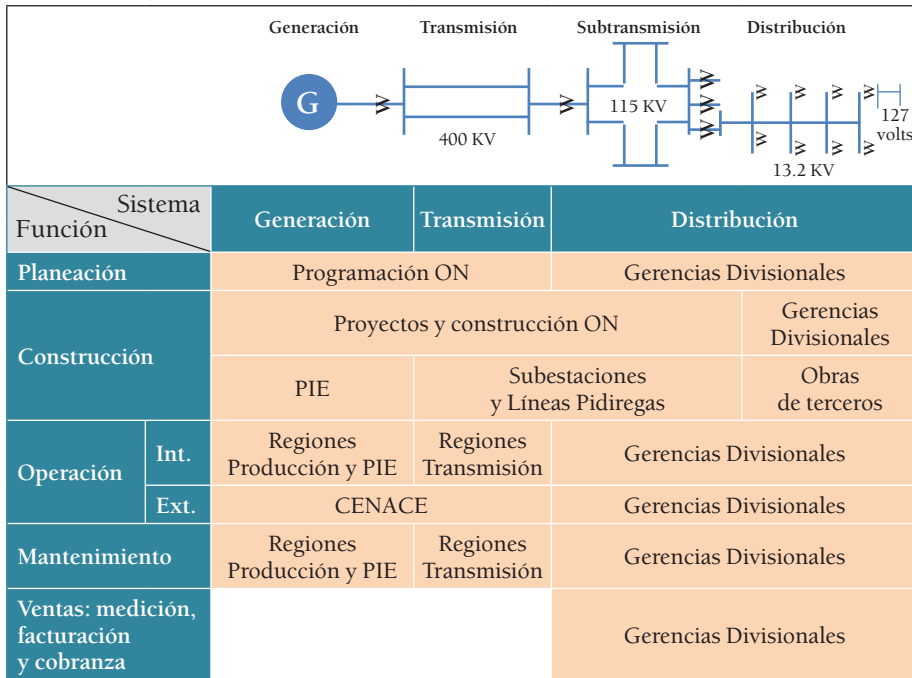
La organización de Comisión Federal de Electricidad anterior a la reforma energética que ha atendido la Generación, Transmisión y Distribución, y también las actividades de Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento, incluyendo la Comercialización de la Energía, se representa con el esquema de la gráfica 4:

Con esta organización Comisión Federal de Electricidad (CFE) durante más de 70 años logró integrar el sistema eléctrico nacional que comprende:

- 250 TWH de ventas anuales: con un 22% de la energía para mil empresas grandes; 37% para 300 mil empresas medianas; 25% para 33 millones de usuarios domésticos; y 16% para 4 millones de usuarios comerciales, agrícolas y de servicios.

<sup>8</sup> Tomada de una presentación de CFE.

GRÁFICA 4  
 MODELO DE COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD



FUENTE: elaborado por José Luis Apodaca Villareal.

- 352 miles de millones de pesos (MMP) producto de ventas anuales: con un 18% de la energía para mil empresas grandes; 41% para 300 mil empresas medianas; 19% para 33 millones de usuarios domésticos; y 22% para cuatro millones de usuarios comerciales, agrícolas y de servicios.
- 205 centrales eléctricas con 55 mil MW de capacidad instalada.
- 58 mil km de líneas de transmisión, 470 subestaciones de potencia y 190 mil MVA de capacidad;
- 800 mil km de líneas de distribución y 46 mil MVA de capacidad de subestaciones.

Para atender el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, las Áreas de Planeación (Dirección de Programación) y el CENACE, utilizaron Modelos de Computadora ampliamente probados para operar virtualmente el sistema de dos mil nodos a máxima y mínima carga, haciendo cientos de corridas acordes con un pronóstico de crecimiento de cada nodo a corto, mediano y largo plazo. Esto permitió modelar eficazmente la expansión del sistema eléc-

trico nacional complementado con un programa optimizado de obras e inversiones a largo plazo, para disponer de plantas, subestaciones y líneas, conforme se han requerido, con amplia participación de empresas privadas nacionales y extranjeras, en múltiples proyectos de inversión. Las redes de distribución son construidas por los propios fraccionadores y también los desarrollos habitacionales, comerciales e industriales, acordes con bases de diseño y normas establecidas por CFE; estas redes son operadas y mantenidas por las Divisiones de Distribución. Finalmente, cada usuario dispone de instalaciones interiores que permitan conectar sus diferentes cargas eléctricas, ya sean motores, dispositivos electrónicos o de iluminación, etc., implicando a su vez inversiones importantes: si nos referimos a una industria muy grande, sus instalaciones particulares comprenderían desde su subestación de 115 KV (sistema de distribución, arrancadores de motores, centros de carga y circuitos de baja tensión); un hogar muy modesto requerirá de su interruptor general, centro de carga y circuitos interiores. Todos ellos se hacen cargo de sus costos de inversión y operación, que también son importantes en el suministro de electricidad.

*Resultado en más de 70 años de existencia:* nunca ha faltado suministro de electricidad, y en el año 2016 CFE registró un ingreso de 352 MMP, un costo de operación de 210 MMP y un remanente de 142 MMP.<sup>9</sup>

La reforma energética de 2013 permite la participación directa de empresas privadas nacionales y extranjeras en la generación, transmisión y distribución de electricidad, incluyendo la comercialización. El CENACE ahora es la entidad responsable de operar el sistema eléctrico nacional en un Mercado Mayorista de Electricidad (MME); la CFE se reorganiza en nueve empresas productivas; la planeación del sistema eléctrico nacional es responsabilidad de la SENER; y la expansión de la generación dependerá de las fuerzas del mercado y libre competencia, con predominio de la escasez y una supuesta optimización de costos. Sus reglamentaciones, normas y procedimientos implican miles de cuartillas cuyo entendimiento representa todo un reto para profesionistas muy especializados en el tema. No deja de sorprender: ¿cómo los senadores y diputados federales que aprobaron esta reforma pudieron evaluar su bondad futura para todas las empresas y ciudadanos mexicanos?

Los consumidores finalmente evaluarán el éxito de la reforma energética verificando la evolución del precio medio anual total de los KWH facturados: habrán de incluirse precios marginales, horarios, cargo de potencia, cer-

<sup>9</sup> Comisión Federal de Electricidad (2016), *Reporte Anual*, disponible en <<http://www.cfe.gob.mx/inversionistas/informacionareguladores/Documents/Inform%20Anual/Informe%20Anual%202016%20CFE.pdf>>.

tificados de energía limpia, financieros de transmisión, etc. El nuevo modelo sustituye al despacho económico de generación utilizado antes por CFE (atendiendo la demanda variable de electricidad, iniciando con plantas de menor costo en la base, y las de mayor costo en periodos cortos), que concluía con un precio promedio optimizado sin dar margen a la especulación. Ahora con el MEM a los generadores —incluyendo CFE— se aplicarán costos marginales y a todos se les pagará con el costo caro del último participante.

#### COSTOS DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y DESPACHO ECONÓMICO DE PLANTAS

Si la reforma energética prometió menores precios de la electricidad, saber con cierta precisión los costos de los elementos del sistema eléctrico permite normar criterio para referencia y conocer el éxito de la misma. Considerando que el costo de inversión y operación más importante de un sistema eléctrico es la generación de la energía, las opciones actuales más competitivas son: ciclos combinados con gas natural; plantas convencionales de carbón; hidroeléctricas; nucleares; eólicas; generación fotovoltaica; y plantas convencionales ya amortizadas de CFE, con gas natural y con carbón (no debe usarse combustóleo porque es excesivamente caro).

Un aspecto interesante de las plantas generadoras es su larga vida con una expectativa mayor de 100 años en su cimentación, generador y auxiliares eléctricos; y para las turbinas y calderas pueden reemplazarse sus componentes periódicamente a bajo costo. Es así como en la Unión Americana operan con eficacia 300 mil megawatts de plantas de carbón, cuya vida media actual es de 60 años.

Los costos y características que determinan la selección del tipo de planta se indican en la tabla 1.<sup>10</sup>

Actualmente el gas natural tiende a ser más caro que el carbón, pero la inversión en ciclos combinados es menor que en plantas convencionales de carbón y ambas pueden operar más del 80% de las horas del año; la inversión en eólicas y fotovoltaicas no es excesivamente alta y además no gastan combustible, pero operan estacionalmente y pocas horas en el año (factor de planta de 35% y 21 %, respectivamente); las turbogas con diésel son muy caras y se usan por periodos muy cortos; las hidroeléctricas presentan la gran ventaja de almacenar energía y se usan para atender demandas pico durante periodos cortos, porque su factor de planta también es bajo.

<sup>10</sup> En algunos aspectos se toma como referencia el COPAR 2012, CFE.

TABLA 1  
 COSTOS Y PARÁMETROS MÁS RELEVANTES  
 PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

<i>Tipo de planta/costo</i>	<i>Inversión dólares/KW</i>	<i>Operación: combustible en dólares/ Mill BTU</i>	<i>Eficiencia %</i>	<i>Factor de planta (horas por año) %</i>
Ciclo combinado con gas natural	865.0	4.0	52.0	80.0
Convencional con carbón	1 977.0	3.1	39.0	80.0
Hidroeléctrica	1 523.0	0.0	100.0	16.0
Eólica	2 000.0	0.0	100.0	35.0
Fotovoltaica	1 200.0	0.0	100.0	21.0
Nuclear	5 445.0	0.5	34.0	80.0
Hidroeléctrica ya amortizada en CFE	0.0	0.0	100.0	16.0
Convencional con gas natural ya amortizada en CFE	0.0	4.0	39.0	80.0
Convencional con carbón ya amortizada en CFE	0.0	3.1	39.0	80.0
Turbogas con diesel	884.0	12.8	37.5	12.0

FUENTE: elaborada por José Luis Apodaca Villarreal en base a costos unitarios estándar de plantas generadoras.

Es importante tener presente las plantas convencionales e hidroeléctricas de CFE ya amortizadas, cuyos costos integrados para operar —ya sea como base o punta— son bastante competitivos.

El Despacho Económico de Generación significa en cada hora del día, darle prioridad a la planta con menores costos de producción, hasta donde lo permita la estabilidad en la operación de cada nodo en el sistema interconectado nacional.

Para comparar los costos de inversión, ya referido a la energía entregada por los diferentes tipos de plantas, es necesario calcular el factor de recupe-

ración anual (FR) de la inversión unitaria. Un FR = 0.1275, se obtiene de una vida útil de 25 años y una tasa de descuento de 12% anual. Después dividiremos ese costo anual entre los KWH generados en el año por cada KW instalado de planta, aplicando su factor de planta a las horas del año. A manera de ejemplo, el costo nivelado de inversión de una planta de ciclo combinado operando como base en 80% de las horas del año, sería:

$$(865 \text{ Dls.} \times 0.1275) / (8760 \text{ Hr} \times 0.8 \times 1 \text{ KW}) = 0.0157 \text{ Dls.} / \text{KWH}$$

El costo más importante de operación corresponde al combustible utilizado: se obtiene aplicando el precio unitario y la eficiencia para calcular las unidades térmicas (BTU) requeridas para generar cada KWH. Si consideramos las plantas base y las opciones más competitivas de energía renovable:

TABLA 2  
COSTOS DE INVERSIÓN Y COMBUSTIBLE POR KWH

<i>Tipo de planta/costo</i>	<i>Costo de inversión Dls./KWH</i>	<i>Costo de combustible Dls./KWH</i>	<i>Costo total Dls./KWH</i>
Ciclo combinado con gas natural	0.0157	0.0234	0.0391
Convencional con carbón	0.0360	0.0242	0.0601
Hidroeléctrica	0.1385	0.0000	0.1385
Eólica	0.0832	0.0000	0.0832
Fotovoltaica	0.1386	0.0000	0.1386
Nuclear	0.0991	0.0046	0.1036
Hidroeléctrica ya amortizada en CFE	0.0000	0.0000	0.0000
Convencional con gas natural ya amortizada en CFE	0.0000	0.0312	0.0312
Convencional con carbón ya amortizada en CFE	0.0000	0.0242	0.0242
Turbogas con diesel	0.1072	0.1038	0.2110

FUENTE: elaborada por José Luis Apodaca Villareal.

La tabla 2 muestra como opción más competitiva actual en plantas base a los ciclos combinados, para un precio del gas natural de 4 dólares por millón de BTU's. Las plantas renovables eólica y fotovoltaica tienden a ser 35%

más caras por la inversión; la estacionalidad del viento y el sol exigen generación de respaldo a costa de reducir en esta última su factor de planta. Las plantas nucleares también se consideran no contaminantes y resultan competitivas en sus costos finales.

Una característica muy relevante del sistema eléctrico nacional actual es que posee 16 mil megawatts en 127 unidades generadoras convencionales de vapor ya amortizadas y muy bien ubicadas en el sistema eléctrico nacional; son capaces de operar como plantas base con gas natural por otros 25 años, con un costo total ligeramente menor que los ciclos combinados más eficientes. Urgente suministrar gas natural a estas plantas y eliminar el combustible por su costo prohibitivo que además incidiría negativamente en los costos marginales, dando lugar a la especulación.

La mayor ventaja de las plantas ya amortizadas sería atender por varias décadas las demandas pico en pocas horas del día y durante todo el año, sin afectar a sus costos un bajo factor de planta anual, como lo haría con los ciclos combinados nuevos. En la tabla 3 se muestra la competitividad de estas plantas convencionales respecto de ciclos combinados, para un factor de planta de 33%; su costo total es del 50% respecto de los ciclos combinados (CC), y en las de carbón alcanza un 40 por ciento:

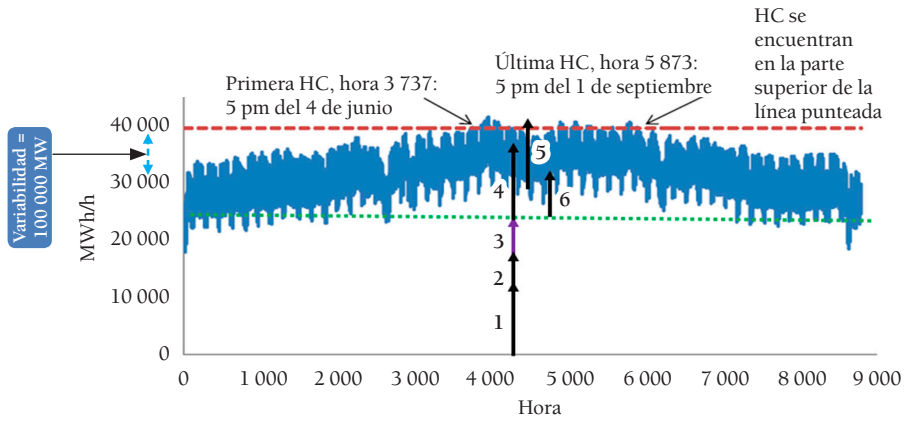
TABLA 3  
COMPETITIVIDAD DE PLANTAS CONVENCIONALES

<i>Tipo de planta/costo</i>	<i>Factor de planta (horas por año) %</i>	<i>Costo de inversión Dls./KWH</i>	<i>Costo de combustible Dls./KWH</i>	<i>Costo total Dls./KWH</i>
Ciclo combinado con gas natural	33.000	0.038	0.0234	0.0615
Convencional con gas natural ya amortizada en CFE	33.000	0.000	0.0312	0.0312
Convencional con carbón ya amortizada en CFE	33.000	0.000	0.0242	0.0242

FUENTE: elaborada por José Luis Apodaca Villarreal.

Hagamos un ejemplo de aplicación de despacho económico en base a la demanda máxima y mínima registrada diariamente en el sistema nacional durante el año 2016 (gráfica 5); podemos apreciar una demanda máxima maximorum de 42 GW y mínima base de 25 GW; la capacidad nacional total instalada en plantas generadoras es de 66 GW:

GRÁFICA 5  
HORAS CRÍTICAS EN 2016



Generador	GW	Ref.
PIE	14	1
Permisionario	11 (6)*	2
Carbón, nuclear, geo	7	3
Conv. CFE ya amortizada	13	4
Hidro	12	5
Resto	9	6
<b>Total</b>	<b>61</b>	

\* Capacidad efectiva

FUENTE: elaborada por José Luis Apodaca Villarreal sobre la gráfica obtenida del Acuerdo por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia Diario Oficial.

Esta gráfica muestra cómo para los meses de alta demanda, las plantas base más económicas aportan 27 GW suministrados por: PIE (14 GW); permisionarios (6 GW); y carbón-nuclear-geotérmica (7 GW). La parte faltante de la carga (15 GW) es meritoriamente repartida entre el resto de las plantas, cuya capacidad instalada es de 34 GW: las convencionales grandes ya amortizadas operan de “comodín” para respaldo (13 GW); las hidroeléctricas (12 GW) se administran en punta dependiendo de la disponibilidad de agua; y el resto de las plantas eólicas —solares— y de baja eficiencia (9 GW) se aprovechan en su disponibilidad estacional. Ya resuelto el suministro en la época de mayor demanda, las diferencias para cubrir los picos diarios durante el resto del año corresponden en su mayor parte a las convencionales ya amortizadas, incluyendo la estacionalidad incierta de las eólicas y solares; en nodos muy específicos de baja carga y con escasa interconexión al sistema nacional se usarán plantas pequeñas turbogas, incluso a diésel.

Los incrementos en demanda pronosticados en las próximas décadas serían atendidos mediante el crecimiento anual de plantas base: con este despacho económico de generación (DEG) se lograrían mínimos costos de inversión y de operación, y muy alta competitividad del sistema eléctrico nacional.

En los más de 70 años de existencia de CFE el DEG, operado por el CENACE, logró la optimización en el costo de producción del sistema eléctrico nacional y se beneficiaron con ello todos los usuarios. La reforma energética de 2013 implanta un mercado abierto de electricidad con participación privada en la generación que atiende la demanda horaria mediante costos marginales de operación basados en la escasez (a todos los participantes se les paga el costo de la última planta cara). Para inducir de mayor manera la escasez, planean retirar a corto plazo los 16 mil megawatts de plantas convencionales ya amortizadas (a los participantes en el MME, adicionalmente se les paga el costo de potencia y de otros servicios para cubrir su inversión en plantas).

Las inversiones consideradas en el sistema eléctrico nacional en el periodo 2017-2031 son de: 1.66 billones de pesos para generación (81%), 0.22 billones para transmisión (11%) y 0.17 billones para distribución (8%). Si se siguen aprovechando las plantas convencionales ya amortizadas de CFE, la inversión en generación podría ahorrar 0.25 billones de pesos, que se traducirían en disminución importante de los precios pagados por los usuarios finales.

#### DISMINUCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN AMBIENTAL Y CERTIFICADOS DE ENERGÍAS LIMPIAS (CELS)

Nuestro país se compromete a reducir radicalmente las emisiones contaminantes produciendo electricidad en su mayor proporción con ciclos combinados (CC) a base de gas natural, que inciden con la mitad del CO<sub>2</sub> respecto de una planta de carbón; obligadamente los consumidores de electricidad cada año incrementarán su proporción de consumo de energía limpia, comprándola a los inversionistas privados que instalarán fuentes renovables fundamentalmente de origen eólico y solar, aunque sus costos de producción sean actualmente mayores a los CC. Por otra parte, la Unión Americana continuará por varias décadas siendo el mayor productor de electricidad en el mundo con carbón, utilizando plantas amortizadas y altamente contaminantes.

Legalmente, los Certificados de Energías Limpias (CELS) son un instrumento para promover nuevas inversiones en energías limpias y permiten transformar en obligaciones individuales las metas nacionales de genera-

ción limpia de electricidad, supuestamente de forma eficaz y al menor costo para el país: el gobierno establece unilateralmente metas ambientales legalmente obligatorias; los inversionistas privados hacen negocio al instalar sus plantas de energía renovables y venderla a “precios competitivos” en subastas y a precios marginales (caros) en el MME; y los consumidores cubren obligadamente el precio. En síntesis, el monopolio público sin fines de lucro de CFE se convirtió por ley en un oligopolio privado protegido por un mercado de precios marginales en que predomina un principio de escasez.

Para el caso particular de los usuarios domésticos de alto consumo (tarifa DAC's), artificialmente el gobierno federal ha mantenido un precio de 20 centavos de dólar por KWH (el más alto en el mundo), que ha propiciado el mercado caro de celdas solares a un precio de dos mil dólares por KW instalado: es atractivo para el ciudadano mexicano de clase media alta, por ser rentable la inversión; sin embargo, el precio real de la energía doméstica DAC debiera ser la mitad, porque estos usuarios pagan la red de distribución que les alimenta en el costo de su lote de terreno, que cubre la infraestructura de servicios.

¿Qué impidió que la propia CFE invirtiera en plantas eólicas o celdas solares con mínimo costo para los usuarios? El potencial nacional de este recurso renovable es importante, y por mucho tiempo CFE ha generado electricidad cara con combustóleo, pudiendo haber invertido en generadores eólicos en la última década, amortizándose la inversión con el ahorro obtenido.

## EFICIENCIA EN EL USO NACIONAL DE LA ELECTRICIDAD

El sistema eléctrico mexicano suministra energía a 40 millones de consumidores grandes, medianos y pequeños; todos requieren invertir en un sistema eléctrico interior para convertir la electricidad en fuerza motriz, compresión, refrigeración, calefacción, ventilación, iluminación, bombeo de agua, comunicaciones, etc. Las redes de distribución de baja tensión y las instalaciones interiores de todos los usuarios, representan activos en el país del orden de billones de pesos. Y el uso eficiente de la energía es la mejor opción para reducir la contaminación y también los costos, porque se incrementa la producción de bienes y servicios por unidad de energía consumida. Por otra parte, la ciudad del futuro deberá ser sostenible, ecológicamente y eficiente en términos energéticos. Los sistemas eléctricos interiores de los 40 millones de usuarios son los que determinarán el mejor uso de la energía nacional y serán los protagonistas futuros de la revolución ecológica.

Surge como primera área de oportunidad dimensionar adecuadamente las instalaciones interiores de las empresas, porque es muy común que se utilice una tercera parte de la capacidad disponible en ellas, tanto en sub-estaciones como en los propios motores o dispositivos para conversión a otras formas de energía.

Pero también se presenta como otra área de oportunidad la eficiencia con que se realiza la conversión de la energía, para disminuir los costos en la operación cotidiana. Ilustremos con varios ejemplos de aplicación:

- En los centros comerciales o edificios muy grandes para regiones con climas extremos:

Los requerimientos de aire acondicionado implican un 60% de su consumo eléctrico total: ¿se diseña adecuadamente la envolvente del edificio en su aislamiento térmico y se evita la radiación directa? ¿Tiene el sistema hidrónico bombas de circulación de agua y ventiladores de las unidades manejadoras de aire, con motores adecuadamente dimensionados? Una buena ingeniería puede reducir los requerimientos de aire acondicionado a la mitad.

- En las empresas de producción de bienes:

Los motores eléctricos transforman la energía en: refrigeración de procesos; compresión de aire; ventilación; fuerza motriz para bandas transportadores y grúas; máquinas, herramientas y de corte láser; prensas hidráulicas; robots de soldadura; hornos de inducción; etc. Consumen más del 90% de la energía total de la planta. ¿Están adecuadamente dimensionados los motores? ¿Se utilizan variadores de velocidad para la conversión motriz en refrigeración, aire comprimido, ventilación y circulación de agua helada? Una buena ingeniería puede reducir los requerimientos de energía e inversión a la mitad; y buenas prácticas de operación pueden implicar una reducción en costos del 25 por ciento.

- Los 120 mil bombeos para riego agrícola existentes en México:

Tienen la gran ventaja de administrar su producción con independencia del agua de lluvia y así aprovechar estacionalmente la demanda y mayor precio de sus productos, incluso para exportación.

Se presentan áreas de oportunidad para llevar el consumo de energía y de agua a una tercera parte del actual: logrando un mínimo de 78% de eficiencia en la conversión motor-bomba de extracción; aplicar riego

tecnificado de aspersión o de goteo para reducir hasta un 85% el consumo de agua; y la producción agrícola puede incrementarse al doble. Impostergable establecer un balance de energía mediante mediciones confiables de consumo de electricidad, volumen extraído de agua y producción; el gobierno federal deberá convertir el subsidio actual a la ineficiencia, en un apoyo honesto y eficaz a las inversiones para eficientar la agricultura y lograr independencia alimentaria de nuestro país.

- En los usuarios domésticos ubicados en áreas con climas extremos del norte del país:

Independientemente del tamaño de la vivienda es atractivo construir placas y muros con aislamiento térmico, utilizar ventanas de doble cristal y evitar la radiación directa; también se pueden promover entornos de las casas con árboles nativos frondosos propiciando un microclima fresco; los equipos de aire acondicionado tipo minisplits con bomba de calor funcionan eficientemente para enfriamiento y calefacción. Todo esto conlleva a mejorar el confort y ahorrar más de la mitad de la energía; si además se instalan celdas solares en los techos puede significar generar al menos la energía requerida para aire acondicionado: en regiones medianamente secas del territorio nacional se requieren 64 M2 de losa en la azotea para generar 1 200 KWH al mes.

- Alumbrado público:

Los municipios deberán instalar a la mayor brevedad posible lámparas LED que consumen la cuarta parte de la electricidad que la mejor tecnología de focos ahorradores instalados hasta ahora. El costo de inversión de la lámpara es más alto, pero se usa el mismo poste e instalación eléctrica, y se amortizan en menos de dos años por su bajo consumo de energía y mayor vida útil. La excesiva tarifa 5, que sin justificación han pagado los municipios, deberá eliminarse y aplicarse el equivalente de la HM.

- Independientemente del tamaño del consumidor se presentan múltiples áreas de oportunidad:
  - ¿Se utilizan variadores de velocidad para regular los flujos de agua y aire? Pueden implicar reducción en costos de operación del 70 por ciento.

- ¿Se utilizan para la calefacción bombas de calor? Las resistencias eléctricas implican costo de operación tres veces mayores; la iluminación con LED es la mejor opción y debe generalizarse.
- ¿Cuánta capacidad de transformación se tiene y cuál es la relación con la demanda máxima medida en el año?
- ¿Los motores eléctricos están adecuadamente dimensionados?

En el aspecto de reducción de la contaminación ambiental, los estacionamientos abiertos y azoteas pueden disponer de paneles solares con capacidad para cumplir con la ley de energías limpias. La inversión tiende a amortizarse y se obtiene como ventaja adicional no utilizar las instalaciones del sistema eléctrico nacional, evitando esa inversión y sus pérdidas eléctricas.

#### SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL INTELIGENTES

Actualmente, la SENER, en su Programa de Redes Inteligentes, está mayormente enfocado al monitoreo y control automático del sistema nacional de suministro, propiciando amplia participación de las grandes empresas transnacionales. Sin embargo, las áreas de oportunidad están por el lado de la demanda de electricidad y promover la incursión de cientos de microempresas mexicanas: los avances en tecnología y reducción de costos determinan la factibilidad de dotar a los cientos de miles de empresas y viviendas ya descritos en párrafos anteriores, de sistemas de monitoreo y control aprendientes e inteligentes accesibles en tiempo real por internet, y estructurados de manera customizada para cada usuario sin importar si se trata de la vivienda modesta o la empresa productora de bienes más grande. El cerebro básico de cada sistema estará constituido por una P.C. de mínimo costo conectada a la red internet con plataformas similares a sistemas SCADA, y el teléfono celular será la interface más comúnmente utilizada:

- El monitoreo eléctrico será realizado por mediciones de KWH de las cargas mayores y la total suministrada por la red eléctrica, en un ambiente gráfico amigable capaz de integrar costos facturados parciales y de conjunto; comprenderá así mismo los parámetros eléctricos más importantes de potencia reactiva, voltaje, frecuencia, etc. De manera similar se integrarán sensores y medidores de muchos otros parámetros: temperatura, humedad relativa, CO<sub>2</sub>, presión, intensidad lumínica, flujos de agua, gas natural, materias primas y otros insumos; las cantidades consumidas serán complementadas con sus costos facturados.
- El complemento importante para el monitoreo en red es el sistema de control para operar y automatizar todos los dispositivos conectados

a los sistemas eléctricos, hidráulicos, iluminación, aire acondicionado, hidrónicos, riego, etc. La operación manual puede automatizarse para encender y apagar cronológicamente, atendiendo necesidades de cada usuario; pero también pueden incorporarse algoritmos de control para hacer inteligentes los sistemas, e integrarse PLC's con sus rutinas de automatización: ejemplo, el compresor de un equipo de aire acondicionado iniciará su operación cuando la temperatura ambiente en el área de enfriamiento sea superior al *set point* (temperatura deseada) ajustado; y saldrá de operación cuando la temperatura sea menor, pero también pueden agregarse criterios de ahorro y eficiencia. Lo mismo puede aplicarse a los sistemas de alumbrado, riego, tratamiento de agua y múltiples procesos de producción. Conforme van aplicándose los requerimientos de servicios de cada proceso de producción de servicios o bienes, el sistema aprendiente inicia su conversión a un sistema cada vez más inteligente, capaz de responder automáticamente y con acierto a condiciones cambiantes de la realidad.

- La importancia de estos sistemas inteligentes de monitoreo y control, es que adquieren la capacidad de administrar la demanda eléctrica conforme lo decide el usuario: consume la cantidad de electricidad que está dispuesto a pagar y con el grado de confort aceptable para él. En los procesos de producción de bienes y servicios de las grandes y medianas empresas, puede suceder lo mismo: optimización de procesos con el mínimo gasto de energía, respetando el rango de especificaciones reclamado por cada proceso.
- Las áreas de oportunidad no se agotan: los cientos de miles de usuarios que dispongan de sistemas inteligentes de administración de la demanda, pueden contratar con las empresas de suministro tarifas interrumpibles que resulten atractivas para ambos: Si en algún nodo del sistema eléctrico nacional se carece de suficiente capacidad de generación por alguna falla fortuita, de manera automática cientos de miles de usuarios estarían dispuestos a administrar su demanda, comprometidos con el CENACE y previendo anticipadamente disminución del confort o de su producción que estén dispuestos a aceptar: se abatirían de manera importante las interrupciones y se reducirían radicalmente los costos del sistema eléctrico nacional.
- Un sistema inteligente de bajo costo en una vivienda puede monitorear la generación solar y controlar el consumo de electricidad, agua y gas natural; administrar la demanda eléctrica, automatizando la iluminación, aire acondicionado y refrigeración; se extendería al riego de jardines y alarmas de seguridad; y detectar fugas de agua o gas natural, etcétera.

## CONFIABILIDAD Y ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Por muchas décadas, la CFE utilizó modelos de computadora ampliamente probados para realizar estudios de simulación de comportamiento del sistema eléctrico nacional de cada año y futuros bajo condiciones muy variables de carga, considerando las fallas en líneas y subestaciones más probables; incluyeron también las de baja probabilidad de ocurrencia, simulando fallas coincidentes de varios elementos del sistema. Se obtenía una coordinación de protecciones muy eficaz en base a estudios de estabilidad para precisar la reserva rodante requerida en generación; se aceptaba el incremento en los costos de operación para lograr una capacidad de respuesta ágil y cumplir con la máxima básica de confiabilidad: ante la falla en un elemento importante del sistema eléctrico nacional, solamente deberá aislarse ese elemento y un mínimo de cargas; previendo complementariamente la operación de relevadores de baja frecuencia que liberen las cargas requeridas y evitar salidas de áreas mayores del sistema, por falta de estabilidad; se aplica como práctica aceptable la apertura automática de los elementos contiguos al fallado, como respaldo de protecciones.

Es entendible que los casos a analizar pueden ser del orden de cientos: justificado por evitar los costos sociales que implica carecer de suministro de electricidad, en pérdidas en la producción de bienes y servicios, que son decenas de veces los correspondientes a la energía dejada de suministrar.

Resulta interesante citar un caso ocurrido recientemente: el 10 de septiembre de 2017 a las 17:30 hrs., se presentó una falla en la subestación de 115 KV San Jerónimo en Monterrey, Nuevo León, y causó que se interrumpieran los sistemas Noreste y Norte (afectando a Nuevo León, Coahuila, Tamaulipas y parte de Chihuahua), con una pérdida de carga estimada en 7 500 megawatts, relativamente baja por ser domingo de menor demanda industrial y temperatura ambiente relativamente baja menor de 30°C.

No se cumplió el principio básico selectivo de las protecciones: debieron aislar la falla los interruptores más próximos a la misma (todos los de S.E. San Jerónimo; o en su defecto los respaldos de las subestaciones vecinas: Plaza y Villa de García). El diagrama unifilar de la gráfica 6 ilustra la disposición de estas tres subestaciones:

Las protecciones no operaron correctamente: la falta de coordinación provocó pérdida de estabilidad y con ello salida de líneas de 400 KV y sus aportaciones de generación muy importantes (Río Escondido y Carbón II, además de CC de Río Bravo, con un total de 3 500 MW). El retraso en operación de relevadores de baja frecuencia causó la pérdida de la generación que se había mantenido en operación. Regresar a la normalidad implicó más de seis horas.

GRÁFICA 6<sup>11</sup>  
 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



FUENTE: Centro Nacional de Control de Energía, *Diagramas unifilares del Sistema Eléctrico Nacional (2016-2021)*, disponible en <<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202016-2021%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>>.

El giro de la reforma energética nacional para eliminar el servicio público de electricidad —permitiendo legalmente la participación amplia de empresas privadas en el suministro— obliga a que las cámaras de industria, las universidades e ingenieros ex-CFE, integren grupos ciudadanos sin fines de lucro para frecuentemente analizar con profundidad técnica las causas de fallas importantes en el sistema eléctrico nacional. Se propiciarían debates técnicos con el CENACE hasta lograr esclarecer a satisfacción lo realmente acontecido, dejando muy clara la responsabilidad de los funcionarios y aceptando como probables algunos accidentes o fallas por error humano, imposibles de evitar: nunca los fines de lucro de empresas privadas participantes en el MEM deberán estar por encima del interés de todos los ciudadanos y entidades productoras de bienes y servicios; la SENER deberá asegurar la accesibilidad a información actualizada a través de internet y el CENACE deberá cumplir con su obligación de informar con veracidad y precisión las causas reales de cada falla importante.

<sup>11</sup> Centro Nacional de Control de Energía, *Diagramas unifilares del Sistema Eléctrico Nacional (2016-2021)*, disponible en <<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202016-2021%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>>.

## TRANSPORTE DE CARGA Y PASAJEROS: MAYOR PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA COMO FUENTE PRIMARIA

El transporte nacional dispone actualmente de 30 millones de vehículos automotores de gasolina (96%) y diésel (4%); y es causante del 25% de la contaminación por CO<sub>2</sub>; de continuar la tendencia histórica observada en los últimos lustros, en los próximos 15 años se tendrán 40 millones de vehículos.

Urge a nivel nacional implantar a corto plazo soluciones prioritarias para congelar el crecimiento del parque vehicular, incrementar radicalmente la eficiencia en el transporte y reducir la contaminación: una red moderna de ferrocarril a lo largo y ancho del país; transporte colectivo tipo Metro en todas las ciudades y áreas metropolitanas con más de un millón de habitantes; ofrecer complementariamente sistemas de autobuses urbanos y trolebuses en rutas diseñadas adecuadamente; privilegiar el uso de vehículos individuales con rendimientos mayores de 15 km/litro; promover vehículos híbridos cuyo rendimiento en ciudad es aún mayor; y estimular el uso de vehículos totalmente eléctricos, abastecidos por celdas solares.

La modernización ferroviaria implica el uso de trenes eléctricos desde Cancún hasta Tijuana y el corredor de transporte de carga interoceánico en el Istmo: permitirán lograr eficiencia energética en el transporte de carga y de pasajeros, aprovechando además nuestra enorme riqueza cultural para promover el turismo nacional y extranjero.

Los vehículos híbridos, además de contar con motor pequeño de gasolina, utilizan motor-generador eléctrico para optimizar el frenado y arranque: aseguran un rendimiento en ciudad de 20 kilómetros por litro de gasolina. Los motores de autos completamente eléctricos son altamente sustentables si la energía proviene de celdas solares instaladas en el propio domicilio del propietario del vehículo; el sistema eléctrico nacional regresa por la noche la energía solar recibida durante el día y la red de distribución actual dispone de capacidad para alimentar la batería del vehículo durante la noche.

Los recursos de inversión necesarios para lograr una infraestructura moderna de transporte nacional, eficiente y ecológicamente sustentable, son muy cuantiosos. Pero tengamos presente que el presupuesto anual del gobierno federal es de cinco billones de pesos: ¿existirá la posibilidad de reducir gastos burocráticos en un 10%? Se considera factible y permitiría dedicar en los próximos 15 años, 7.5 billones de pesos para apuntalar la inversión privada y disponer de esta infraestructura de transporte. La evasión fiscal de las empresas podría erradicarse si también se compromete el gobierno a estimular el crecimiento de la economía nacional.

## CONCLUSIONES

Nuestro México reclama un proyecto económico de país independiente sin importar la tendencia ideológica del partido que gane las próximas elecciones. El crecimiento económico sostenido requiere de un suministro confiable, eficaz e independiente de energéticos, y de precios competitivos para cubrir la demanda creciente derivada de la producción de bienes y servicios. La reforma energética de 2013 apunta en sentido contrario porque cada vez se importan mayores volúmenes de gas natural y gasolinas, los beneficios de la explotación de los hidrocarburos nacionales y la electricidad serán para las empresas privadas mayormente extranjeras, y no hay previsión legal para limitar el incremento de los precios internos de estos energéticos; CFE ya no es responsable del servicio público de electricidad y ahora es una empresa productiva del gobierno para maximizar sus ganancias a costa de los consumidores nacionales.

El complejo proceso ya legalizado de pagar cada hora a todos los generadores participantes el precio de la unidad más cara, permitirá la especulación: los mexicanos deberemos impedir la salida de operación de 127 unidades generadoras en buen estado ya amortizadas (capaces de generar a bajo costo 16 mil megawatts con gas natural): eliminar esas plantas causaría escasez inducida para incrementar radicalmente los precios marginales (en el año 2000 en California, Estados Unidos, la empresa Enron provocó artificialmente en un mercado abierto mayorista recién implantado, precios de la electricidad exorbitantes y una deuda del gobierno estatal de varias decenas de miles de millones de dólares, al verse precisado a evitar daños mayores a los consumidores y a su economía interna estatal).

El compromiso del gobierno federal para reducir la contaminación ambiental con certificados de energía limpia (CEL), transfiere el costo a los consumidores de electricidad; su comercialización en el mercado spot incrementa las ganancias de las empresas extranjeras inversionistas en generación solar y eólica, y encarecerá aún más el precio de la electricidad en México (la Unión Americana continuará siendo el país más contaminante del mundo produciendo electricidad con su inmenso parque de plantas antiguas de carbón).

Si se diseñan y operan adecuadamente los sistemas eléctricos interiores de los 40 millones de usuarios pequeños y grandes, lograrían un mejor uso de la energía nacional y serían los protagonistas futuros de la revolución ecológica. Disponer complementariamente de sistemas de monitoreo y control aprendientes e inteligentes accesibles en tiempo real por internet, y estructurados de manera customizada para cada usuario, medirán continuamente la eficiencia de conversión de la energía: sería factible dar seguimiento al

cumplimiento de indicadores ecológicos ciudadanos establecidos con carácter de ley.

La supervivencia ecológica de la humanidad a mediano plazo exige prescindir de automóviles de combustión interna, y para lograr una reducción importante México requiere de una red moderna de ferrocarril eléctrico para pasajeros y carga; transporte colectivo tipo Metro con su complemento de autobuses urbanos y trolebuses, en las quince áreas urbanas de mayor densidad; durante las próximas dos décadas de transición, será necesario privilegiar el uso de vehículos de mayor rendimiento e híbridos; y estimular el uso de vehículos totalmente eléctricos, abastecidos por celdas solares.

Los mexicanos debemos exigir al gobierno una reducción en gasto de 10% del presupuesto federal disminuyendo radicalmente su burocracia: si se destina anualmente medio billón de pesos para invertir en la infraestructura nacional de transporte, habremos sentado las bases de crecimiento económico independiente de México. La evasión fiscal de las empresas podría erradicarse, ante el compromiso del gobierno a estimular el crecimiento de la economía nacional.

Si la reforma energética es contraria a los intereses nacionales, permite la especulación e incrementa la dependencia del extranjero en el suministro de hidrocarburos y electricidad: ¿no será buen momento de revertirla?

## BIBLIOGRAFÍA

- Centro Nacional de Control de Energía, *Diagramas unifilares del Sistema Eléctrico Nacional (2016-2021)*, disponible en <<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202016-2021%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>>.
- Comisión Federal de Electricidad (2016), *Reporte Anual*, disponible en <<http://www.cfe.gob.mx/inversionistas/informacionareguladores/Documents/Inform%20Anual/Informe%20Anual%202016%20CFE.pdf>>.
- Secretaría de Energía (2014), *Balance Nacional de Energía*, disponible en <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance\\_Nacional\\_de\\_Energ\\_a\\_2015\\_\\_2\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015__2_.pdf)>.
- Secretaría de Energía (2017-2031), *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*, disponible en <<http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>>.
- Secretaría de Energía (2015-2029), *Prospectiva del sector Eléctrico*, disponible en <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva\\_del\\_Sector\\_Electrico.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf)>.

Secretaría de Energía (2016-2030), *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos*, disponible en <[http://www.olade.org/realc/docs/doc\\_103522\\_20170501101247.pdf](http://www.olade.org/realc/docs/doc_103522_20170501101247.pdf)>.

## MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA\*

JOSÉ ANTONIO ROJAS NIETO\*\*

### LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA

Fuentes oficiales nacionales (Balance Nacional de Energía) o internacionales (Balances de la Agencia Internacional de Energía de la OECD, Anuario de British Petroleum) indican que para nuestra vida cotidiana requerimos energía primaria equivalente a casi 4.0 millones de barriles de petróleo al día (MBPED). El mundo requiere poco más de 270 MBPED. De ahí se derivan las formas de energía secundaria, así como parte de la primaria y la secundaria, la energía final que se consume. Finalmente, las diferentes formas de energía útil.

Para reflexionar un poco sobre el llamado mercado eléctrico mayorista y su evolución reciente en México, debemos recurrir a las fuentes internacionales de información que dan a conocer esos requerimientos de energía en el mundo y en todos los países; esto nos permite comparaciones útiles. Cuando se requiera nos detendremos en las diferencias entre ellas, pero la reflexión global sobre estructuras y tendencias es similarmente válida. De esos casi cuatro millones de barriles de petróleo crudo equivalente que se consumen en México cotidianamente, poco más del 90% proviene de fuentes fósiles y contaminantes (93%). Sólo 7% es energía oficialmente llamada limpia: con muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero o sin ellas.

En el México de hoy esas emisiones se representan en poco más de 470 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Además, actualmente sólo cerca del 6% de la energía primaria total proviene de fuentes renovables: aprovecha-

\* Este trabajo ha sido elaborado en el marco de un proyecto de investigación conjunto de la Facultad de Economía y el Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM con el investigador Carlos Morera Camacho.

\*\* Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México.

miento hidráulico, eólico y solar para generar electricidad. Una electricidad producida mayoritariamente por fósiles, que en conjunto sólo satisface cerca de la quinta parte de la energía final necesaria, y de ella proviene parte de la energía útil, de acuerdo a equipos y procesos correspondientes. Nuestro brillante profesor Jacinto Viqueira, de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, decía que nadie utiliza electricidad, sino la consume. Lo que utiliza son las formas de energía que su consumo permite: iluminación, calor de proceso, fuerza motriz, transporte de personas y mercancías, cocción de alimentos, calentamiento de agua, refrigeración, calefacción, entre otras. Y enseguida nos interrogaba y cuestionaba: “¿qué es más eficiente y más barato, calentar agua en la estufa de gas licuado de petróleo o, alternativa-mente, en estufa de gas natural, estufa de leña, con resistencia eléctrica, en horno de microondas, en horno solar, en estufa de carbón o en estufa de queroseno, el llamado tradicionalmente petróleo diáfano?”. Y puntualizaba: “es una pregunta básica de la relación economía, energía, contaminación y sustentabilidad”. Sin duda.

Reflexionemos un poco sobre algunos señalamientos básicos orientados a identificar el comportamiento de la nueva industria eléctrica: la del dramático proceso de reestructuración; la de la nueva arquitectura institucional; y, sobre todo, la de las fases (generación y comercialización) sometidas a los mecanismos ideales de libre competencia; las fases de planeación, control, transmisión y distribución inscritas en procesos regulatorios, “herencias” de la anterior Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), así como la subsistencia (legado, le llaman oficialmente) de permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción.

Hay números básicos que conviene recordar. La cuarta parte de la energía primaria se destina a producir electricidad. La eficiencia del proceso sólo permite —como lo comenté un poco antes— que la electricidad sólo atienda cerca del 18% de la energía final necesaria en México. En países como Francia —con transporte muy electrificado—, la participación del fluido eléctrico en el consumo final alcanza 25% o más. ¡Envidiable! Pues bien, según datos oficiales, en México, en el año de 2017 se produjeron 329 Teravatios-hora (TWh, o sea miles de millones de kilovatios-hora, kWh) de electricidad. El llamado consumo bruto nacional incluye energía que ingresa a las redes nacionales de transmisión y distribución, y energía que no ingresa, es decir, la generada por autoabastecedores que la consumen directamente. El 79% del consumo bruto nacional provino de las llamadas fuentes convencionales que utilizan combustibles fósiles. La tecnología del ciclo combinado (gas natural) fue mayoritaria con el 50%. El 29% restante de otros fósiles (combustóleo y carbón). Apenas 21% (69TWh) fue producido por fuentes llamadas limpias. Sólo 16% (52TWh) de las oficialmente

renovables: hidroeléctrica (32TWh), eólica (11TWh), geotérmica (6TWh), bioenergía (2TWh) y generación distribuida y solar (1TWh). El 5% restante de las limpias provino de no renovables: como la nuclear (11TWh) y la co-generación eficiente (7TWh) (véase tabla 1).

TABLA 1  
GENERACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017

<i>Tecnología</i>	<i>Generación 2017</i>	<i>Estructura (%)</i>
Convencional	259 766	78.90
Ciclo combinado	165 245	50.20
Termoeléctrica convencional	42 780	13.00
Carboeléctrica	30 557	9.30
Turbogas	12 849	3.90
Combustión interna	4 006	1.20
Lecho Fluidizo	4 329	1.30
<b>Limpia</b>	<b>69 397</b>	<b>21.10</b>
<i>Renovable</i>	51 578	15.70
Hidroeléctrica	31 848	9.70
Eólica	10 620	3.20
Geotérmica	6 041	1.80
Solar	344	0.10
Bioenergía	1 884	0.60
Generación Distribuida (GD)	760	0.20
FIRCO	82	0.00
<i>Otras</i>	17 818	5.40
Nucleoeléctrica	10 883	3.30
Cogeneración eficiente	6 932	2.10
Frenos regenerativos	4	0.00
<b>Total</b>	<b>329 162</b>	<b>100.00</b>

FUENTE: elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

¿Cuánta de esta electricidad se entregó a las redes de transmisión o distribución? ¿Y cuánta, a su vez, entró en el juego del mercado eléctrico mayorista? Veamos los números oficiales al respecto (Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico 2018-2032 de la Secretaría de Energía). A las redes (básicamente de Transmisión y algo de Distribución) ingresaron 310 TWh, una vez realizado el balance exportaciones-importaciones, equivalen al 94% de la producción. El restante 6% “no fue visto” por estas redes. La generaron autoabastecedores que la consumieron directamente. Y bien, ¿cuánta energía eléctrica ingresó formalmente al mercado mayorista? Solamente 270 TWh, si restamos la producción de los permisionarios tradicionales de la LSPEE para su consumo propio o envió a sus asociados. El Décimo Transitorio de la nueva Ley de la Industria Eléctrica (LIE) señala que estos permisionarios pueden seguir en el antiguo régimen legal, incluida su bajísima cuota de transmisión. Podrían cambiar al nuevo régimen y por una única ocasión regresar al anterior. Aquí es necesaria una precisión: de los 270 TWh sujetos a las nuevas reglas del mercado, la Comisión Federal de Electricidad, a través de sus siete generadoras, entregó 170 TWh. Los productores independientes de electricidad entregaron a la CFE casi 89 TWh. Los entregó al MEM. Finalmente, se estima que cerca de 6 TWh son de los nuevos generadores participantes del mercado. Un total de 62 registrados al 31 de julio del 2018: 7 de CFE y 55 diferentes, cuyo comportamiento nos proponemos describir aquí. Se trata de proporcionar la energía necesaria y de atender una demanda máxima que en junio pasado alcanzó 45 017 megavatios (MWh) en el Sistema Interconectado Nacional (43 319 megavatios en 2017 y 40 816 en 2016). Podemos afirmar que muy probablemente experimenten moderado dinamismo los próximos años, para lo cual hay que tener la capacidad instalada en orden para no fallar en su atención.

#### NOTAS SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Abordemos el mercado eléctrico mayorista. Veamos un poco su marco legal y luego analizar la relación ingresos-egresos implicada en su operación, tanto en el caso del funcionamiento tradicional de la empresa pública integrada, como en el nuevo entorno competitivo. Es un punto muy delicado. Primero porque tradicionalmente los ingresos no han alcanzado a los egresos. Visiones superficiales aluden a costos excesivos derivados de la empresa pública, a contratos colectivos caros y a ineficiencias. El asunto no es tan simple. Tiene que ver con el marco en el que se determinan los precios, no

sólo del trabajo —para usar esta inexacta expresión tradicional— sino de combustibles, equipos, materiales, e incluso, dinero. Hoy adentrémonos un poco en el funcionamiento del mercado para permitir el análisis posterior desde esa nueva arquitectura institucional. Según la Ley de la Industria Eléctrica (LIE de agosto del 2014), en el mercado eléctrico mayorista (mercado), los generadores, los comercializadores y los llamados usuarios calificados participantes del mercado realizan compras y ventas de energía eléctrica, asimismo de los servicios conexos que garantizan calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad en el Sistema Eléctrico Nacional. ¿Cuáles? Básicamente reservas operativas y reserva rodante, regulación de frecuencia y de voltaje, y arranque de emergencia, pero también comercialización de potencia y productos que permiten satisfacer la demanda eléctrica. Asimismo, de los productos anteriores vía importación o exportación. Similarmente de los llamados derechos financieros de transmisión que representan derechos y obligaciones de recibir o pagar un monto derivado de la diferencia de los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales (PML) en dos nodos del sistema. De Certificados de Energías Limpias (CELs), otorgados a generadoras limpias que los comercializan para que los centros de carga cumplan los requisitos asociados a las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de su consumo. La LIE indica, asimismo, que en el mercado hay comercialización de otros productos, derechos de cobro y penalizaciones necesarios para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico. En esa misma LIE se indica que ese mercado se rige por las llamadas reglas del mercado, las cuales se desdoblán en dos: las bases del mercado y las disposiciones operativas. Las primeras reglas del mercado las emitió la Secretaría de Energía, en adelante será la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la que las revise y las emita de nuevo, de ser el caso. Las vigentes contienen las disposiciones de mayor jerarquía dentro de las reglas del mercado. Fueron publicadas en septiembre del 2015. Por su parte, las disposiciones operativas son documentos que definen los procesos operativos (de funcionamiento cotidiano) del mercado. Comprenden jerárquicamente tres instrumentos: 1) manuales de prácticas con principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para administrar, operar y planear el mercado. Ya hay 14: subastas de diferentes tipos, cuentas y facturación, garantías, controversias, contratos, mercado de energía a corto plazo, sistemas de información, participantes del mercado, asignación de derechos de transmisión de legados, balance de potencia, generadoras “pequeñas”, transacciones bilaterales, contratos de cobertura; 2) guías operativas con fórmulas y procedimientos que, por su complejidad y especificidad, se contienen en documentos diferentes a los manuales y de las cuales sólo se ha publicado la de la Cámara de Compensación de Con-

tratos y Subastas de Largo Plazo; 3) finalmente, criterios y procedimientos de operación con especificaciones, notas técnicas y criterios operativos necesarios para implantar bases, manuales y guías operativas en el diseño del software o en la operación diaria, como el de operación de la consola de pagos del mercado.

No hace falta subrayar la severa complejidad involucrada en la coordinación y operación del mercado y la gran responsabilidad del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que lo opera. Lo cierto es que día tras día y hora tras hora, el CENACE debe recibir la energía producida por los generadores y verificar qué se comercializa y se entrega a los suministradores —básicos y calificados— quienes, a su vez, la entregan a los usuarios finales. En algunos casos a usuarios calificados que participan directamente en el mercado, conforme lo permite la LIE. Asimismo, el CENACE debe “hacer bien las cuentas”, eléctricas y financieras, a través de los procesos de liquidación. En realidad eso se ha hecho desde hace mucho y sin reforma energética, y se ha hecho bien. La diferencia hoy es que las fases de generación y comercialización se realizan en un marco de competencia donde hay muchos participantes, y se cree —sí, se cree— que se hará mejor, incluso con comercializadores dedicados a la especulación. Es importante mencionar que este proceso técnicamente especificado, es el sustento de un balance de ingresos y egresos “eléctricos”, objeto tradicional de análisis y debate. ¿A qué me refiero? A lo que tradicionalmente se ha indicado en los informes presidenciales en el rubro “Relación precio-costos de la Industria Eléctrica”. Se comparan los volúmenes de ingresos y egresos. Los primeros derivados —según se indica en los estados financieros públicos— de las ventas de electricidad. Los segundos del pago de remuneraciones, combustibles, fuerza comprada, materiales de operación y mantenimiento, impuestos y derechos, obligaciones laborales, depreciación de equipos y (finalmente), gastos financieros y pérdidas cambiarias netas. A manera de ejemplo, recordemos el balance oficial del 2015: ingresos por 305 mil millones de pesos y egresos por 423 mil. Es decir, 118 mil millones de insuficiencia, llamémosla así. Aquí, por cierto, se incorpora una transferencia gubernamental por 30 mil millones a cuenta del subsidio a consumidores. Sólo una parte del subsidio. Si no la consideráramos, la insuficiencia hubiera sido de 148 mil millones. No siempre hubo transferencias. ¿Qué pasaba entonces? Será necesario detallar este análisis de frente al funcionamiento del mercado. Descubriremos que el asunto de la insuficiencia, con todo y reforma energética, no está resuelto y que debe ser resuelto a la brevedad, de frente a muchos compromisos que ya tiene hoy esta noble industria, tradicionalmente de servicio público.

## ASPECTOS RELEVANTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Nunca olvidemos que es un mecanismo técnico y económico complejo. En parte —recuerdan especialistas— porque la electricidad no puede almacenarse. Pilas y almacenamiento o re-bombeo de agua no resuelven el asunto de fondo. También porque cuando es enviada por redes —equivalentes a tuberías de agua o autopistas para vehículos— no sigue una única ruta, en ocasiones hay “caminos” congestionados que obligan a cambiar de ruta. Finalmente —para sólo indicar un tercer aspecto de la complejidad de lo eléctrico—, porque su “entrega” al mercado mayorista exige una supervisión técnica muy delicada para que el suministro se realice con seguridad y confiabilidad. Pero también muy honesta por parte de operadores y participantes del mercado. Es cierto —lo sometió a debate en su momento Tomás de Aquino en sus “questio” 77—, que es legítimo como vendedor o comprador reclamar un beneficio en las transacciones humanas, pero siempre en el marco de una mutua satisfacción, derivada de un precio justo. ¿De dónde sale el beneficio? ¿De vender o comprar por encima o por debajo del valor? ¿Se imagina usted llevar esta delicada pregunta —cuya repuesta empezó a profundizarse en el pensamiento económico clásico— al terreno de la electricidad? ¿Cuál es el precio justo de la electricidad? ¿Y en cada hora, dado que no hay almacenamiento? Los fisiócratas aportaron la idea de la fertilidad de los recursos naturales y su producto neto. La maduración teórica clásica vino con la teoría del valor de Adam Smith y la teoría de la renta de David Ricardo. Y por si esto fuera poco, la tesis marxista de que el beneficio es apropiación de un excedente derivado de trabajo no pagado, hace más complejo y controversial el asunto. ¿Beneficios, rentas y plusvalor en el mercado eléctrico? ¡A la complejidad técnica agreguemos la económica! Y si no me creen, basta introducirse al debate sobre lo que nuestra Ley de la Industria Eléctrica resuelve con una aparente simplicidad. A leer y releer los artículos 3 y 96. El mercado eléctrico mayorista (el mecanismo técnico y económico y social, agregado) es donde los participantes del mercado (generadores, comercializadores suministradores, comercializadores no suministradores y usuarios calificados) podrán realizar transacciones de: 1) energía eléctrica; 2) servicios conexos (reservas, regulación de frecuencia y de voltaje, entre otros); 3) potencia u otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica; 4) los anteriores productos vía importación o exportación; 5) derechos financieros de transmisión; 6) certificados de energías limpias; 7) otros requeridos. No sólo se realizan transacciones de energía eléctrica y servicios conexos, también de potencia u otro mecanismo que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer demanda. Se trata (según las bases del mercado) del com-

promiso para mantener capacidad instalada de generación y ofrecerla al mercado de energía de corto plazo durante un periodo dado. Se ofrece, por cierto, por los generadores y se adquiere por entidades responsables de carga (suministradores básicos y de servicios calificados o de último recurso, usuarios calificados participantes del mercado y generadores de intermediación) a fin de cumplir sus obligaciones. Otros mercados no ofrecen transacciones de potencia. Diversos especialistas internacionales señalan múltiples condiciones para que el mercado de potencia opere bien, pero hay debate intenso al respecto. En parte porque al recibir un pago por energía vinculado a los Precios Marginales Locales (PML), los generadores recuperan todos los costos asociados a su operación y a sus inversiones. ¡No es la opinión general! Es cierto que al recibir el PML —generadores cuyo costo de operación y mantenimiento es muy bajo (al menos menor al PML), o es cero o casi cero (eólicas y las solares)— reciben una “renta”. En principio debería permitirles recuperar sus otros costos. Si el PML, por lo demás, está vinculado a combustibles caros y a tecnologías de baja eficiencia, la renta es mayor. Así, en el caso de diésel o combustóleo —relativamente caros en estos momentos— o tecnologías de baja eficiencia —turbogas o combustión interna, por ejemplo—, las rentas pueden ser altas. Y un pago extra por comprometerse a ofrecer potencia —como indican las bases del mercado— se suma a esa renta. En medios de análisis de los mercados se indica como *doble pago*. Esto, sin duda, exige mayor profundización. Lo presento brevemente para indicar que en las cuentas globales de la operación eléctrica actual en México, los usuarios finales deben pagar todo lo que exige este tipo de operación y control del mercado eléctrico, donde obtención de rentas y pago de potencia están sumados. ¿De qué manera y en qué montos? Faltan algunos elementos por definirse para conocerlos. Entre ellos lo que se pagará a las diferentes empresas implicadas en lo que la Ley llama Contratos Legados. Pero a ello, evidentemente, hay que agregar los ingresos recuperables autorizados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE); por las actividades de control por parte del CENACE; el Servicio Público de Transmisión y el Servicio Público de Distribución bajo la responsabilidad de CFE-Transmisión y CFE-Distribución, respectivamente; asimismo por las actividades del único Suministrador Básico autorizado hoy, CFE-Suministro Básico, ingreso que proviene de la agregación de los anteriores con lo autorizado por la misma CRE para su propia operación. Hoy, con precios marginales locales que —simplificando— fluctúan entre uno y dos pesos por kilovatiohora (kWh), muy difícilmente se lograrán costos inferiores a los de la CFE de antes, al menos por lo pronto. De ser cierto eso, la insuficiencia de recursos será mayor.

## LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN EL MERCADO MAYORISTA

Existen, entre otros, tres aspectos del comportamiento del mercado eléctrico mayorista que es necesario observar cotidianamente con muchísimo cuidado. El primero es el comportamiento de la demanda —en este caso horario— de los tres sistemas eléctricos del país. Para ello necesitamos reconocer el volumen de energía consumida, pero también la potencia máxima “exigida” al sistema para satisfacer, en la hora correspondiente, el que sería el consumo máximo por hora. En término del volumen de energía, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) —que agrupa siete áreas (Central, Noreste, Noroeste, Norte, Occidental, Oriental y Peninsular)— representa el 95% del consumo: el sistema de Baja California (BCA) cerca del 5% y el sistema Baja California Sur (BCS) cerca del 1%; hay además un pequeñísimo sistema aislado (Mulegé) con el consumo de la zona de Santa Rosalía-Guerrero Negro. Estas son las participaciones al considerar la electricidad entregada a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD) en el periodo 2004 a 2017.

En términos de la “potencia exigida” por la demanda cada hora, el dato del 2017 informa de una máxima de 45 017 megavatios hora por hora, el día 6 de junio. En 2017 la máxima se registró el 23 de junio a las 17 horas, y su valor fue de 43 319 megavatios hora por hora (MWh/h). En 2016 fue el día 8 de julio, con un registro de 40 893 megavatios hora por hora (MWh/h). Y en 2015 fue de 39 840 megavatios hora por hora. Se trata de crecimientos medios anuales próximos al 4% del 2015 al 2018. Si simplificamos un poco, podemos decir que altos valores de crecimiento de la demanda máxima “empujan” a cuidar mucho más la instalación de centrales de generación, y redes de transmisión de esa capacidad. De otra manera se corre el riesgo de cortes de suministro, lo que es sumamente grave.

Altos valores de consumo de energía “empujan” a cuidar mucho más la disponibilidad de combustibles, siempre con la posibilidad de una atención relativamente más sencilla que en el caso de falta de centrales o redes. Este es parte del núcleo delicado inscrito en los asuntos de confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos, siempre sujetos a debate frente a las nuevas formas de organización de la industria eléctrica. Por cierto, el consumo bruto de energía crece este año a una tasa acelerada mayor al 3%, pero menor a la tasa de crecimiento de la demanda máxima (casi 4%). Cuando crece más la demanda de potencia que la demanda de energía se enfrenta un reto al “buen comportamiento” del sistema. ¿Por qué? El que crezca más la potencia exigida que la energía requerida obliga a instalar más aceleradamente centrales eléctricas. En este contexto entra el segundo aspecto, que es preciso observar de nuestro sistema eléctrico: la disponibilidad efectiva de

capacidad para generar electricidad, la cual depende no sólo de la capacidad total instalada, también de las condiciones en que estos equipos se encuentran. Si han tenido mantenimiento, si han fallado, si han perdido parte de su capacidad, si no están disponibles.

Por razones obvias, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) lleva una estadística muy cuidadosa de ello. A través del llamado Margen de Reserva Operativo (MRO), relaciona la demanda máxima horaria con la capacidad realmente disponible esa misma hora, y cuida de advertir las horas en las que se exigió el 94% de la capacidad realmente disponible. O sea, cuando sólo queda un 6% “libre” de esa capacidad disponible, podía ser 5% o 7%, por ejemplo. Hay debates técnicos sobre el número a cuidar. Lo cierto es que el 6 elegido es una selección técnica que se considera adecuada para cubrir riesgos de falta de capacidad. Si ese número —incluso uno menor— se repite con frecuencia, el sistema pierde confiabilidad.

En 2017 hubo cerca de seis semanas con MRO del orden de 6%. Según muchos analistas, un mercado eléctrico mayorista donde hay subastas de capacidad, como en México, se orienta a cuidar un margen de reserva operativo más eficiente. Como parte del análisis de la confiabilidad, se estudian con mayor detenimiento las 100 horas de menor margen de reserva operativo del año. Termino esta descripción con el tercer elemento que es preciso observar en los mercados eléctricos: el Precio Marginal Local (PML). Si a manera de ejemplo observamos los datos de la primera semana de octubre de 2017, encontramos un promedio semanal de 1.14 pesos por kWh, con mínimo de 0.55 y máximo de 1.72 pesos por kWh. En esa misma semana, la capacidad promedio “exigida” fue de 33 600 megavatios, con mínima de 27 mil y máxima de 38 mil megavatios hora por hora.

Es preciso señalar que en la semana de la máxima de ese año 2017 (23 de junio), los PML alcanzaron niveles de cuatro pesos por kWh. Lo interesante a observar hora por hora, semana por semana, mes por mes, es el comportamiento de estos tres indicadores o “aspectos” del mercado; descubrir las relaciones que guardan y, asunto de extrema importancia, su comportamiento en el futuro. Con fundamento en ello, los generadores que entregan su producción al mercado recibirán su liquidación. ¿Qué recibirán las empresas generadoras de CFE con Contratos Legados? La suma de estas liquidaciones determinará el componente principal del ingreso requerido para que funcione la industria en esta nueva lógica mercantil. Sumado a los servicios públicos de control, transmisión, distribución y a los otros componentes del precio final (remuneración al suministro básico y otros), determinarán el nivel del precio medio que paguen los usuarios bajo este nuevo esquema de organización de la industria. De ello dependerá en parte el juicio que los usuarios del tradicional servicio público de electricidad

tengan sobre la transformación tan radical del sector eléctrico en México. Y digo en parte porque los otros elementos que deberán considerar son los de seguridad y de calidad del suministro.

## LOS CONTRATOS LEGADOS

¿Cuál fue la noticia del momento en 2017 en el ámbito de la nueva arquitectura institucional y la nueva forma de operación de la industria eléctrica en nuestro país? Sin duda la que dio a conocer en noviembre la Comisión Reguladora de Energía (CRE): la publicación de la metodología de cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico. Se utilizó a partir de diciembre de este 2017 y al menos hasta finales del 2018, para determinar lo que ya pagan todas las personas físicas o morales que no sean usuarios calificados. A saber y para decirlo simplemente, que no sean grandes consumidores servidos por uno de los 23 suministradores calificados hasta ese momento, ni el único participante del mercado que compra directamente en el mercado eléctrico mayorista la electricidad necesaria para su consumo. Es un hecho que ya hay muchos organismos de función diversa registrados oficialmente en el mercado eléctrico. A fines del 2017 e inicios del 2018, nueve de los llamados comercializadores no suministradores, en mi opinión son meros especuladores. Oficialmente se asegura que el nuevo esquema toma en cuenta el costo de cada segmento de la cadena de valor de la industria eléctrica, es decir: generación, transmisión, distribución, control, productos conexos no adquiridos en el mercado y operación de suministrador básico.

Asimismo, que incorpora las variaciones temporales del costo del servicio y que busca garantizar que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) recupere costos eficientes. Éstos se integrarán en el precio final a los usuarios del servicio básicos: costos de la energía producida, de la potencia contratada para asegurar el suministro y los costos de los Certificados de Energía Limpia (CELs) que mandatan las normas para cumplir las metas de control de emisiones. Recordemos que en la nueva normatividad eléctricas (leyes, reglamentos, bases y manuales) se mandata a los suministradores básicos (por el momento solamente CFE-Suministro Básico) a adquirir no sólo energía, sino potencia, es decir, el compromiso de generadores para mantener disponible su capacidad instalada de generación comprometida y garantizar que este suministrador de servicios básicos (en realidad todos) cumpla con su función sin falla. Por cierto, en algún momento comentaremos algo sobre el famoso indicador del costo de falla, fundamental en los procesos de planeación de la expansión eléctrica.

Pero regresemos a las obligaciones de CFE-Suministro Básico. También debe adquirir CELs, es decir, títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias (renovables y nuclear). Acreditan el cumplimiento de los requisitos asociados al consumo de los centros de carga cuyo abasto dependen del suministrador básico (en realidad, todos). Según documentos oficiales, en el marco de los compromisos internacionales plasmados en metas nacionales de generación limpia, estas metas toman en cuenta las centrales eléctricas existentes, las que se encuentran en desarrollo, los recursos disponibles y las estimaciones de consumo de energía eléctrica para un periodo de planeación de 15 años.

Oficialmente y por lo pronto, las siguientes: para 2018, 5.0%; 5.8% para 2019; 7.4% para 2020; 10.9% para 2021, y 13.9% para el año 2022. Así pues, a partir del día primero de diciembre, las tarifas finales que cobrarán CFE-Suministro Básico (antes área Comercial de CFE) se determinarán con esta metodología “agrupadora” de los componentes regulados y no regulados del costo, en el precio final de la electricidad. Se incluye, por cierto, un ajuste mensual de los cargos tarifarios que —también oficialmente se asegura— reflejará las variaciones temporales del costo del servicio eléctrico dependiendo del momento del año. Sustituye el procedimiento usual y ya tradicional de ajuste mensual (por variaciones en los precios de los combustibles y en la inflación) que desde principios de 1992 se hacía a las tarifas no subsidiadas, y que en los hechos terminó con el ajuste a los cargos tarifarios de noviembre de 2017.

¡Se acaba el ajuste!, dijeron por ahí ¡No, no se acaba! Se sustituyó por otro, hay que decirlo. Será necesario seguir evaluando su capacidad para conocer los costos reales. En el último informe de la CFE se asegura que los costos de generación más eficientes determinarán el costo de generación que se cobrará a los usuarios que tienen un menor consumo promedio de energía eléctrica y están conectados en niveles de menor tensión (¿no se quejarán de esto usuarios de mayor consumo?). Parece tratarse del sector residencial de bajo consumo y el agrícola. Son los que concentran el subsidio aprobado por el Congreso en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Hoy lo aplica la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el marco del artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica que autoriza al Ejecutivo Federal a establecer, mediante acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales para determinados grupos de usuarios del suministro básico. ¿Cuál será la resultante?

Un elemento clave en esta resultante será la magnitud del ingreso de las empresas generadoras de CFE con los llamados Contratos Legados. En ellos se plasmarán los compromisos para que los suministradores les pa-

guen energía, potencia y Certificados de Energías Limpias. ¿Qué recibirán estas empresas con estos Contratos Legados? Ya se publicaron los borradores de estos Contratos Legados. El espíritu del transitorio Décimo Noveno de la Ley de la Industria Eléctrica es que deben permitir la reducción de las tarifas finales. Parte del juicio que los usuarios tengan sobre la reforma eléctrica depende esto. Y por eso, precisamente por eso, estos puntos nos obligan a una observación muy cuidadosa de los resultados.

## LAS NUEVAS TARIFAS ELÉCTRICAS

A partir del 1º de diciembre de 2017 ya hay nuevas tarifas eléctricas. En sesión extraordinaria del pasado 29 de noviembre de ese año, el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó las tarifas finales del Suministro Básico. No se incluyó a los grandes consumidores —básicamente industriales— que optan por el denominado Suministro Calificado. O por ser participantes del Mercado. Así, las tarifas publicadas en el Acuerdo A/061/2017 ya se aplican. A mediados de enero del 2018 empezamos a ver los precios medios resultantes. Poco a poco se notaron los cambios que representan una modificación radical del anterior esquema tarifario. Por ejemplo, se acorta la diferencia entre el cargo de la energía consumida en el periodo de punta (el que exige la mayor capacidad para operar) y los periodos de base o intermedio.

Esta es la primera ocasión en la historia del sector eléctrico de México con tarifas finales no fijadas por la Secretaría de Hacienda, a propuesta —como lo ordenaba la Ley del Servicio Público de Electricidad— de la CFE. Lo puntualizó el Comisionado Marcelino Madrigal: “corresponde a la primera fijación de tarifas de suministro básico que realiza esta Comisión (Reguladora de Energía)”, luego de la aprobación y publicación, el jueves 23 de noviembre, de la Metodología para determinar dichas tarifas (Acuerdo A/058/2017). Por cierto, en esa misma sesión se habían aprobado las tarifas de operación del suministrador básico, último elemento necesario para completar las tarifas finales. A excepción de los casos señalados en el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica (tarifas fijadas por el Ejecutivo Federal con un mecanismo distinto para determinados usuarios del Suministro Básico, en este momento las residenciales de bajo consumo y las de estímulo agrícola y acuícola), a partir de diciembre del 2017 todas las tarifas eléctricas han sido determinadas con la metodología de la CRE y ajustadas mensualmente por la unidad de electricidad de este órgano regulador al que se delegó esa responsabilidad. Actualmente resultan de agregar los componentes regulados con los no regulados. Además, en ese

mismo Acuerdo A/061/2017 se aprobó la apertura de un periodo de transición tarifaria de cuatro meses (diciembre del 2017 a marzo del 2018), en que la tarifa final aplicable a los usuarios se determinaría con la ponderación de dos precios. El primero provendría del valor de la facturación conforme a los costos de generación que resulten de la “actualización tendencial” de las tarifas eléctricas de noviembre de 2017 (últimas determinadas por la Secretaría de Hacienda con participación de la CFE). Y, el segundo, del valor de la facturación conforme a la nueva metodología de la CRE. Durante cuatro meses se calcularán esos dos valores de la facturación eléctrica, y de esas dos facturaciones provendrán los dos precios medios. Se promediarían durante esos cuatro meses en las proporciones siguientes: el primer precio medio (actualización tendencial) representará 80%, 60%, 40% y 20%, respectivamente, esos cuatro meses de transición. El segundo precio medio (nueva metodología CRE) 20%, 40%, 60% y 80%, respectivamente, en esos mismos meses. Así las nuevas tarifas por categoría y división tarifaria provendrán de la agregación de las tarifas reguladas de transmisión, distribución, operación del CENACE, Servicios Conexos no Adquiridos en el mercado mayorista y operación de CFE-Suministro Básico. Se tomará en cuenta el costo de generación resultante del promedio de la transición aprobado por la CRE. Asimismo, instruye ajustar los diversos cargos que componen el costo de generación, de manera tal que el valor del precio medio que resulte de la facturación mediante la metodología CRE se nivele con el precio medio resultante de la ponderación aplicable los cuatro meses de la transición. Ya están publicados los diversos cargos tarifarios —regulados y no regulados— producto de esa nivelación para diciembre. Para cada una de las 12 categorías tarifarias aprobadas por la CRE (seis en Baja Tensión, cuatro en Media Tensión y dos en Alta Tensión). Y para cada una de las 17 divisiones tarifarias (regionales). Como la Metodología CRE lo indica, hay cargos fijos y variables; por capacidad y por energía. Cargos que, al menos explícitamente, no consideran los periodos horarios en que se consume la electricidad, es decir, base, intermedio y punta. Y cargos que, explícitamente, sí los consideran. Recordemos que los cargos por generación (que se ajustarán mensualmente) se determinan con base en la metodología, criterios y términos para Contratos Legados —establecidos con las empresas de generación de CFE— para el Suministro Básico, con Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas. Esta metodología reconoce los costos “eficientes” de tres tipos de centrales: térmicas, renovables y productores independientes de energía. La producción de las centrales inscritas en estos contratos deberá garantizar el abasto bajo responsabilidad del Suministrador Básico. Siempre —por cierto— sujeta a la llamada “Opción de Compra”. Según esta opción, el Suministrado puede preferir la adquisición de

energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista cuando el costo determinado por el precio marginal local sea menor que el de los contratos, determinado por los costos “eficientes”. Además, el seguimiento mensual de los componentes de ese costo de generación considerará la evolución de los seis cargos fijos y los dos cargos variables calculados para cada mes, entre los que el precio de los combustibles y los cargos de la infraestructura necesaria para su abasto son fundamentales.

Todo esto se describe en el Modelo de Contrato Legado para el Suministro Básico para los tres tipos de centrales señalados. Estamos inmersos en una nueva situación tarifaria. Los cuatro meses de transición no hacen sino prepararla de una manera también nueva. Sus resultantes, como se puede comprender, las conoceremos con detalle en el transcurso del 2018. A sus resultantes habrá que atender.

#### SUBSIDIOS Y TARIFAS ELÉCTRICAS

Concluamos esta serie de reflexiones preliminares sobre el mercado eléctrico mayorista con unas breves cuentas sobre las nuevas tarifas del suministro básico. Legalmente deben permitir recoger los costos de todas las fases del proceso. Además, una rentabilidad razonable para CFE-Suministro Básico. A menos que —siempre hay algo— el Poder Ejecutivo decida (lo permite el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica) un mecanismo de determinación de tarifas y, consecuentemente, cargos tarifarios diversos a los que resultan de las metodologías determinadas y aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), según se indica en el acuerdo A/058/2017, dado a conocer el 23 de noviembre de 2017.

Son las tarifas que, con base en esa metodología, publicó la CRE en el Acuerdo A/061/2017 del pasado 29 de noviembre del 2017. Concentrémonos en el nivel de Baja Tensión. Para decirlo simplemente, me refiero a la electricidad suministrada desde el “transformador de la esquina” a la vivienda, al pequeño comercio, al pequeño taller, a la pequeña manufactura e, incluso, a ciertas zonas del alumbrado público y ciertos casos de riego agrícola. Lo hago sólo a manera de ejemplo. En rigor, habría que profundizar en las nuevas facturas de usuarios básicos suministrados en Media Tensión y en Alta Tensión. El ejemplo del sector residencial es significativo; muestra problemas que los usuarios irán experimentando. Se supone, lo asegura la CRE en la metodología, que las nuevas tarifas recuperan los costos del suministro. Son costos que consideran comportamiento histórico de las diversas fases de la industria en la CFE y que proponen factores de mejoría, incluso, que se actualizarán mes a mes para transmitir los cargos

o los créditos implicados en las variaciones que experimenten los elementos “cambiantes” del costo.

En el corto plazo, básicamente el costo de la generación; al interior de éste, las variaciones —hoy diarias— de los precios de los combustibles. ¡Vieja historia en CFE y en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público! Lo cierto es que desde febrero del 1992 se diseñó ese mecanismo de ajuste. Con autorización oficial se implantó y se mejoró poco a poco. Desde su diseño e implantación originales, se vinculó a las variaciones de los precios de los combustibles y de otros elementos del costo. Todavía en noviembre pasado se aplicó. Casi 25 años. La metodología de la CRE sigue un poco eso; digo un poco porque su esquema resulta más complicado y menos transparente al usuario. Véanse los numerales trigésimo séptimo a cuadragésimo segundo de la Metodología citada y compárese, para no ir más lejos, con el Mecanismo de Ajuste de la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC). Lo publicó recientemente la Secretaría de Hacienda en el Acuerdo 123/2017.

Pero vayamos al caso de las facturas de usuarios domésticos. ¿Cuál hubiera sido su factura de no aprobarse —en el marco del citado artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica— los cargos tarifarios vigentes del 1º de diciembre del 2017 al 31 de diciembre del 2018? Sólo a manera de ejemplo presento el caso de tres usuarios domésticos que consumen 125, 230 y 300 kilovatios-hora (kWh) en el centro de la Ciudad de México, en Guadalajara y en Monterrey. Calculemos primero los agregados de los componentes del precio final autorizados por la CRE para las regiones de distribución correspondientes a esas tres ciudades. Son los cargos de transmisión, distribución, operación del CENACE, operación del Suministrador Básico, servicios conexos que no se obtienen en el mercado eléctrico mayorista, de energía y de capacidad. Con base en los costos (ignoremos un poco el periodo de transición de cuatro meses), los usuarios con consumos de 125 kWh mensuales pagarían, respectivamente, en el centro de la Ciudad de México, en Guadalajara y en Monterrey, 217, 263 y 182 pesos. Los de 230 kWh de consumo mensual pagarían 324, 394 y 259 pesos. Y los consumidores de 300 kWh al mes pagarían 404, 498 y 321 pesos. En este nuevo esquema tarifario se acaba la desiderata tradicional de un servicio público con tarifas nacionales básicamente homogéneas; aunque no del todo, lo mantiene 13 meses el Decreto homogeneizador de Hacienda. ¡No es fácil eliminar subsidios! Menos en época de cambio presidencial. Lo cierto es, entonces, que en las tres regiones señaladas los consumidores de 125, 230 y 300 kWh mensuales pagarán —por decisión del Poder Ejecutivo Federal, admírese el usuario de alto consumo — 1 409, 1 314 y 1 295 pesos. Digo admírese porque, según la CRE, en términos de costos, la factura que correspondería a estos usuarios (DB2, es decir doméstica que se suministra en Baja

Tensión y de consumo mensual mayor a 150 kWh) es la que señalé un poco antes: 404, 498 y 321 pesos. O sea, según los usuarios DAC, pagarán en diciembre 1 409 pesos, 1 314 pesos y 1 295 pesos. Este pago supera, sin ninguna explicación, en 1 005, 816 y 974 pesos la tarifa determinada por costo. Cálculos similares pueden hacerse para otros usuarios. Lo cierto es que quienes reciben su suministro en Baja Tensión no deberían tener facturas que arrojaran precios medios diferentes a los domésticos, sean de Bajo o de Alto Consumo.

Salvo ciertas diferencias regionales de los costos vinculados a las Redes Generales de Distribución, no hay razón para que los precios medios de los usuarios suministrados en Baja Tensión sean muy diferentes entre sí. ¡Pues sí lo son! No presento otros ejemplos, pero es el caso de usuarios de pequeña y gran demanda en baja tensión (PDB y GDB) y de usuarios de riego agrícola y alumbrado también en baja tensión (RABT y APBT). Pero este cambio —incluida su transición de cuatro meses— muestra un diseño tarifario que, para decir lo menos, tiene fundamentos y efectos que no han sido explicados. Pero seguiremos atentos a lo que suceda.

TABLA 2  
NUEVO ESQUEMA TARIFARIO

<i>Categoría tarifaria</i>	<i>Descripción</i>	<i>Tarifa anterior</i>
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2, 6
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3, 6
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión	5, 5A
GDMTH	Gran demanda en Media Tensión Horaria	HM, HMC, 6
GDMTO	Gran demanda en Media Tensión Ordinaria	OM, 6
RAMT	Riego agrícola en Media Tensión	9M
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía (2017).

#### UNA REFLEXIÓN FINAL PRELIMINAR

Lo cierto es que nuestro tradicional servicio público de electricidad ya es historia. Y que el llamado nuevo modelo de industria eléctrica con fases com-

petitivas (generación y comercialización) y fases reguladas (transmisión, distribución y control) ha ingresado a una nueva etapa. No sólo por las severas transformaciones de los marcos constitucional, legal y reglamentario, también por la presentación de un nuevo esquema tarifario que desde diciembre del 2017 es determinando —como lo señala la Ley de la Industria Eléctrica— por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), prácticamente para todos los tradicionales usuarios del Sector Eléctrico Nacional (SEN).

Recordemos una vez más que el artículo 139, párrafo primero de la Ley de la Industria Eléctrica, señala que la Comisión Reguladora de Energía aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, las tarifas máximas de los suministradores de último recurso y las tarifas finales del suministro básico. Asimismo, en el mismo artículo 139, párrafo segundo, se establece que el Ejecutivo Federal podrá determinar un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales determinadas por la Comisión Reguladora de Energía, para determinados grupos de usuarios del suministro básico. Justamente en este marco, es preciso subrayar que “prácticamente todos” los usuarios tienen nuevas tarifas. Asimismo, los hoy llamados usuarios residenciales de bajo consumo (menos de 250 kilovatios-hora (kWh) de consumo al mes) y los usuarios de riego agrícola continúan disfrutando de tarifas subsidiadas determinadas —como lo indica la Ley— por el Ejecutivo Federal, en este caso por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. A decir de los últimos números oficiales sobre subsidio eléctrico publicados en los anexos de los informes presidenciales, se trata de no menos de 100 mil millones de pesos al año de subsidio para estos dos grupos de usuarios, los residenciales y los agrícolas.

No sabemos cuánto tiempo permanecerá este subsidio a estos dos tipos de usuarios, tampoco cuál es la evaluación oficial de la llamada fase de transición de cuatro meses de las nuevas tarifas determinadas por la CRE (diciembre de 2017 a marzo de 2018). No sabemos del futuro próximo de las empresas de generación de la Comisión Federal de Electricidad, fuertemente dependiente de la evolución —beneficiosa o perjudicial para las empresas y los usuarios— de los llamados Contratos Legados de suministro básico (contratos de cobertura en términos de la Ley). Asimismo de las nuevas generadoras que se desarrollan ya en el marco de la Ley, llamadas coloquialmente nuevos participantes del mercado eléctrico mayorista. De igual forma, del futuro próximo del denominado suministro básico, por lo pronto con el único operador a la Comisión Federal de Electricidad. Finalmente, del suministro calificado que hoy registra ya a una docena de empresas —entre ellas también la CFE— que pretenden abastecer a grandes usuarios industriales en condiciones de alta rentabilidad. En general se ha abierto un

proceso de transición y cambio que, sin duda, genera una gran incertidumbre sobre el futuro próximo. Y no sólo por la complejidad del nuevo marco que en breve tiempo se ha tratado de implantar, también por las opiniones y perspectivas que estas transformaciones le merecen al futuro gobierno.

## POST-SCRIPTUM: EL FUTURO DE LA REFORMA ENERGÉTICA

### *Cambios constitucionales*

La llamada reforma energética involucró modificaciones sustantivas a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución. Entre otras dos renunciaciones fundamentales: 1) a tener el control directo por parte de la Nación de los excedentes petroleros; 2) a concebir y operar el suministro eléctrico como un servicio público. Diría Perogrullo: “todo cambia con esos dos cambios”. Pues, bien, de ellos se derivó una serie extensa —muy extensa— de leyes, reglamentos, normas y manuales. Decir una veintena de documentos es decir poco. Sí, hoy dan vida a ese monstruo que ya observamos y vivimos cotidianamente. Ya son notorias, por cierto, algunas de las mentiras de impulsores y apologetas de esta reforma: baja de precios de gasolinas, diésel, gas licuado del petróleo, incluso de electricidad. Pero también es notoria la enorme complejidad —conceptual, normativa e institucional— que involucró esta reforma. En lo fundamental por la falsa urgencia con la que se impulsó, se aprobó y se instrumentó, pero también por la falta de preparación de instituciones y personas para implantarla con inteligencia y astucia. Pero también con prudencia. Múltiples ejemplos lo muestran, indico dos que deberemos profundizar próximamente: 1) la evolución reciente de la débil producción interna de gasolinas y la evolución de sus precios; 2) el volátil comportamiento de las tarifas de electricidad luego de la aplicación de un errático esquema. Al menos por estos dos problemas será necesaria una revisión imprescindible, que incluya la asignación de contratos petroleros; pero no sólo eso, también sobre el futuro de las refinerías y no sólo sobre el papel de las nuevas compañías petroleras en la comercialización de gasolinas y diésel, o de las nuevas compañías privadas que generarán electricidad. Debe contemplar a las empresas petroleras y eléctricas internacionales que ya llegaron, y no únicamente a comercializar destilados o a producir electricidad a partir de unas fuentes renovables que —al menos hasta antes de las reformas de diciembre del 2013— se consideraban de propiedad originaria nacional. Me refiero a los recursos naturales: agua, sol y viento, entre otros. Y a la propiedad también nacional de las rentas derivadas de su aprovechamiento. Pero esto ya cambió. De acuerdo con los nuevos térmi-

nos constitucionales es posible la inversión privada en prácticamente todas las fases de las industrias petrolera, incluso, y a pesar de todo, de la industria eléctrica y en general de todas las actividades energéticas.

Vayamos por partes para imaginar —así sea un poco— el futuro de esta reforma de acuerdo con las opciones de cambio presidencial. Primero, es cierto que en el artículo 25 constitucional todavía se indica que el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el gobierno federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado (nueva figura de 2013) que en su caso se establezcan. Asimismo —veamos por el momento lo petrolero—, que en el artículo 27 de la Constitución se ratifica que tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos en el subsuelo la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible, y que no se otorgarán concesiones. Ya no se dice —como en el anterior texto constitucional— que no se otorgarán contratos ni que subsistirán los que en su caso se hayan otorgado, ni que la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.

Ahora el nuevo texto constitucional indica —párrafos sexto y séptimo de este nuevo artículo 27 de la Constitución del 20 de diciembre de 2013— que con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación (*sic*), ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas, o —aquí el cambio de fondo— con particulares en los términos de la ley reglamentaria. Se profundiza esta nueva visión cuando se añade que para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos, las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. No obstante, aclara que en cualquier caso los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y que así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos, pero en el 28 ya no se indica —como antes— que son estratégicos el petróleo, los demás hidrocarburos y la petroquímica básica, de donde derivaba la exclusividad de la Nación, sin que pudiera ser calificada de monopolio. Se dice —en sustitución y únicamente— que es estratégica la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución, precisamente los señalados. ¡Cambio radical!

Aquí es necesario recordar algo. Esto sólo puede ser revertido si el Congreso lo aprueba, mediante la Cámara de Diputados y el Senado, por el voto de las dos terceras partes de los presentes. Además, que también lo apruebe la mayoría absoluta (mitad más una) de las legislaturas de los estados. Cual-

quier formulación sobre la necesidad o la conveniencia de detener o echar para atrás la reforma energética, obliga a una reflexión asentada sobre sus límites y posibilidades. Incluso —hay que decirlo—, sobre los ámbitos específicos en los que podría o no convenir hacerlo. Pero esto lo veremos aún, sin duda.

### *Abatimiento de emisiones de Gases de Efecto Invernadero*

Se tienen grandes retos en el ámbito energético de México. Uno de los más importantes es el abatimiento de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Las metas son muy ambiciosas: 30% de la llamada línea base (tendencial) en 2020. ¿Qué niveles de emisiones se asocian a esta línea tendencial? Al considerar los datos oficiales de 1990 a 2012 de la llamada Quinta estimación oficial de GEI de 2012 (que actualizó y recalculó el inventario nacional y a partir de él se indicaron las metas nacionales al inicio de este sexenio), la tasa media anual de crecimiento en 20 años sería de 1.4% al año. Implicaría para 2020 un volumen de emisiones de GEI del orden de 864 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>. Y la meta de lograr una disminución de 30 supondría que el total de emisiones de GEI debería alcanzar, precisamente en 2020, un volumen ligeramente superior a 600 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente. Los datos más recientes (identificada como Sexta Comunicación) se publican en el nuevo *Inventario nacional de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero 2015*, que indican un total de emisiones en ese año del orden de 683 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente. No son necesariamente comparables a los que sustentaron las metas señaladas antes por algunos cambios metodológicos. Estos mismos cambios obligaron a redefinir los datos históricos de la serie 1990 a 2015. Así, por ejemplo, en lugar de un total de 561 millones de toneladas para 1990, el nuevo dato histórico oficial es de 445 millones de toneladas. No obstante, el comportamiento histórico de 1990 en adelante es muy similar al de las anteriores series oficiales, la de la Quinta Comunicación. Por ello, bien podemos continuar en el análisis de metas con base en los datos de la Quinta Comunicación, la de 2012. En particular notemos que para 2050 se planteó lograr un abatimiento absoluto de emisiones del orden de 50% del valor histórico registrado en 2000. Es decir, la mitad de un total de 640 millones de toneladas, dato oficial del inventario nacional ligado a la Quinta Comunicación.

El cumplimiento de ambas metas —la del abatimiento de 30% de las emisiones tendenciales en 2020 y de un abatimiento de 50% de las emisiones registradas en 2000 para el año 2050— exige una disminución media anual de emisiones del orden de menos 2%. Es decir, las emisiones de cada

año deben ser no más del 98% de las emisiones del año anterior. Esta exigencia es especialmente fuerte para la actividad que concentra más de 60% de las emisiones, justamente el consumo de combustibles.

Dos sectores son especialmente responsables: el del transporte representa casi 40% de las emisiones vinculadas al consumo de combustibles; y el sector eléctrico, un tercio de las emisiones derivadas de ese consumo. El sector industrial participa con 15% más, y el 15% restante lo emiten el sector energía por su consumo propio y los sectores residencial, comercial y agrícola, también por su consumo de combustibles. ¿Quiénes, entonces, deberían desplegar mucho mayor esfuerzo para lograr el abatimiento de emisiones? Pues sin eximir a los menos responsables de sus obligaciones, es indudable que las actividades de consumo de combustibles. Y ahí —justamente en ellas— la del consumo de combustibles en el transporte y la del consumo de combustibles en el sector eléctrico. Las conclusiones que siguen son relativamente obvias. Sólo una producción de combustibles cada vez más limpios permitirá el abatimiento de emisiones de GEI formulado: combustibles limpios para el transporte y para la generación de electricidad. Pero —asimismo y acaso de mucho mayor importancia— sólo una modificación estructural y radical de los patrones y hábitos de transporte permitirá dicho cumplimiento. Similarmente, sólo una modificación radical de los patrones de generación y consumo de electricidad también hará posible ese cumplimiento; y nuevos hábitos sociales, personales y colectivos. ¡Van de por medio nuestra salud y nuestra vida!

Por ello, preguntarse por el futuro de la reforma energética es preguntarse sobre los nuevos marcos en los que deberán satisfacerse los requerimientos sociales de producción, comercialización y consumo de combustibles y de electricidad. Asimismo, sobre las formas alternativas de utilización y uso eficiente de las formas finales de energía. La reforma energética del sexenio de Enrique Peña Nieto sólo consideró algunos aspectos de forma limitada y, en muchas ocasiones, demagógica. Lo peor sería que un nuevo gobierno no lograra retomar de manera integral y global este asunto tan delicado para el país. Y que actuará en consecuencia. Sin duda.

### *Las finanzas de CFE*

Veamos los últimos estados financieros hechos públicos por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) antes de la aprobación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad. Documentan una insuficiencia tarifaria superior a 100 mil millones de pesos, asunto muy delicado económica y socialmente. Lo sigue siendo en el marco de estas dos nuevas leyes del 11 de agosto de 2014 que norman el cambio

—el radical cambio— del artículo 27 de la Constitución, en que se abandonó el servicio público de electricidad. Correspondía exclusivamente a la nación —ordenaba la Constitución— generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tuviera por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgaban concesiones a los particulares. La nación debía aprovechar los bienes y recursos naturales que se requirieran para dichos fines. Mandato constitucional con dos aspectos esenciales: 1) Estado con monopolio del servicio público de electricidad, a decir de la ley, de la planeación del sistema eléctrico nacional; de la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y de la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento de ese sistema; 2) Estado con exclusividad para aprovechar —en concordancia con el 27 Constitucional— los recursos naturales: hidráulicos, geotérmicos, nucleares, eólicos y solares, entre otros, para ese servicio público. Así, rentas y beneficios extraordinarios derivados del aprovechamiento de esos recursos —como en los hidrocarburos asociados contablemente a los llamados derechos de extracción— eran propiedad de la nación. No se compartían, debían aprovecharse en el servicio público de electricidad, por ejemplo, las riquísimas cuencas del Grijalva, del Balsas y otras. Los bondadosos recursos geotérmicos de Cerro Prieto y Los Azufres, los recursos de uranio que nutrirían a la central nuclear de Laguna Verde, los recursos de zonas tan ricas en viento como el Istmo de Tehuantepec y, sin duda y a pesar de la polémica de los absurdos, los riquísimos recursos solares tan abundantes en nuestro país.

Sí, dos aspectos constitucionalmente vinculados: 1) exclusividad de la nación para el servicio público; 2) propiedad de la nación de los recursos naturales usados en ese servicio público y de sus rentas. Con las modificaciones legales de diciembre de 1992, los particulares penetraron más a la industria. En la generación, con los productores independientes de energía (PIE) y su contrato de entrega a CFE. Y ahí mismo, los permisionarios de las antiguas figuras de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, importación y usos propios, con la autorización legal de enviar su producción por medio de las redes públicas a cargas asociadas a sus centrales, bajo un contrato de porteo, aún hoy asimétrico en perjuicio de CFE, hecho nuevamente evidenciado con las actuales tarifas reguladas de transmisión y distribución. Sí, las preparadas por el organismo responsable hoy de la regulación eléctrica: la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Según el nuevo Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico (Prodesen 2018-2032), un sistema de generación de 75 mil 285 megavatios (MW) cuenta con 17.5% de PIE (básicamente ciclos combinados a gas natural de alta

eficiencia) y 21.6% de esas figuras antiguas que continúan aprovechando el porteo subsidiado. El resto a cargo de CFE, sus empresas de generación. El segundo transitorio de la LIE respetó las figuras de participación privada de la ley anterior, aunque les permite probar —por una única vez— la nueva forma de participación y entrar en el mercado eléctrico mayorista. La nueva arquitectura institucional —que sin duda debe ser evaluada rigurosamente por el nuevo gobierno— abrió la competencia en generación y comercialización, conservó el servicio público en transmisión y distribución, mantuvo el control mediante el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que, además, opera el mercado eléctrico mayorista (MEM). Asimismo, la planeación por conducto de la Secretaría de Energía (SENER), responsable del PRODESEN. Hay reglas del mercado (bases y disposiciones operativas) y 21 manuales, desde los de subastas a mediano y largo plazo, hasta el de interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga. Incluidos, entre otros: registro y acreditación de participantes del mercado, mercado de energía a corto plazo, mercado para el balance de potencia, subastas de derechos financieros de transmisión, costos de oportunidad, pronósticos, estado de cuenta, facturación y pagos. Además, por cierto, el polémico manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW.

En este mundo tan complejo tenemos también nuevas tarifas que han experimentado un camino errático, por decir lo menos. Entre otras cosas por la incapacidad de instrumentar una transición transparente que permitiera aprovechar la experiencia histórica en tarifas e incorporar, gradualmente, los nuevos esquemas de reconocimiento y asignación de costos. ¿Qué hará el nuevo gobierno? ¡No es fácil saberlo! Lo cierto es que la noble industria eléctrica y su honorable servicio público requieren una revisión cuidadosa. Sólo menciono que aún en el ámbito internacional esto se sugiere con insistencia. La bibliografía especializada abunda en reflexiones sobre lo que llaman reformas a las reformas en la industria eléctrica. Lo veremos.

### *Un sector eléctrico de futuro*

A la brevedad, el nuevo gobierno debe atender los puntos delicados del sector eléctrico: retomar las propuestas esenciales presentadas a la nación y establecer una renovada estrategia de mediano y largo plazos para atender los requerimientos de electricidad. Ahí, retomar una tradición nacional abandonada burocráticamente. El suministro de electricidad es un servicio público, no sólo —visión miope— un espacio más de obtención de ganancias y rentas. Prestar un servicio público obliga —como en ningún caso— a una actuación técnica, económica y financiera rigurosa y escrupulosa. Sin

consulta, los partidos del Pacto por México lo echaron por la borda. ¡Qué se reabra la discusión frente a la nación! No para echar todo atrás, sí para discernir con astucia y prudencia esa nueva estrategia de impulso a nuestro sector eléctrico. ¡Con tantos problemas y tan urgido de renovada visión! Y en ese contexto, plantear las modificaciones normativas, legales, organizativas e institucionales que le den nuevo brío, como nuevo brío deben darle el grupo de personas —capaces, experimentadas, escrupulosas y honestas— que asuman la responsabilidad de conducir este renovado esfuerzo social. La población demanda energía eléctrica de calidad, limpia y al menor precio. Se exige trascender la impronta autoritaria de este sexenio y animar a trabajadores, técnicos, administradores, nuevos directivos, académicos y organizaciones de la sociedad —incluyendo consumidores— a impulsar su transformación para cumplir los compromisos con la población y los internacionales de energías limpias y abatimiento de emisiones de gases de efecto invernadero. Y no olvidemos un asunto de máxima importancia y urgencia: iniciar la revisión de los acuerdos de las compañías eléctricas con las comunidades para explotar en sus tierras la riqueza hidráulica, geotérmica, eólica y solar, en general, la riqueza natural. Ésta pertenece originariamente a la nación, aún reza el debilitado artículo 27 de la Constitución. Lo respaldan los también debilitados 25 y 28 constitucionales. ¡Las comunidades deben ser escuchadas y atendidas! Asimismo, atender las urgencias que se desprenden de informes técnicos y financieros de la Comisión Federal de Electricidad, del Centro Nacional de Control de Energía, de la debilitada Secretaría de Energía y la controvertida Comisión Reguladora de Energía.

El nuevo gobierno no puede ni debe correr el riesgo de que haya apagones. Es imprescindible consultar a la brevedad a los técnicos especializados sobre la mayor o menor necesidad de impulsar un programa de emergencia que permita superar riesgos. Ya no sólo de alertas, emergencias y disturbios en el suministro, ocasionados —a decir oficial— por congestión de transmisión, pérdidas de generación, indisponibilidad de gas natural, obsolescencia y falta de infraestructura de distribución, sino también los derivados de la evolución de costos y tarifas, y de posibles quiebres financieros por el desbalance crónico egreso-ingresos, en el que el subsidio y la forma de financiarlo juegan un papel fundamental. Son puntos que deben ser objeto de análisis inmediato por quienes vayan a asumir la responsabilidad de conducir a los organismos y empresas del sector, y por los nuevos responsables de la hacienda pública. Unos y otros deben comprender a la brevedad la dinámica reciente y las perspectivas del sector eléctrico. ¡Por el bien de la población que demanda un cambio!

# LOS REQUERIMIENTOS HÍDRICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO Y EL PROBLEMA DEL AGUA EN MÉXICO

NORA LINA MONTES\*

## RESUMEN

La crisis del agua es un tema que ha venido captando cada vez más la atención de los tomadores de decisión y de los expertos y académicos, lo cual se debe, por un lado, a la relación directa con el cambio climático (alteración del ciclo hídrico), y por el otro, a razones demográficas (crecimiento de la población mundial) con distribución muy inequitativa del fluido, y por tanto crecientes contiendas por el recurso.

Entre estas competencias se encuentran los sectores energético e hidráulico, íntimamente relacionados, en virtud de su mutua interdependencia: sin agua la producción de cualquier tipo de energía no es posible y sin ésta tampoco la extracción, transporte, tratamiento y distribución del fluido.

En este tenor, la revisión de los estudios y conclusiones a las que se han llegado a la fecha por diferentes grupos de trabajo resulta de interés, tanto a nivel mundial como nacional, pues se trata de una problemática ya bien diagnosticada, pero aún lejos de su solución en el marco de los acuerdos globales.

Dado lo vasto de esta temática, en este capítulo exponemos esencialmente los aspectos que consideramos básicos en la interrelación entre los sectores hídrico y energético, más específicamente en la industria eléctrica, como son los usos del agua, los volúmenes por etapa de este tipo de generación y las alternativas tecnológicas identificadas a la fecha para su mejor empleo; de igual manera se abordan los requerimientos de energía en el sector hídrico. Y siendo de gran importancia este tema para México, se presenta también una sección sobre cómo se atiende a la fecha este vínculo entre la energía y el agua.

\* Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México.

## INTRODUCCIÓN

La disponibilidad del agua en el planeta para consumo humano es muy baja, en comparación con el volumen global existente (2.53%), y si sólo se considera el de mayor factibilidad de aprovechamiento —agua dulce—, el porcentaje es aún menor, de tan sólo 0.77% del total, e incluso en esta categoría, su proporción apenas llega al 30.3% (tabla 1).

TABLA 1  
DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS HÍDRICOS MUNDIALES

<i>Rubro</i>	<i>Volumen total</i>	<i>Distribución (%)</i>	
	<i>(E-m3)</i>	<i>Global</i>	<i>Agua dulce</i>
Agua total	1 386.00	100.00	
Agua dulce	35.00	2.53	100.00
Glaciares y capas polares	24.40	1.76	69.70
Agua subterránea	10.50	0.76	30.00
Lagos, ríos y atmósfera	0.10	0.01	0.30
Agua salina	1 351.00	97.47	

E-m3 = Exa metros cúbicos =  $10^{18}$  m<sup>3</sup> [millones ( $10^6$ ) de billones ( $10^{12}$ )]

FUENTE: FAO. AquaData. disponible en <<http://www.fao.org/nr/water/aquastat/data/query/index.html>>.

El crecimiento de la población y el desarrollo de sus actividades sociales y productivas han venido agotando progresivamente este recurso, básicamente por sobreexplotación<sup>1</sup> y contaminación, lo que se ha acelerado en el último medio siglo. Si esto se analiza a nivel local, su creciente déficit adquiere una gran importancia, pues el agua dulce presenta las siguientes características, en adición a las dos antes mencionadas:

- a) Una distribución muy heterogénea en el mundo, razones geográficas;
- b) una extracción acelerada de todos los recursos disponibles: renovables, no renovables (como el agua fósil que se explica más adelante), no convencionales (aguas negras y marinas);
- c) una competencia entre sectores, creciente a un ritmo acelerado, como el caso municipal, derivado del crecimiento de la población;

<sup>1</sup> A nivel mundial, la extracción del agua en el pasado siglo aumentó 1.7 veces más rápido que la población.

- d) un destino fuertemente inequitativo: agropecuario-pecuario (acuícola) intensivo,<sup>2</sup> industria (incluida la de energía y minera), municipal (véase tabla 2);
- e) una importante alteración mundial, regional y local del ciclo de evaporación-precipitación, debido al cambio climático (CC) que se manifiesta como sequías y precipitaciones más severas y frecuentes.

TABLA 2  
DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LA EXTRACCIÓN DE AGUA (%)

<i>Región</i>	<i>Agricultura</i>	<i>Municipal</i>	<i>Industria<sup>a</sup></i>
Mundo <sup>b</sup>	69	12	19
Mundo <sup>c</sup>	59	23	18
Europa	24	21	55
México	77	14	9
Variación <sup>d</sup>	21 - 82	9 / 26	5 - 65

<sup>a</sup> Incluye el sector energético y minero.

<sup>b</sup> Estimación global considerando sólo unos cuantos países que tienen una tasa de extracción elevada.

<sup>c</sup> Es el promedio a partir de las estimaciones de cada país.

<sup>d</sup> Los porcentajes varían por región y país, así como por la posición del sector en la economía.

FUENTE: <<http://www.fao.org/nr/water/aquastat/data/query/index.html>>.

Todos los sectores consumidores se han visto afectados por esta situación, aunque naturalmente en grado distinto. Se puede decir que la demanda de agua potable para uso humano es la que está enfrentando los mayores retos, dado que ya se tiene un importante déficit en un alto porcentaje de la población mundial —más de mil millones de personas no tienen acceso al agua (13.5%) y otras 2 600 (35.1%) no satisface el volumen recomendado por la Organización Mundial de la Salud (OMS): de 50 litros/persona-día,<sup>3</sup> totalizando cerca del 50%—, lo que se agravará en el futuro.

<sup>2</sup> Los volúmenes descargados por este sector dependen principalmente del clima y de su participación en la economía —en general alta por ser agricultura intensiva, no artesanal—, la que puede variar de 21% (Europa) hasta 85% (África), y se ha estimado que a nivel mundial, sus requerimientos totales para irrigación ascienden a 1.5 T-m<sup>3</sup> (10<sup>12</sup> = billones), para lo cual se sacan 2.7 T-m<sup>3</sup>, es decir, hay una relación de casi 2/1 entre extracción y consumo, cuya fuente es diversa: recursos renovables, no renovables (agua fósil) y no convencionales (aguas negras y marinas). FAO, Water, Aquastat.

<sup>3</sup> Genéricamente, la OMS establecen tres niveles de acceso al agua en función de la distancia a la que está la fuente de abasto o el tiempo utilizado para llegar a ella, y se expresa en litros/habitante-día (l/hab-d): *básico*: 20 (7.3 m<sup>3</sup>/hab-a), a menos de 1.0 km o 20 minutos, suple básicamente necesidades de alimentación; *intermedio*: 50 (18.25), menor a 100 m o cinco minutos,

## LA RELACIÓN SECTOR HÍDRICO – SECTOR ENERGÉTICO

Dado el escenario poco prometedor descrito anteriormente, la relación *sector hídrico-sector energético* viene cobrando cada vez mayor importancia en la agenda internacional; progresivamente ha pasado de casi una total desatención, a un fuerte interés en todos los ámbitos del quehacer humano: político, académico, social y económico; así, ahora se cuenta con diversos reportes elaborados por distintas instituciones globales, internacionales y nacionales: Naciones Unidas (PNUMA, PNUD, FAO),<sup>4</sup> Banco Mundial, Fondo Monetario Internacional, Foro Económico Mundial, Agencia Internacional de Energía (AIE), ministerios, universidades y organizaciones.<sup>5</sup>

La razón de este creciente interés proviene del hecho de que la producción, transformación y transporte de los recursos energéticos dependen en gran medida del agua, y el aprovechamiento de ésta a su vez de la energía (más precisamente de la electricidad para su extracción, transporte y tratamiento); es un vínculo bidireccional muy estrecho.

Otro elemento que ha favorecido el estudio de esta temática es la creciente población que sigue estando sin acceso al agua, sea en su nivel básico o el asociado a las necesidades sanitarias esenciales, muchas de las cuales se traducen en muertes de infantes por infecciones asociadas a tales carencias. Estas situaciones también han derivado en conflictos bélicos (Siria el caso más fuerte) y hasta en crimen organizado (ya presente en África), así que a futuro la competencia por el agua parece seguirá en aumento.

Puede decirse que fue en la década de los noventa que iniciaron los análisis de esta temática,<sup>6</sup> pero tal vez hasta que EU lo incorporó en la agenda política de su Congreso, a inicios del presente siglo, fue que el tema tomó impulso, al ser incluido en su Acta de Política Energética de 2005, para lo

---

se asegura además de los consumos básicos, los de lavandería y aseo personal; y *óptimo*, 100 (36.5), abastecimiento continuo con el que se atienden prácticamente sin restricciones todas las necesidades de consumo e higiene.

<sup>4</sup> Programa de las Naciones Unidas para el Medio ambiente (PNUMA), Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

<sup>5</sup> Un ejemplo es la iniciativa del Banco Mundial: Thirsty Energy, cuyo objetivo es apoyar a las naciones, sobre todo las que están en desarrollo, a enfrentar los retos que ya presenta y más aún lo harán en el futuro, la relación energía-agua en un contexto de cambio climático. Igualmente se tiene el esfuerzo de colaboración entre la Asociación de Científicos Comprometidos (UCS: Union of Concerned Scientists) y un grupo de más de una docena de expertos independientes abocados a desarrollar investigación sobre el mismo tema, denominado Energy and Water in a Warming World (EW3), dirigido más al papel del agua en la producción de energía, como análisis transversal del cambio climático.

<sup>6</sup> Consideramos puede catalogarse como pionero a Peter H. Gleick, científico estadounidense que trabaja temas ambientales, de desarrollo económico, seguridad internacional, ética cientí-

cual se ordenó desarrollar la Hoja de Ruta de la relación energía-agua, cuya primera versión (publicada en 2006), se centró en la evaluación de la extracción y el consumo agua en la generación eléctrica. En el presente se cuenta con un gran acervo bibliográfico sobre esta temática, entre los que destacan, consideramos, los de la Agencia Internacional de Energía (AIE), en particular los capítulos contenidos en su publicación anual *World Energy Outlook* de 2012 y 2016, en los que presentan los análisis realizados a diversos estudios.

Estimaciones de esta agencia señalan que en 2010 el sector energético extrajo del orden de 583 miles de millones de metros cúbicos ( $\text{mM-m}^3$ ) y consumió  $66 \text{ mM-m}^3$ , y de acuerdo con sus proyecciones, la primera crecerá en torno al 20% entre el 2010 y el 2035 (alcanzando  $\approx 700 \text{ mM-m}^3$ ), en tanto que las segunda un espectacular 85% (a  $122 \text{ mM-m}^3$ ),<sup>7,8,9</sup> lo que implica que la demanda pasará de 11% a 17% respecto de la extracción. En específico y a nivel mundial, de los dos grandes segmentos de energías secundarias, la electricidad y los combustibles, la primera será la que presente el crecimiento más acelerado en las próximas dos décadas, por lo tanto la que más demandará en el futuro.

Los términos de extracción y consumo son indicadores importantes para la gestión del agua en cuanto a su disponibilidad y calidad, factores determinantes en los procesos energéticos, entre otras razones por el aumento del costo de tal insumo en la estructura de gastos (antes poco significativo), además de la fuerte baja en su disponibilidad (en el pasado casi sin restricciones), y con ello la creciente necesidad de aprovechar las aguas fósiles<sup>10</sup>

---

fica e integridad, con énfasis en la problemática del agua a nivel mundial. Su interés por la energía data de 1970 y entre sus múltiples logros destaca ser cofundador del Instituto del Pacífico, ubicado en Oakland, California, en 1987, que cuenta con un alto prestigio en investigaciones del sector hídrico.

<sup>7</sup> International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook* (WEO) 2012 y 2016, París, 2012 y 2016, cap. 17 y 9.

<sup>8</sup> La extracción se refiere al volumen de fluido tomado de un cuerpo de agua (río, lago, acuífero, océano), en tanto que el consumo es la cantidad *absorbida* o pérdida en los procesos (evaporada, transpirada, incorporada a los cultivos —caso de los biocombustibles: BC— o a los productos); la diferencia entre ambos es el flujo remanente que se regresa al lugar de substracción, de aquí que la extracción será siempre mayor al consumo.

<sup>9</sup> Recordando que a nivel del planeta, el sistema hídrico es cerrado, es decir, no hay intercambio con el espacio, e internamente el agua se comporta cíclicamente entre evaporación y precipitación. De aquí que el volumen estimado de extracción en 2035 representará tan sólo 0.000 000 051% del volumen total ( $1\ 386 \text{ E-m}^3$ ), debido a que a futuro —desafortunadamente— todas las fuentes de agua serán explotadas.

<sup>10</sup> El agua fósil es una reserva natural que se encuentra atrapada en un acuífero desde hace miles o hasta millones de años. En tal condición no tiene posibilidad de recarga vía filtración —al menos en cientos o miles de años—, de ahí su clasificación como recurso no renovable, que al igual que otros en tal categoría, están en vías de agotamiento. Además, conforme se extrae

y salinas, así como los efluentes (aguas negras); estas dos últimas con el requerimiento de ser tratadas, proceso con elevada inversión y costos operación (energía en particular).

En la industria energética, el agua tiene diferentes usos y con ello también diversos impactos ambientales, lo que se muestra en la tabla 3 en forma muy abreviada; en ésta se reduce a dos grandes etapas lo que denominamos aquí como *ciclo de combustible*, extrapolando este término a *huella hídrica (hH)*, lo cual no es del todo correcto, dado que este concepto, basado en un ACV: *Análisis de Ciclo de Vida: de la cuna a la tumba* (anexo 1), se define, en *stricto sensu*, como el volumen de agua fresca utilizada a lo largo de la cadena de fabricación de un producto o servicio, señalando el consumo por fuente y el volumen de contaminantes por tipo.

TABLA 3  
USOS DEL AGUA EN LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE LOS ENERGÉTICOS  
EMPLEADOS EN CADA CICLO DE COMBUSTIBLES Y SUS IMPACTOS AMBIENTALES

Recurso	Minería (M)	Tratamiento (T)	Contaminación			
			Agua	Suelo	Aire	Biota
Carbón	extracción	lavado	ma: M, T	ma: M, T	ma: M, T	ma: M, T
Hidrocarburos		refinación	ma: M, T	ma: M, T	ma: M, T	ma: M, T
Nuclear		fabricación del combustible	ma: M, T	ma: M	ma: M	ma: M, T
				r: T	r: T	
Vapor geotérmico		no aplica	a: M	ma: M	b: M, T	ma: M b:T
Agua	no aplica	acumulación en reservorio	r: T	ma: T	b: T	mma: T
Biocombustible	cultivo	producción	ma: M	ma: M	r: M, T	ma: M
			r: T	r: T		b: T

Simbología: *mma*: muy muy alta, *ma*: muy alta, *a*: alta, *r*: media, *b*: baja.

Los términos *minería* y *tratamiento* se aplican en forma genérica, dado que no necesariamente corresponden al proceso real, como es el caso del ciclo hidráulico que no puede hablarse de extracción del recurso, dado que éste sólo se confina, lo que tampoco se trata de un proceso de transformación.

<sup>1</sup> Procesos de perforación de pozos, recuperación secundaria, mantenimiento de la presión.

se genera una depresión en la superficie, directamente proporcional al descenso del nivel del acuífero, y más importante aún, aumenta la cantidad total de agua en la hidrosfera, haciendo a esta fuente responsable de hasta 25% de la elevación del nivel del mar desde el inicio del siglo pasado.

ANEXO I  
ETAPAS DEL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DEL SECTOR ENERGÉTICO

Subsector	Exploración-explotación	Transporte	Transformación	Transporte-distribución	Consumo	Remediación
<b>Hidrocarburos</b>	Minería: ubicación, evaluación y extracción de reservas	Ductos, pipas, ferrocarril	Refinerías: petrolíferos, petroquímicos	Ductos, pipas, ferrocarril	Sectores:	Del ecosistema (suelo, agua, biota) y socio-económico
<b>Eléctrico</b>	Minería: ubicación, evaluación (ER) y extracción (HC, C, U, Geo)	Ductos, pipas, ferrocarril	Acondicionamiento y uso en generación eléctrica*	Líneas de alta, media y baja tensión	Residencial Transporte Industrial Comercial-Público Agropecuario	
Insumos	B&S requeridos en cada etapa					

HC: hidrocarburos (\*crudo: refinación, \*gas natural: *secado*), C: carbón (\*lavado), U: uranio (\*enriquecimiento), ER: renovables (sol, viento, agua, biomasa).

En este contexto se tiene:

- *hH-azul*: consumo de agua superficial y subterránea, sea por evaporación, incorporación a un producto o devolución a la misma o a una zona distinta a la de captación, en conjunto, el volumen de agua disponible que ha sido consumida durante la producción de un bien o servicio o genéricamente derivado de las actividades humanas;
- *hH-verde*: agua de lluvia que no se infiltra ni escurre, sino que permanece en el suelo o en la vegetación, es decir, la parte de la precipitación que se evaporará o que transpirarán las plantas;
- *hH-gris*: grado de contaminación del agua dulce que puede estar asociada con los procesos de fabricación de un producto y con su cadena de suministro, o sea, es el volumen de líquido requerido para asimilar la carga de contaminantes en comparación con las concentraciones normales y las normas de calidad del fluido.

A partir de lo anterior se da el concepto de *cero hH*, nula descarga, siendo la *azul* en el caso agrícola, mediante sistemas de riego altamente eficientes, y la *gris* en el sector industrial, vía utilización de un circuito cerrado y mejor aún acoplado a tratamiento antes de su descarga. Y no está de más mencionar el concepto de *agua virtual*, entendida como el fluido contenido en los alimentos y en los productos empleados en su fabricación, también identi-

ficada como consumo indirecto, en contra parte al que se emplea en los procesos tipo directo.

Como parte de este concepto de huella<sup>11</sup> (Farrel *et al.*, 2013), a la fecha se han definido cuatro, la ya mencionada *hH*, la bien conocida *hC*: carbono, más la *hN*: nitrógeno y la *hE*: ecológica; la tabla 4 muestran estas huellas, señalando entre paréntesis las vías de reducción y compensación (sólo en la de carbono y ecológica).

La extensión de estos conceptos al campo eléctrico define la *hH* como el agua utilizada en la cadena de extracción-procesamiento del combustible y en la construcción y operación de la central, y su relevancia se debe a que todos los análisis realizados a la fecha confirman que el modelo actual de los ciclos de combustible es insostenible, lo cual aplica igual a la industria petrolera; en conjunto son fuertes depredadores de los recursos naturales y altamente contaminadores de los ecosistemas.

TABLA 4  
DIFERENTES TIPOS DE HUELLA

<b>CARBONO</b>	<b>HÍDRICA</b>
GEI que contribuyen al cambio climático	consumo y contaminación del agua dulce
(mitigar y capturar estas emisiones)	(usarla racionalmente, aún sin parámetro de compensación)
<b>ECOLÓGICA</b>	<b>NITRÓGENO</b>
uso y deterioro del espacio bioproductivo	liberación al ambiente del exceso no capturado por la flora
(minimizar y restaurar)	(minimizar la agricultura intensiva)

En el sector energético se presentan las cuatro huellas: la *hC* por las emisiones de GEI; la *hH* por los consumos de agua y contaminación de ésta en sus procesos de extracción de recursos, de generación eléctrica y de fa-

<sup>11</sup> El término *huella* refiere las actividades, productos y patrones de consumo que afectan —directa e indirectamente— los recursos naturales del planeta y alteran su capacidad de restauración, y a ella se aplican los conceptos de *reducción* y *compensación*: en el caso de la *hC*: minimización de las emisiones de los gases efecto invernadero (GEI) y captura de éstos; *hH*, reducción del consumo y de su contaminación, y sin definición aún los criterios de compensación. El concepto *huella* nace en la década de 1990 como derivación de la huella ecológica y a principios de este siglo, Water Footprint Network propone la metodología para su evaluación, con base en el ACV, siguiendo los criterios de ISO serie 14044-2006.

bricación de combustibles; la *hE* al reducir y/o alterar la biota planetaria; y la *hN* en las prácticas agrícolas intensivas, como es el caso de los BC.

Se estima que el consumo de agua en el sector de hidrocarburos (HC) convencional, y más aún en el no-convencional (recursos de esquisto, *shale*), es mucho mayor al del eléctrico, además de que el análisis en cada uno presenta diferentes grados de complejidad. En el primero, no se cuenta con suficiente información como para extrapolar al conjunto de sus procesos —la mayoría de los análisis son estudios de caso—, en adición a que esta información está bajo la categoría de confidencial, por tanto protegida como datos reservados. Lo que sí se conoce son sus usos en: fluidos de perforación y mantenimiento de la presión en los pozos; sistemas de enfriamiento de equipos —como compresores y otros—; pruebas hidráulicas; inyección para calentamiento del recurso y la recuperación secundaria; fractura hidráulica; construcción de infraestructura de explotación.

Para dar tan sólo una idea, en EU se estima que la demanda de agua en la tecnología de fractura hidráulica, la más intensiva, está entre 7-38 millones de litros (M-l) por pozo, que habría que multiplicar por 487 mil —cifra que arrojó el censo de 2013—, totalizando entre 3.41-18.51 mM-m<sup>3</sup> (miles de millones) en dicho año, y hay que decir que todo este flujo queda inutilizable, dado que las petroleras, al pagar la extracción y no tener obligación de dar tratamiento al volumen contaminado, en el mejor de los casos la reinyectan. Este flujo por sí solo es marginal respecto al agua renovable total del país ( $\approx 0.11-0.60\%$ ), pero es muy significativo a nivel local, no sólo por el acaparamiento del recurso, sino más importante aún, por su gran contaminación que queda expuesta a la población.

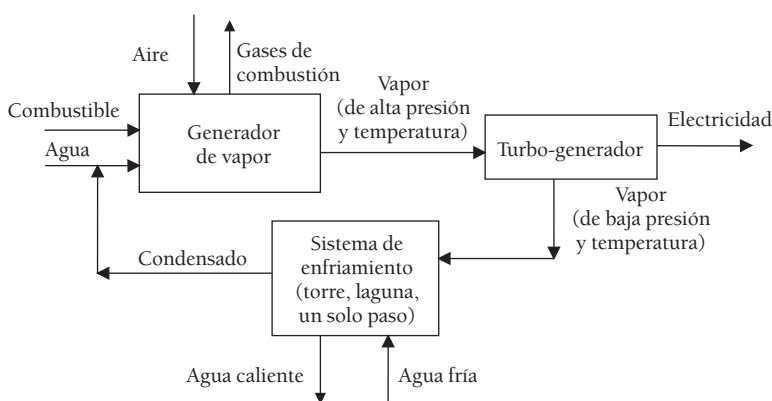
Aunque ciertamente no todos son HC de esquisto, el valor menor bien puede aplicarse a la extracción convencional. Y a lo anterior hay que agregar la demanda asociada al gas grisú (el generado en las minas de carbón), que en esa nación se ha calculado, para el periodo 1997-2006, un consumo del orden de 650 mM-l, es decir, 65 mM-l/a (65 M-m<sup>3</sup>/año), equivalente al consumo intermedio anual recomendado por la OMS de  $\approx 3.6$  millones de personas.

En el caso eléctrico, la evaluación del consumo de agua es relativamente más sencilla y por tanto, a la fecha ya se cuenta con suficientes datos; de hecho, la AIE ha presentado en dos de sus anuarios (2012 y 2016) diagramas que muestran el rango de valores para diferentes ciclos de combustible y tecnologías, indicando que sólo contempla la etapa de generación de la electricidad.

Cabe señalar aquí que, en realidad, estos análisis corresponden a un *índice hídrico*, más que a una *huella hídrica*, dado que se restringe sólo a la fase de producción de electricidad, es decir, dentro de los límites de una central.

De esta manera, en esta industria, el agua se utiliza básicamente en la generación de vapor (fluido de trabajo) y en su enfriamiento (diagrama 1). En el primer caso se trata de un circuito cerrado, por lo que sólo se recuperan las pérdidas; el segundo puede ser tanto abierto como cerrado, y es el factor determinante en la confiabilidad de operación de una central, pues un eventual desabasto de agua ocasiona una baja en la generación o hasta su cierre, o una inversión muy fuerte para el cambio a otros sistemas ahorradores de este fluido.

DIAGRAMA 1  
ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL PROCESO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA



Existen tres tipos básicos de sistemas de enfriamiento: torre (*T*), laguna (*L*) y de un solo paso (*USP*), y dos alternativas (seco e híbrido). Tal como lo indican sus respectivos nombres, en la primera se recircula el agua que se enfría con aire; en la segunda se dispone por un determinado tiempo en un estanque del que se vuelve a utilizar, y en la tercera sólo se toma del cuerpo de agua y se retorna al mismo una vez usada. En cada caso las pérdidas son diferentes; en *T* están asociadas a la evaporación y suelen ser altas; en la segunda, *L*, tienen el mismo origen, pero son sensiblemente menores que la anterior; y en la tercera, *USP*, se consideran mínimas, dado que la evaporación es del mismo orden que tiene la fuente de agua (río o lago). La tabla 5 muestra el estatus cualitativo de diversos parámetros en cada una de las tecnologías de enfriamiento, y en la tabla 6 los rangos de extracción y consumo para diversos arreglos de ciclos de combustible y sistemas de enfriamiento, valores extraídos del anuario de 2016 de la AIE, la que integró los datos de diversos estudios, mismos que sintetizamos en dicha tabla.

Con base en lo anterior es claro que, el arreglo *ciclo-combustible/tecnología-enfriamiento* a elegir depende, primero que nada, de la disponibilidad, al

TABLA 5  
ESTATUS DE DIVERSOS PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO

<i>Tipo de sistema</i>	<i>Inversión</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Extracción</i>	<i>Consumo</i>	<i>Superficie</i>	<i>Contaminación</i>
Torre	alta	madura	baja	alto	baja	baja
Laguna	media	madura	media	medio	muy alta	media
Un solo paso	baja	madura	alta	bajo	media	alta
Seco	muy alta	en desarrollo	marginal	marginal	alta	muy baja
Híbrido	muy alta	en desarrollo	DI	DI	alta	baja

DI: datos insuficientes.

FUENTE: elaboración propia.

TABLA 6  
RANGO DE VALORES DE LOS VOLÚMENES DE EXTRACCIÓN  
Y CONSUMO POR TIPO DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO (M<sup>3</sup> / MWh)

<i>Sistema de enfriamiento</i>	<i>Tecnología de generación</i>	<i>Extracción</i>	<i>Consumo</i>
		<i>m<sup>3</sup>/MWh</i>	
Torre	Carbón convencional, subcrítico, supercrítico, con y sin CAC	0.6 – 18.0	0.5 – 7.5
	Gas natural - ciclo combinado, con y sin CAC		
	Nuclear		
	Solar de concentración		
Laguna	Carbón, subcrítico, supercrítico	1.0 - 230	0.4 – 7.0
	Nuclear		
Un solo paso	Carbón, subcrítico, supercrítico	30 – 700	0.1 – 4.6
	Gas natural - ciclo combinado		
	Nuclear		
Seco	Factible en todas las rutas	0	0
Híbrido		NE	NE

En el caso del sistema seco, la extracción y el consumo no son realmente cero, dado que se utiliza cierto volumen para enfriamiento de equipo.

NE: No se cuenta con datos suficientes para establecer rangos.

FUENTE: elaboración propia con base en: (a) IEA 2012 y 2016; (b) EU-Congreso-2006.

menor costo, del recurso primario (renovable y no renovable), del arreglo tecnológico (caldera, tipo de turbina, gasificación, con o sin captura y almacenamiento de carbono: CAC), de las condiciones del agua (acervo, calidad y competencia) y del clima (en particular el perfil de la temperatura diaria y anual), lo que indicará las alternativas a adoptar, mismas que deben correlacionarse con los impactos (adversos y favorables) ecológicos y socioeconómicos, para la toma de la decisión final (*water-smart energy choice*).

Para que ésta sea óptima, deben evaluarse todos los factores citados, lo que hace determinante contar con una base de datos vasta y confiable, así como con un sistema de procesamiento digital avanzado; dados los problemas conocidos que enfrenta actualmente el sector eléctrico, es claro que en la mayoría de los casos se ha carecido de estos elementos y en su lugar la decisión se ha basado en aspectos financieros, de inversión y costo de operación, es decir, sólo en la rentabilidad de la central eléctrica. Y tal insuficiencia obedece a que no ha habido en el pasado, e incluso en el presente, un interés por integrarlos con otros aspectos como los socioeconómicos y ecológicos.

De todo lo anterior nos parece clara la necesidad de abundar más en el análisis de la relación energía-agua, dado que los escenarios de cambio climático pronostican, entre otras crisis, la del recrudecimiento de los conflictos internos y entre países, en una de sus manifestaciones más perniciosas: los enfrentamientos bélicos.

## REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS EN EL SECTOR HÍDRICO

Hasta aquí se ha repasado el papel del agua en el sector energético, por lo que ahora hay que revisar cuánta energía requiere el sector hídrico. Para consumo humano y para sus actividades productivas, el fluido tiene que extraerse, transportarse, tratarse, distribuirse y descargarse tras su uso, procesos todos ellos demandantes de energía, principalmente eléctrica y en mucho menor medida química (combustible). La cantidad de energía en cada etapa depende de diversas variables como son:

- Tipo de fuente: superficial, subterránea, marina;
- calidad: dulce, salina, negras;
- transporte y distribución: distancia de la fuente al sistema de tratamiento y al consumidor;
- uso final: municipal potable, industrial, agrícola, energético, otro;
- infraestructura: equipo, ductos, plantas de tratamiento;
- mantenimiento y control: preventivo más que correctivo y control de fugas.

Es claro que es necesaria más energía si el agua debe sacarse de un acuífero que de un río o lago, también, conforme la distancia al consumidor crece, y más aún si se destina a consumo humano, requiriendo entonces hasta un tratamiento terciario. La electricidad demandada en cada etapa es para la acción de motores acoplados a bombas (extracción, transporte, distribución) y a ventiladores (tratamiento), y para otros equipos utilizados en la fase de destilación o desalación. El diagrama 2 muestra el arreglo típico de los procesos del sector hídrico, y el diagrama 3 los rangos de requerimientos energéticos para cada uno (IEA-WEO, 2016).

De acuerdo con la AIE, el sector hídrico global utilizó, en 2014, del orden de 120 millones de toneladas de crudo equivalente (M-tep) de energía, de las cuales 60% fue en forma de electricidad, o sea 840 TWh, 3.5% de la generación mundial, y el porcentaje restante como combustible, la mitad principalmente diesel en motobombas usadas en pozos y el otro medio en las plantas de desalación, que suelen quemar gas natural y que se ubican casi en exclusiva en el Medio Oriente y norte de África.

A nivel de naciones, la misma AIE considera que la demanda de electricidad en el sector agua se encuentra entre 4-13% de su generación total, rango amplio por razones obvias, pues depende, en cada caso, de la fuente disponible: superficial, subterránea, otras, siendo la primera la que predomina a nivel mundial, con 2/3 y el otro 1/3 proviene de acuíferos, y se estima que poco menos de 1% es de origen no-tradicional: aguas tratadas y desalinizadas.

Por grupo de países, los desarrollados (PI) consumen más en tratamiento que en la extracción y transporte-distribución, como sucede en las naciones en vías de crecimiento (PED), diferencia que está íntimamente asociada a la existencia (PI) o no (PED) de políticas de explotación racional del agua.

DIAGRAMA 2  
ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LOS PROCESOS DEL SECTOR HÍDRICO

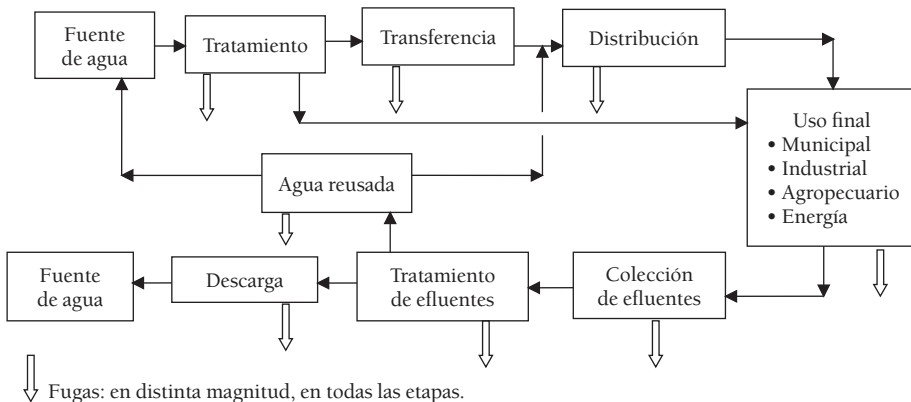
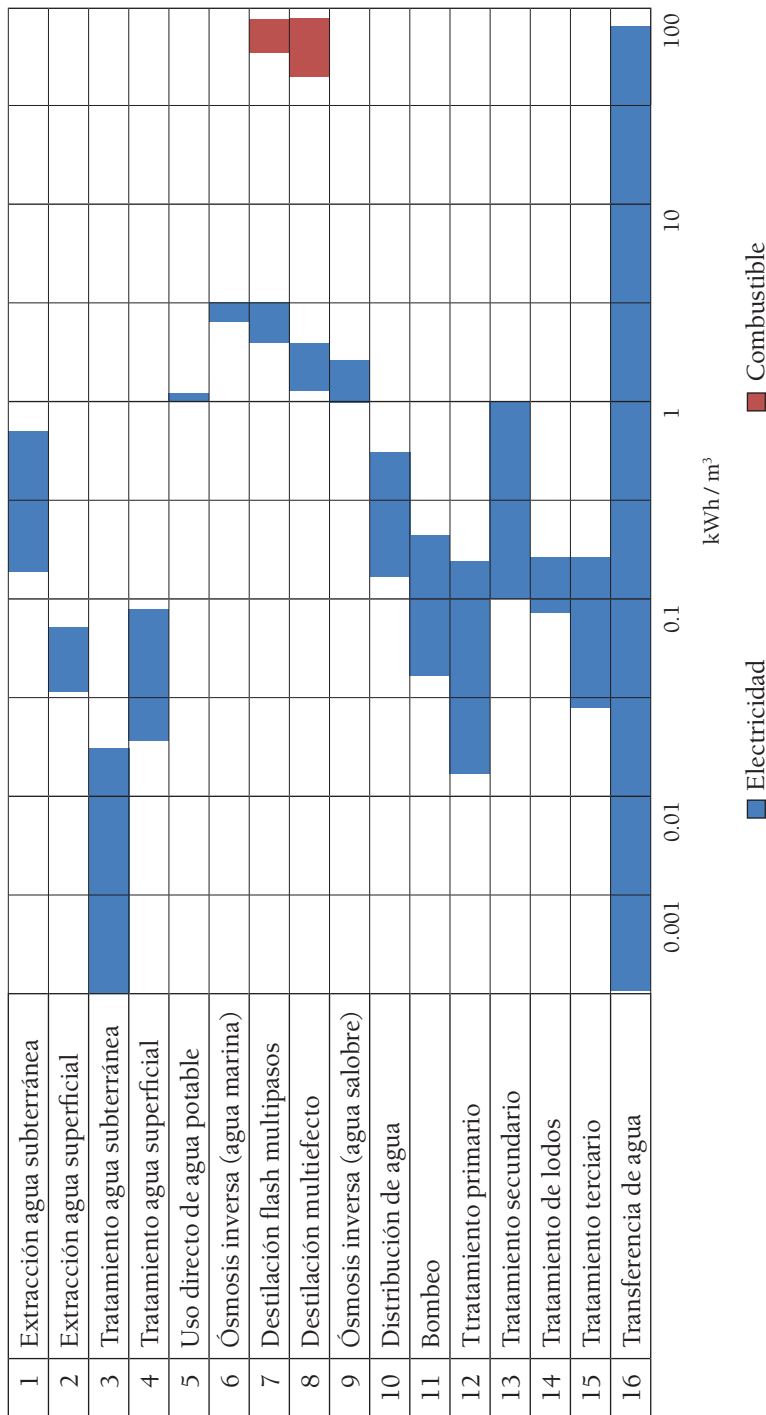


DIAGRAMA 3  
REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA EN DIVERSOS PROCESOS DEL SECTOR HÍDRICO



FUENTE: International Energy Agency. World Energy Outlook, 2016. Chap. 9, p. 368.

Aunque en ambos conjuntos el mantenimiento de la infraestructura y sobre todo el control de fugas suelen estar en las estrategias del sector, en los PED se tiene una gran diferencia entre lo plasmado en sus programas y la realidad, pues se estima que en estas naciones, las fugas —dentro de las cuales también está el robo—, puede alcanzar hasta 50% del volumen extraído (AIE, 2016).

Cabe aquí señalar que son en esencia los países de la Unión Europea los que vienen actuando en este sentido de uso sostenible del agua, en tanto que EU sigue teniendo un alto desperdicio, salvo en las ocasiones que enfrenta desabasto por sequía, como ha sido el caso de California en los últimos cinco años.

En este punto, el uso eficiente del agua y de la energía convergen, lo mismo que una política de transición energética de combustibles fósiles (carbón e HC) y radioactivos (uranio y torio), a renovables en su estricta definición, con excepción de la hidráulica, salvo en aprovechamientos de micro a mediana capacidad.

Y a dicho tránsito no se debe considerar lo que se ha dado por llamar *energías limpias*, en la que se incluyen al gas natural y la nuclear, pues se ha demostrado plenamente que estas rutas tecnológicas conllevan importantes efectos ambientales adversos; el metano con un poder de calentamiento 21 veces mayor al bióxido de carbono, y el más importante, creemos, el relativo a los desechos radioactivos. Esto último, por no tenerse a la fecha una solución que al menos minimice dicho impacto, pues en contraparte, persiste en algunas naciones, como EU, un manejo muy irresponsable de estos productos de la fisión; en este caso, tras haber agotado o colapsado los sitios subterráneos —por mal mantenimiento o por falta de inversión en reprocesamiento— y cancelado los marinos, ambos de disposición final, una parte considerable de dichos compuestos, tanto civiles como militares, se almacenan, *temporalmente*, en áreas vecinas a los reactores en tiendas de campaña; y para agravar esta situación, muchos de ellos sin ser enfriados, al menos durante el tiempo de decaimiento de la radioactividad, que aunque en mínima medida, reduce su peligrosidad (Ludovic Dupin, 2017; Fannie Rasclé, 2014).

## EL AGUA EN EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

En el país hay muy poca información respecto al desempeño de la relación energía-agua, lo que complica su estudio, en adición a que las dependencias

públicas de estos dos sectores, hídrico y energético, no han prestado atención a esta temática.<sup>12</sup>

Un primer acercamiento puede hacerse a partir de las estadísticas que la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) reporta en algunas de sus publicaciones periódicas, como son las relativas a las presas y al agua concesionada a las termoeléctricas. Esta información está muy agregada, por lo que en este último caso, al ser el único valor disponible, se presupone corresponde a la extracción, lo que se sustenta en el hecho de que todo lo relativo al consumo, y con ello al sistema de enfriamiento de las centrales, no son datos abiertos, más aún, están clasificados como confidenciales por el actual gobierno.<sup>13</sup>

Así, sólo es posible estimar *grosso modo* un índice hidráulico (consumo/generación:  $\text{m}^3/\text{MWh}$ ), tal como se muestra en la tabla 7, en la que se aprecia que el volumen concesionado es prácticamente igual en el periodo 2007-2015, lo que resulta en que tal cociente varía en la misma medida que lo hace la generación (conforme ésta aumenta aquel baja). Igual se deduce que las tecnologías consideradas por la CONAGUA, como *termoeléctricas*, es igual a las definidas por el SIE (Sistema de Información Energética): vapor (carbón y combustóleo), ciclo combinado y turbo-gas (gas natural), combustión interna (diesel), excluyendo por tanto las dual (generalmente combustóleo y gas natural), las geotérmicas y la nuclear, que por cierto usa agua marina, al igual que las termoeléctricas ubicadas en costas.

Si se comparan estas cifras con las mostradas en la tabla 6, las plantas mexicanas se encuentran básicamente en el rango *extracción-laguna*, lo cual sólo indica que están dentro de los valores conocidos, que sobra decir, son muy amplios.

Además de permitir la estimación anterior, con la información disponible se puede ubicar en cuál entidad federativa se encuentran las centrales, lo que permite, igualmente y *grosso modo*, identificar que el 89% de las termoeléctricas se sitúan en las regiones con grados de presión hídrica *moderada*, *fuerte* y *muy fuerte*,<sup>14</sup> o dicho en otros términos, se hallan en territorios

<sup>12</sup> Salvo una marginal mención en algunos documentos que edita la Secretaría de Energía (SENER) y en los reportes anuales de la Comisión Nacional del Agua. De hecho, las propuestas de proyecto sobre este tema presentadas por la Facultad de Economía de la UNAM a algunos organismos públicos federales (de política sectorial y académica) fueron rechazadas por considerarlas sólo como un *simple ejercicio en hoja de cálculo, sin relevancia* para los sectores involucrados: hídrico y energético.

<sup>13</sup> Al igual que otros rubros como la ubicación precisa, tecnología, operador (CFE, IP), sistema de enfriamiento, fuente de abasto hídrico (superficial, subterránea, tratada), entre los principales, muy necesarios para una estimación mínimamente aproximada.

<sup>14</sup> De acuerdo a las 13 regiones hidrológico administrativas de CONAGUA, *Atlas del agua en México, 2009 al 2013*.

TABLA 7  
MÉXICO, DESEMPEÑO HIDRÁULICO DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Rubro	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Volumen concesionado total (M-m3)	78.949	79.752	80.587	80.300	80.3	82.734	81.651	84.929	85.664
Volumen concesionado a termoeléctrica (M-m3)	4.086	4.075	4.078	4.078	4.078	4.078	4.529	4.150	4.149
Participación termoeléctrica al total concesionado (%)	5.2	5.1	5.1	5.1	5.1	4.9	4.9	4.9	4.9
Generación térmica (TWh)	154.3	153.4	160.4	160.0	171.6	178.9	179.1	168.7	177.1
Índice hidráulico (m3/MWh)	26.5	26.6	25.4	25.5	23.8	22.8	25.3	24.6	23.4

M-m3: millones de metros cúbicos. TWh: Tera-watt-hora. MWh: Mega-watt-hora.  
FUENTE: CONAGUA, *Atlas del agua en México, 2009 al 2013*, México, SIE-SENER.

con disponibilidad de agua *baja* y *muy-baja*, como son Baja California y Baja California Sur, así como en todos los estados fronterizos con EU. Con este país se tiene ya una importante competencia por dicho recurso en diversos puntos, y para empeorar esta situación, existe en estas demarcaciones importante infraestructura energética —eléctrica (33.5% del total nacional) y de hidrocarburos, ésta más intensiva en agua y en emisiones de contaminantes—, que de acuerdo con los planes gubernamentales es la que tendrá la mayor expansión.

En contraparte, en el sureste, donde las precipitaciones —regulares y más aún las provocadas por eventos meteorológicos, son cada vez de mayor intensidad— van de *altas* a *muy-altas*, han resultando en una reserva de agua elevada, aunque parece haberse iniciado ya una disminución del recurso hídrico superficial, que sumado a los escenarios de cambio climático en esta zona,<sup>15</sup> la hidroelectricidad se verá seriamente afectada; de hecho, entre 2002-2016 esta ruta tuvo, a nivel nacional, un desempeño muy variable (igual

<sup>15</sup> Aunque se tienen pronósticos tanto a la alza como a la baja, de acuerdo al Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018, publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 28 de abril de 2014, “la precipitación ha disminuido en el sureste del país desde hace medio siglo”, lo que es una clara señal de que la abundancia hídrica de dicha zona está ya en riesgo. Esta predicción es congruente con *Escenarios de cambio climático de futuro cercano (2015-2039)* y *lejano*

que el clima), manteniéndose en este periodo con una participación promedio de alrededor de 12.6% en la generación bruta (vs. 31% en 1990 y 26% en 2000), contra el aumento creciente del gas natural (pasó de 25% a 54% en el mismo lapso). Pero más importante aún serán los muy adversos impactos en la biodiversidad de esa región, que es la que más aporta a la calificación del país como megadiverso, ubicándose entre los cinco primeros puestos del planeta.<sup>16</sup>

La energía igualmente jugará un papel relevante en los casos de inundación y con ello en la gestión de sobrecarga en las presas; aquí el bombeo y sobre todo la infraestructura de desvío del agua excedentaria de los reservorios y de control de desbordamientos es esencial, no obstante los requerimientos energéticos superiores.

Otro aspecto a destacar es la normatividad en materia hídrica, misma que está dirigida esencialmente al control de su contaminación y aunque hay límites a su extracción, la falta de supervisión y hasta la complicidad de los funcionarios públicos, federales y sobre todo locales, es bastante común que ciertos usuarios, grandes terratenientes y sobre todo empresas mineras los sobrepasan.

Igualmente, las tarifas son causa de una gran demanda y con ello también de desperdicio, pues tan sólo el mayor consumidor del país, el agropecuario, e independiente de la zona de disponibilidad de agua de que se trate (1: máxima, 4: mínima), en 2015 el precio por metro cúbico fue de cero, para aquellos que no rebasen el volumen concesionado, lo que ya se mencionó, frecuentemente sucede, aunque en este caso el sobrecosto no es significativo, tan sólo 16 centavos por cada metro cúbico en exceso en cualesquiera de las áreas de reserva. No está de más señalar aquí que los pequeños agricultores y las comunidades indígenas no cuentan con riego en sus cultivos, así que no se ven favorecidos por tales subsidios (CONAGUA, 2015).

Para dar cifras comparativas, el rango del importe para el régimen general está entre 19.4-1.9 \$/m<sup>3</sup>, el de agua potable con consumo >300 l/hab-día: 0.89-0.11 \$/m<sup>3</sup> (equivalente a 0.089-0.011 ¢/l, insignificante para un sobreconsumo mínimo de 6 veces el valor *intermedio* recomendado por la OMS de 50 l/hab-d y de 3 veces el *óptimo*: 100 l/hab-d), y la generación hidroeléctrica y geotérmica, constante en las 4 zonas de 0.005 \$/m<sup>3</sup>, y no se cuenta con el dato para el caso de las termoeléctricas (CONAGUA, 2015).

Una vez más, estas cifras generales no corresponden a los hechos, pues la desigualdad en el suministro también se presenta en las tarifas, o en los ca-

---

(2075-2099), que para dicha región estiman un descenso que puede ir de 5% hasta más de 15 por ciento.

<sup>16</sup> En cuanto a riqueza de especies, México ocupa el primer lugar en reptiles, el segundo en mamíferos y el cuarto en anfibios y plantas.

sos en los que hay que *auto abastecerse*, vía compra (e.g. pipas), los costos pueden llegar a cuadruplicarse.

Aquí cabe señalar la insistente *recomendación* del BM y del FMI en cuanto a considerar que el déficit en la provisión de agua puede solucionarse a través de los *servicios hídricos*, entendidos éstos como privatización de toda la cadena de este sector. Sobra decir que las experiencias internacionales y *en carne propia* las liberalizaciones de servicios en el país, sólo han profundizado las desigualdades entre consumidores, regionales, sectoriales y domésticos, siendo estos últimos los más afectados cuando se encuentran en los estratos sociales inferiores.

En este mismo tenor, pero en el ámbito internacional, cabe citar el desarrollo de una certificación sobre gestión del agua realizada por ISO (International Organization for Standardization), con énfasis en los sectores energéticos e hidráulicos, “ISO 14046, Environmental management – Water footprint – Principles, requirements and guidelines”,<sup>17</sup> misma que ya se adoptó en México, pero con muy baja participación, no sólo por su carácter voluntario, sino por la falta del marco institucional que lo promueva y aplique. La razón de tal situación se tiene en lo siguiente: el país ocupa el 11° lugar en el mundo con mayor *hH* en el sector de producción y el 8° en el de demanda; tiene el lugar 94 en la disponibilidad promedio per cápita anual (3 700 m<sup>3</sup>/hab-año), muy por encima de la media global (1 406 m<sup>3</sup>/hab-año);<sup>18</sup> los productos agropecuarios son los que mayormente aportan a la *hH*, tanto interna como externa, y tanto directa como indirecta; lo anterior, derivado de los bajos rendimientos de los cultivos, inferiores al promedio general, y con ello una huella por tonelada superior; así, entre 1996-2005 México fue un destacado importador de agua virtual, con el 2° puesto mundial; en conjunto, todo lo anterior está causando que el aprovechamiento del agua no sea sostenible y para el futuro cercano se vislumbra pasará el umbral hacia una crisis, que no sólo acentuará las contiendas entre consumidores, sino además se incrementará el riesgo de desequilibrar, sin retorno, los ecosistemas (CONAGUA Estadísticas, 2016; CADIS, 2016).

En cuanto a la competencia interestatal e intersectorial por el agua, hay que considerar también el factor socioeconómico, es decir, el crecimiento poblacional y de las actividades económicas, siendo más fuerte la relativa al abasto municipal-doméstico, pero igualmente al agropecuario. La satisfacción de estas demandas exigirá, en las zonas con un bajo acervo del fluido

<sup>17</sup> <[http://www.iso.org/iso/home/news\\_index/iso-in-action/water.htm](http://www.iso.org/iso/home/news_index/iso-in-action/water.htm)>.

<sup>18</sup> Tomando los datos de agua disponible subterránea y superficial mundial, tabla 1, y una población en 2017 de 7 536 millones de habitantes, se tiene un valor promedio de 1 406 m<sup>3</sup>/hab-año. En el caso de México, para 2015, el volumen de agua renovable ascendió a 446 777 M-m<sup>3</sup>, divididos entre la población de ese año, 121 M-hab, resulta en 3 692 m<sup>3</sup>/pc-a.

y más aún en aquellas con pronósticos de sequías recurrentes y prolongadas, ir cada vez a mayores profundidades para su extracción y con ello más electricidad para bombeo, al tiempo que se acelerará la sobreexplotación, así como el uso creciente de aguas tratadas, con un significativo aumento en su costo.

Para dimensionar estas demandas en aumento vs. la situación de disponibilidad del recurso, baste mencionar algunas cifras (CONAGUA, INEGI, 2015): 2/3 del territorio nacional es árido y semiárido (región norte-centro-noreste) y en él viven alrededor de 77% de la población, con tan sólo 33% de la disponibilidad natural media, lo que equivale a 1 583 m<sup>3</sup>/hab-año; en contraparte, el sureste tiene 67% de disponibilidad y 23% de la población, dando 10 734 m<sup>3</sup>/hab-año. En ambos casos, en principio, podrían satisfacer sus requerimientos intermedios de agua (OMS, 18.25 m<sup>3</sup>/pc-a), 87 veces el primero y hasta 588 veces el segundo. Entonces, ¿por qué existe en el país una población sin acceso al agua? Primero, porque *disponibilidad* está lejos de significar que puede utilizarse para consumo humano, ya que una parte del líquido es necesaria para mantener los ecosistemas acuáticos (ríos y lagos), pero más aún, porque la infraestructura que explota y distribuye el fluido es, como ya hemos insistido, altamente desigual entre regiones y estratos sociales.

En cuanto a la competencia en zonas fronterizas, la más fuerte a enfrentar será la del norte, con EU. Con este país, las principales cuencas compartidas son las de los ríos Colorado y Bravo, ambos casos regidos por acuerdos bilaterales. En el primer caso, cabe citar que en septiembre de este año se suscribió la renovación, por 9 años más, de un amplio pacto de conservación ambiental entre México y nuestro vecino del norte, sobre la gestión de la cuenca del río Colorado —una de las zonas más secas de América del Norte, donde sólo llueve 30 milímetros al año—, documento que amplía las principales disposiciones del acta 319, suscrita en 2012.<sup>19</sup>

Al respecto y aun cuando las autoridades consideran beneficioso para México este acuerdo, el hecho es que, al basarse EU en la superficie de la cuenca que se encuentra en el lado mexicano, nuestro derecho de extracción es de tan sólo 1.85 mM-m<sup>3</sup>/a; este volumen es del orden de 10% del flujo promedio anual estimado en 22.4 mM-m<sup>3</sup>/a, mismo que se almacena y administra principalmente en las presas Hoover (capacidad total de 35.2 mM-m<sup>3</sup>) y Glenn Canyon (33 mM-m<sup>3</sup>), y para completar este adverso escenario están los altos niveles de contaminantes que tiene la mermada corriente que llega al

<sup>19</sup> El acta 323 del Tratado de Aguas Internacionales de 1944, titulado “Extensión de las Medidas de Cooperación y Adopción de un Plan Binacional de Contingencia por Escasez de Agua en la Cuenca del Río Colorado”.

país y que las mineras ubicadas en nuestro territorio terminan por empeorar<sup>20</sup> (Llano, 2016).

En el caso de la cuenca del Bravo, los desacuerdos datan de más de medio siglo, igualmente debido a las limitaciones al aprovechamiento de sus aguas por México, siendo uno de los principales argumentos los bajos volúmenes de captación en los afluentes mexicanos alimentadores del río, hecho cierto, pero determinado por la situación geográfica de la cuenca, razón por la cual no está considerado en los criterios de aprovechamiento del flujo del río por las partes, lo que en la práctica no sucede.

Esta situación tan desigual ha sido motivo de frecuentes fricciones entre ambos países, en particular en tiempos de sequía, que no obstante los acuerdos sobre restricciones a la extracción, ninguna de las partes las ha respetado, pero la mayor capacidad técnica de EU, así como su postura imperial y la subordinación de nuestros gobernante, resulta en constantes perjuicios para los consumidores mexicanos, en particular las actividades agropecuarias, pero en creciente medida las industriales ubicadas en esa región del territorio nacional, destacando las mineras y en ascenso las eléctricas y petroleras.

En este contexto, no es difícil imaginar las graves repercusiones del cambio climático en la región norte del país, que pondrá frente a frente a los sectores de energía e hídrico, reiterando que sin agua no puede producirse electricidad, ni extraer y procesar los hidrocarburos, y viceversa, y si se agrega el aumento de la población por la demanda de mano de obra de estas industrias, la competencia por el recurso augura una escalada de los conflictos.

En la frontera sur el panorama pareciera más halagüeño, dado que las cuencas compartidas con Guatemala —las del Grijalva-Usumacinta, Suchiate, Coatán y Candelaria—, y con éste y Belice —la de Río Hondo— tiene un superávit de agua; ha sido entonces la razón de que los desacuerdos con estas últimas naciones prácticamente han sido mínimos, pero a futuro, más que conflictos fronterizos se vislumbran entre consumidores, pues igualmente en esta región, las actividades energéticas y mineras están haciendo estragos en el recurso agua; y esto sin considerar lo ya mencionado, que las precipitaciones ahí han venido disminuyendo, lo que en conjunto augura un incremento de la protesta social, que cabe decir, han sido estas comunidades unas de las más perjudicadas por las políticas económicas neoliberales.

Cierto es que las autoridades mexicanas han venido planteando estrategias para el uso racional, sostenible del agua, lo que sexenalmente plasman en el Programa Nacional Hídrico (PNH), el último, para el periodo 2014-

<sup>20</sup> Del volumen total de agua destinado a la minería, los seis estados del norte del país consumen el 47.5 por ciento.

2018. Éste dice sustentarse en seis grandes objetivos a saber: 1) fortalecer la gestión integrada y sustentable del agua; 2) incrementar la seguridad hídrica ante sequías e inundaciones; 3) fortalecer el abastecimiento de agua y el acceso a los servicios de agua potable, alcantarillado y saneamiento; 4) incrementar las capacidades técnicas, científicas y tecnológicas del sector; 5) asegurar el agua para el riego agrícola, energía, industria, turismo y otras actividades económicas y financieras de manera sustentable; 6) consolidar la participación de México en el contexto internacional en materia de agua. Aunque a la fecha se han publicado ya tres documentos de logros anuales (2014, 2015, 2016), la realidad es que tales son *avances* de las metas, sin especificar cuánto, salvo el caso de las tarifas, que entre 2000-2012 tuvieron un incremento en términos reales de 42%, además de reiterar progresos estimados con criterios muy cuestionables, como es el caso del nivel de cobertura del servicio: 92% a nivel nacional, 95.5% medio urbano, 80.3% medio rural.

Cabe decir que en el último documento (Intended Nationally Determined Contribution) sobre compromisos de México en materia de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030, presentado al IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) en marzo de 2015, muchas de las medidas están vinculadas al uso racional de los recursos hídricos, lo que lleva a pensar que es factible que la temática energía-agua adquiera una real importancia en el ámbito de la toma de decisiones nacional.

Como corolario podemos decir que México aún tiene un largo camino que recorrer para efectivamente poner en práctica todas las promisiones que tan sólo el gobierno actual ha plasmado en planes y programas nacionales, así como en acuerdos internacionales.

## CONCLUSIONES

No obstante que 70% del planeta es agua, la disponible para uso humano es muy baja, y debido a su sobreexplotación y sobre todo a su contaminación, cada vez es más costoso su aprovechamiento, a lo que se añade la alteración del ciclo hídrico debido al cambio climático. De aquí que la crisis del agua ya ha sido *declarada* a nivel mundial, por lo que diversas organizaciones internacionales han estado trabajando en el análisis y elaboración de propuestas para frenar y revertir tal situación.

Conforme la población crece, también lo hace la demanda de agua de los diversos sectores consumidores, de ahí que la competencia entre éstos por el recurso se agudice, lo que ha hecho necesario el estudio de la interrela-

ción energía y agua, en virtud de su estrecha interdependencia. A la fecha se cuenta con un buen conocimiento cualitativo y cuantitativo del comportamiento de ese vínculo, aunque más en la industria eléctrica que en la de hidrocarburos, en parte por ser la primera el tipo de energía más empleada en los procesos de explotación del fluido.

En este sentido, la información ahora disponible es una guía útil para los tomadores de decisión, en particular la relativa a qué tipo de *arreglo* “combustible-tecnología de enfriamiento” es el más adecuado a las condiciones locales, es decir, qué clase de centrales eléctricas deben considerarse en los programas nacionales de este sector, mismos que deben sustentarse en una vasta, confiable y estandarizada base de datos —hidrológicos, energéticos, climáticos, socioeconómicos, tecnológicos, etc.— a fin de garantizar una selección óptima.

En México, al parecer y desafortunadamente, no se cuenta con toda esta información, lo que explica en parte la falta de atención a esta temática, situación que frente a los conflictos ya presentes en el país en cuanto a la competencia por el agua, hace muy necesario no sólo concretar los planteamientos plasmados en los programas nacionales energéticos e hidráulicos en cuanto al uso eficiente de ambos recursos, sino igualmente analizar su intrínseca interrelación y ésta con los escenarios de cambio climático ampliamente desarrollados para el territorio mexicano. Cabe recordar aquí que los planes de crecimiento del sector energético para los próximos años contemplan un importante incremento de esta infraestructura en zonas ya en crisis hídrica o cerca de alcanzar tal estatus, hecho que refuerza la urgencia de trabajar en el tema de energía y agua.

## BIBLIOGRAFÍA

- Barlow Maude (2010), “Sobre explotación del agua y cambio climático”, en *América Latina en Movimiento*, núm. 456, junio 2010, 3 pp.
- Bizikova Livia, Dimple Roy, Darren Swanson, Henry David Venema, Matthew McCandless (2013), *The Water–Energy–Food Security Nexus, Towards a Practical Planning and Decision-Support Framework for Landscape Investment and Risk Management*, International Institute for Sustainable Development, February.
- Brune Nancy E. (2011), “Water-Energy-Security Nexus”, en *SIWI Water Week Conference*, August, 36 pp.
- CEC.org, *La mosaïque nord-américaine, Aperçu des principaux enjeux environnementaux*, S/fecha.

- Centro de Análisis de Ciclo de Vida y Diseño Sustentable CADIS, Embajada de Suiza en Colombia, Agencia Suiza para la Cooperación y el Desarrollo COSUDE, A. Martínez, J. Chargoy, M. Puerto, N. Suppen, D. Rojas, Autores contribuyentes, S. Alfaro, D. Ayes, L. Barrantes, L. Carrasco, J. Castro, V. Charlón, B. Civit, A. Conza, C. Díaz, L. Díaz, C. Farell, I. Francke, A. García, S. Gmünder, M. González, C. Grisales, R. Laura, P. Lloret, R. Monteiro, C. Naranjo, S. Papi, C. Peña, N. Petrocelli, V. Revilla, L. Rodríguez, E. Rosa, E. Sacayón, C. Toro, A. Vera, J. Victoria, J. Villarraga (2016), *Huella de Agua (ISO 14046)*, en *América Latina, análisis y recomendaciones para una coherencia regional*, 90 p.
- CERES (2014), *Hydraulic Fracturing & Water Stress, Water Demand by the Numbers*, 85 pp.
- Cervantes Carretero, Eduardo Alexis *et.al.* (2017), “Cálculo de la huella hídrica azul directa para uso doméstico y agrícola”, en *Huella Hídrica en México, análisis y perspectivas*, pp. 133-154.
- Comisión Nacional del Agua, *Atlas del Agua en México*, ediciones del 2009-2014.
- Comisión Nacional del Agua, *Estadísticas del agua en México*, ediciones, del 2009-2015.
- CONAGUA-IMTA-ANEAS-WWC (2014), *Water Week Latinoamerica*, 23-27 de junio, México.
- Ertug, A. y Arjen Y. Hoekstra (2012), *Carbon and Water Footprints, Concepts, Methodologies and Policy Response*, UNESCO, World Water Assessment Programme.
- Farell Baril, Carole, Sylvie Turpin Marion y Nydia Suppen Reynaga (2013), “Huella de agua de uso público-urbano en México”, *Revista Internacional de Estadística y Geografía, Realidad, Datos y Espacio*, vol. 4, núm. 1, enero-abril.
- Fundación Solón (2010), “El reto ahora es cumplir con el derecho al agua. Bolivia, A diez años de la “Guerra del Agua”, en *América Latina en Movimiento*, núm. 456, junio, 5 pp.
- Grubert, Emily A., Fred C. Beach y Michael E. Webber (2012), “Can Switching Fuels Save Water? A Life Cycle Quantification of Freshwater Consumption for Texas Coal-and Natural Gas-fired electricity”, en *Environmental Research Letters*, Environ, doi:10.1088/1748-9326/7/4/045801, 11 pp.
- Hightower, Mike (2010), “Energy and Water, Overview of Emerging Issues and Challenges”, en *Sandia National Laboratories*, DOE/EIA Energy Conference.
- Hightower, Mike (2010), “Energy and Water, Energy Security, Water, Land, and Climate Issues”, Ground Water Protection Council, *Sandia National Laboratories*, September, 15 pp.

- Hightower, Mike (2011), “Water Impacts on Energy Security, The Global Water Crisis, Addressing an Urgent Security Issue”, *InterAction Council, High-Level Expert Group Meeting*, March 21-23, Toronto, Canada.
- Hightower, Mike (2011), “Water Impacts on Energy Security”, en *Sandia National Laboratories*, New Mexico, SNL.
- Hightower, Mike (2011), “Water and Energy, Emerging Issues and Challenges, Energy-Water Nexus Landscape & Opportunities for Engineers”, en *SNL*, August 2.
- Hightower, Mike (2012), “Energy and Water Interdependencies Issues and Trends in the Eastern U.S.”, en *Sandia National Laboratories, Energy, Water, and the Environment in the Delaware River Basin*, Rutgers EcoComplex, November 7, 26 pp.
- Hoekstra, A.Y. y A.K. Chapagain (2004), “Water Footprints of Nations”, en *Volume 1 Main Report UNESCO-IHE, Delft, The Netherlands, Research Report Series #16*, disponible en <[www.waterfootprint.org/?page=files/Publications](http://www.waterfootprint.org/?page=files/Publications)>.
- International Energy Agency (2012), “Water for Energy, Is Energy Becoming a Thirstier Resource?”, en *World Energy Outlook*, Chapter 17, 33 pp.
- International Energy Agency (2016, 2012), *Chap. 9, Water-Energy Nexus*, 47 pp., *Cap. 17, Water for Energy*, 29 pp., *World Energy Outlook (WEO)*.
- ISO 14044 (2006), International Standard, *Environmental Management-Life Cycle Assessment, Requirements and Guidelines*, Geneva, Switzerland, International Organization for Standardization.
- ISO/DIS 14046 (2012), International Standard under Development, *Life Cycle Assessment-Water Footprint-Requirements and Guidelines*, consulta-do en <[www.iso.org/iso/iso\\_catalogue/](http://www.iso.org/iso/iso_catalogue/)>.
- Johnson, Hope, Nigel South y Reece Walters (2017), “Eco-Crime and Fresh Water”, en Matthew Hall, Tanya Wyatt, Nigel South, Angus Nurse, Gary Potter y Jennifer Maher (eds.), *Greening Criminology in the 21st Century, Contemporary Debates and Future Directions in the Study of Environmental Harm*, Londres, Taylor & Francis Group, pp. 133-146.
- Klise, Geoffrey T., Vincent C. Tidwell, Marissa D. Reno, Barbara D. Moreland, Katie M. Zemlick y Jordan Macknick (2013), “Water Use and Supply Concerns for Utility-Scale Solar Projects in the Southwestern United States”, en *SANDIA Report*, SAND2013-5238, July, 62 pp.
- Kobos, Peter H. *et al.* (s/f), “Storing Carbon Dioxide in Saline Formations, Analyzing Extracted Water Treatment and Use for Power Plant Cooling”, en *Sandia National Laboratories*, 25 pp.
- Lambarri Beléndez, Javier y Rita Vázquez del Mercado Arribas (2017), “Hue-lla hídrica, definición y contexto global”, en Rita Vázquez del Mercado

- y Javier Lambarri (eds.), *Huella Hídrica en México, análisis y perspectivas*, México, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua.
- Llano, Manuel (2016), “Concesiones de agua para las mineras”, 26 de enero, disponible en <<http://www.cartocritica.org.mx/2016/concesiones-de-agua-para-las-mineras/>>.
- Luna B., Leopold, Frank E. Clarke, Bruce B. Hanshaw, y James R. Balsley (1971), *A Procedure for Evaluating Environmental Impact*, Geological Survey Circular 645, United States Department of the Interior, 15 pp.
- Macknick, J., R. Newmark, G. Heath y K.C. Hallett (2011), “A Review of Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies”, en *National Laboratory of the U.S*, Department of Energy, March, 29 pp.
- Macknick, J., R. Newmark, G. Heath y K.C. Hallett (2012), “Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies, a Review of Existing Literature”, en *National Renewable Energy Laboratory*, Environmental Research Letters, Environ, Res, Lett. 7, 045802 (10 pp.) doi: <10.1088/1748-9326/7/4/045802>, 20 December 2012.
- Madden, N., A. Lewis y M. Davis (2013), “Thermal Effluent from the Power Sector, an Analysis of Once-Through Cooling System Impacts on Surface Water Temperature”, en *Environmental Research Letters*, doi: <10.1088/1748-9326/8/3/035006>, July, 8 pp.
- Martínez Austria, Polioptro y Carlos Patiño Gómez (2007), “Efectos del cambio climático en los recursos hídricos de México”, en *Instituto Mexicano de tecnología del Agua*, *Gaceta IMTA*, núm. 7, noviembre.
- Martínez Austria, Polioptro y Carlos Patiño Gómez (2009), “Efectos del cambio climático en los recursos hídricos de México”, en *Instituto Mexicano de Tecnología del Agua*, agosto, 50 pp.
- Martínez Austria, Polioptro y Carlos Patiño Gómez (2010), “Efectos del cambio climático en los recursos hídricos de México”, en *Vol. III Atlas de Vulnerabilidad Hídrica en México ante el Cambio Climático*, 163 pp.
- Martínez Austria, Polioptro y Carlos Patiño Gómez (2012), “Efectos del cambio climático en los recursos hídricos de México”, en *Vol. IV, Adaptación al cambio climático*, 123 pp.
- Martínez Austria, Polioptro y Carlos Patiño Gómez (2012), “Efectos del cambio climático en los recursos hídricos de México”, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, *Revista IMTA, Tecnología y Ciencias del Agua*, vol. III, núm. 1, enero-marzo, pp. 5-20.
- Mekonnen, Mesfin M., † P. W. Gerbens-Leenes y Arjen Y. Hoekstra (2015), “The Consumptive Water Footprint of Electricity and Heat, a Global

- Assessment”, Water Management Group, Twente Water Centre, University of Twente, The Netherlands, DOI, <10.1039/C5EW00026B> (Paper) *Environ, Sci, Water Res. Technol*, 1, pp. 285-297.
- Meldrum, J., S. Nettles-Anderson, G. Heath y J. Macknick (2013), “Life Cycle Water Use for Electricity Generation, a Review and Harmonization of Literature Estimates”, en *Environmental Research Letters*, 18 pp., DOI: <10.1088/1748-9326/8/1/015031>.
- Mendonça, Maria Luisa (2010), “Agrocombustibles y monopolio sobre bienes comunes”, en *América Latina en Movimiento*, núm. 456, junio, 4 pp.
- Monast, Jonas (2014), *Nexus Perspectives, Water, Energy, and Climate*, Nicholas Institute for Environmental Policy Solutions, March, 11 pp.
- National Energy Technology Laboratory (NETL) (2009), *Estimating Freshwater Needs to Meet Future Thermoelectric Generation Requirements*, Update, September 30, p. 94.
- National Energy Technology Laboratory (NETL) (2010), *Estimating Freshwater Needs to Meet Future Thermoelectric Generation Requirements*, 2010 Update, September 30, DOE/NETL-400/2010/1339, 109 pp.
- Office of the Director of National Intelligence (2012), *Global Water Security, Intelligence Community Assessment*, ICA 2012-08, 2 February, 30 pp.
- Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), AquaData.
- Oyarzún Muñoz, Jorge (2008), *Evaluación de impactos ambientales*, Diplomado en Sustentabilidad Ambiental Minera, Chile, Universidad de La Serena, 114 pp.
- Passell, Howard (s/f), *Energy – Water - Food- Ecosystems, Global Interdependencies and Trends*, Sandia National Labs, 47 pp.
- Pate, Ron, Mike Hightower, Wayne Einfeld (2007), *Overview of Energy-Water Interdependencies and the Emerging Energy Demands on Water Resources*, April, SAND 2007-1349C, 21 pp.
- Paulino Becerra, Iury Charles (2010), “Energía para que y para quién, una reflexión necesaria”, en *América Latina en Movimiento*, núm. 456, junio, pp. 18-20
- Peredo Beltrán, Elizabeth (2010), “Cambio climático y crisis del agua. Dos luchas convergentes para defender la vida”, en *América Latina en Movimiento*, núm. 456, junio, pp 1-2.
- Ponce, Víctor M., “La matriz de Leopold para la evaluación del impacto ambiental”, disponible en <[http://ponce.sdsu.edu/la\\_matriz\\_de\\_leopold.html](http://ponce.sdsu.edu/la_matriz_de_leopold.html)>, consultado el 23 de agosto de 2016.
- Posadas, Alejandro y Regina M. Buono (2016), *The Ruel of Law and Mexico’s Energy Reform, Looming Conflicts? Energy Reform Priorities and the Hu-*

- man Right of Access to Water in Mexico*, Mexico Center/University of Houston/Tecnológico de Monterrey/Universidad Autónoma de Nuevo León/Centro de Investigación para el Desarrollo A.C., 30 pp.
- Postel, Sandra (2006), “Uso y aprovechamiento del agua para generación de energía eléctrica”, en IV Foro Mundial del Agua, México, 17 de marzo, 39 pp.
- Tidwell, Vincent y Barbie Moreland (2016), “Mapping the Energy-Water Nexus around the Pacific Rim”, *Sandia National Laboratories*, SAND, 2016, 0412R, 21 pp.
- Union of Concerned Scientist of United State (UCSUS) (2007), “Got Water?”, en *Citizens and Scientist*, Issue Brief, october, 4 pp.
- Union of Concerned Scientist of United State (UCSUS) (2011), *Power Plants, Electricity’s Thirst for a Precious Resource*, disponible en <[http://www.ucusa.org/clean\\_energy/our-energy-choices/energy-and-water-use/fresh-water-use-by-us-power-plants.html](http://www.ucusa.org/clean_energy/our-energy-choices/energy-and-water-use/fresh-water-use-by-us-power-plants.html)>.
- Union of Concerned Scientist of United State (UCSUS) (2011), *Freshwater Use by U.S. Power Plants, Electricity’s Thirst for a Precious Resource*, disponible en <[http://www.ucusa.org/clean\\_energy/our-energy-choices/energy-and-water-use/freshwater-use-by-us-power-plants.html](http://www.ucusa.org/clean_energy/our-energy-choices/energy-and-water-use/freshwater-use-by-us-power-plants.html)>.
- Union of Concerned Scientist of United State (UCSUS) (2013), “Water-Smart Power Strengthening the U.S. Electricity System in a Warming World”, A Report of the Energy and Water in a Warming World Initiative, July, 58 pp.
- Union of Concerned Scientist of United State (UCSUS) (s/f), *Power and Water at Risk, The Energy-Water Collision*, disponible en <[http://www.ucusa.org/clean\\_energy/our-energy-choices/energy-and-water-use/power-and-water-at-risk.html](http://www.ucusa.org/clean_energy/our-energy-choices/energy-and-water-use/power-and-water-at-risk.html)>.
- Union of Concerned Scientist of United State (UCSUS), *How it Works, Water for Electricity*, disponible en <<http://www.ucusa.org/clean-energy/energy-water-use/water-energy-electricity-overview>>.
- United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) (2012), “Managing Water under Uncertainty and Risk”, en *The United Nations World Water Development Report 4*, vol. 1, p. 70.
- U.S, Department of Energy (2006), “Energy Demands on Water Resources”, Report to Congress On The Interdependency of Energy and Water, December.
- U.S, Department of Energy (2014) *The Water-Energy Nexus: Challenges and Opportunities*, June, 258 pp.
- Vliet, Michelle T.H. van, Stefan Vögele y Dirk Rübhelke (2013), “Water Constraints on European Power Supply under Climate Change: Impacts

on Electricity Prices”, July, en *Environmental Research Letters*, Environ, Res, Lett, 8 035010 (10pp) doi: <10.1088/1748-9326/8/3/035010>, 11 pp.

Wu, X.D. G.Q. Chen (2017), “Energy and Water Nexus in Power Generation: The Surprisingly High amount of Industrial Water Use Induced by Solar Power Infrastructure in China”, en *Applied Energy*, vol. 195, pp. 125-136.



QUINTA SECCIÓN

DEL EXTRAVÍO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA  
AL RELANZAMIENTO DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA



## EL EXTRAVÍO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA

VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA\*

El gobierno del presidente Enrique Peña Nieto continúa justificando la privatización del petróleo y la electricidad, en los miles de millones de dólares de inversión extranjera, que dice están llegando para crear millones de empleos, levantar la producción, eliminar las importaciones, bajar los precios, aumentar la eficiencia, contaminar menos, pero también para replicar las proezas y hazañas realizadas en los Estados Unidos, así como hacer de Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad empresas de clase mundial, porque el objetivo final es llevar a México nuevamente a los primeros lugares del top ten internacional, el sueño dorado de esta administración. El gobierno se ufana del “tremendo” éxito que está teniendo la reforma energética, de lo contento que están los inversionistas y de la avalancha de felicitaciones que ha recibido de la comunidad internacional de negocios, que no cabe de alegría y felicidad por la apertura mexicana. Y lo mejor de todo, es que la entrada gloriosa de las trasnacionales, la libertad de precios, la eliminación de subsidios y el cambio cultural —abandono del nacionalismo— se realizan “en beneficios de todos los mexicanos”.

Ese discurso triunfalista y autocomplaciente choca con la realidad cotidiana, la del ciudadano de a pie que ha visto subir el precio de la gasolina y el diésel, el gas LP y las tarifas eléctricas no subsidiadas. Lo palpable es la realidad lacerante del proceso inflacionario desatado con el gasolinazo, el encarecimiento del transporte y de la canasta básica, el dinero que no alcanza para comprar el tanque de gas y pagar el recibo de luz. Ya nadie cree en los cuentos y promesas del gobierno. Lo que se ve y se siente es la proliferación de bandas criminales dedicadas a la “ordeña” de ductos de PEMEX para vender el *huachicol*, el combustible robado, así como la lucha por el control del mercado que acumula decenas de muertos y heridos. Lo inocultable

\* Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

es el arribo masivo de importaciones de gasolina y diésel, petrolíferos y petroquímicos, porque el sistema nacional de refinación agoniza bajo la mirada complaciente del gobierno. Lo que está a la vista de todos es el desmantelamiento y naufragio de PEMEX, el despojo del que ha sido objeto en reservas y recursos, el ensañamiento de Hacienda con sus letales recortes presupuestales, el despido de miles de trabajadores, el deterioro de la mayoría de sus indicadores operativos y la corrupción que no cesa. Lo que salta a la vista es la manera como la empresa pública está siendo devorada por las compañías extranjeras y los fondos de inversión estadounidense. La administración está fascinada haciendo cuentas alegres, pero mira para todos lados cuando se le cuestiona por la quema criminal de gas natural en los campos de producción, la profunda crisis económica y social en las regiones petroleras, las carretadas de dinero que sigue recibiendo el sindicato petrolero y la vida de reyes que se dan líderes sindicales que la reforma energética no molestó ni un tantito.

Las múltiples y asombrosas contradicciones en las que se desenvuelve el sector energético son el resultado de una política energética extraviada que perdió su razón de ser, que atiende a unos pocos y desatiende a todos los demás, que antepone el interés de los inversionistas y envía a un segundo plano y a un momento remoto el interés de la mayoría de los mexicanos. Es una política orientada a facilitar los negocios privados, dando por sentado que la inversión extranjera por sí sola encaminará al país por la senda del desarrollo.

El gobierno está consciente de la impopularidad de la reforma energética que ha venido implementando a toda velocidad, sin miramientos, a raja tabla, pisoteando leyes que él mismo impulsó en el Congreso. Desde el inicio del sexenio, la administración sabía del costo social de sus andanzas, pero ahora que se encuentra en la recta final ve con preocupación y angustia el ascenso del movimiento social y la posibilidad de que gane la presidencia un gobierno progresista y decidido a dar marcha atrás en la privatización y el desmantelamiento de las actividades empresariales del Estado. En un intento desesperado para proteger su obra, la administración metió voluntariamente la energía en la renegociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y está dispuesta a ceder a las exigencias de la Casa Blanca. En ese contexto parece inminente el lanzamiento de una segunda generación de reformas enfocada a profundizar la privatización y reforzar el blindaje contra acciones nacionalistas.

En este capítulo argumento la necesidad de remplazar la política energética promotora de negocios privados por políticas públicas comprometidas con el interés de la mayoría. La discusión se realiza en tres partes: en la primera se exponen los vicios de la política energética de la administración saliente;

en la segunda se analiza el esfuerzo del gobierno por hacer irreversible la reforma; en la tercera se examina cómo la renegociación del TLCAN sirve para profundizar la privatización. Por último, en la conclusión, se esbozan los rasgos esenciales de una política energética comprometida con la seguridad, la sobriedad, la sostenibilidad, la soberanía y los verdaderos intereses nacionales.

#### PRIVATIZAR, EJE CENTRAL DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA DEL GOBIERNO FEDERAL

La política energética del presidente Enrique Peña Nieto ha tenido dos fases cuyo punto de quiebre es la reforma constitucional de diciembre 2013. Durante la primera etapa el gobierno federal planteó dos objetivos: apoyar el crecimiento económico y aumentar la inclusión social. Para alcanzar esos propósitos se planteaban tres elementos de integración, a saber: seguridad energética, sustentabilidad del sector, y eficiencia energética y ambiental. Para cada uno de esos elementos se definieron temas estratégicos que serían atendidos mediante acciones en cuatro niveles de la oferta de energía: 1) transporte, almacenamiento y distribución de combustibles, y transmisión y distribución de electricidad; 2) refinación de petróleo crudo, procesamiento de gas natural y generación de electricidad; 3) producción de petróleo; 4) transición energética. La participación de empresas privadas sería meramente complementaria a la actuación de Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, que mantenían la exclusividad en las áreas estratégicas. En esa primera etapa el gobierno peñista no planteaba ninguna reforma constitucional, le daba continuidad al modelo organizativo, regulatorio e institucional con el que venía operando el sector energético desde la nacionalización. El gobierno ocultaba sus verdaderas intenciones.

Hacia finales de 2013 afloró la verdadera estrategia del gobierno de Enrique Peña Nieto. Las compañías extranjeras y las fuerzas del mercado se convirtieron en elementos centrales del nuevo modelo. Las empresas del Estado fueron degradadas, achicadas, desintegradas y sometidas a un proceso de dilución paulatina. Los objetivos de largo plazo se mantuvieron, pero la estrategia cambió radicalmente, en adelante el gobierno se proponía: *a)* reorganizar las industrias de la energía y constituir las como mercados abiertos; *b)* remplazar de manera paulatina la inversión pública por inversión privada; *c)* tratar como iguales al capital nacional y extranjero; *d)* profundizar la integración energética con los Estados Unidos. Privatizar, desnacionalizar y extranjerizar son palabras remplazadas en el discurso oficial por eufemismos como “modernizar” y “fortalecer”.

Desde entonces la política energética está enfocada, entre otras tareas, a las actividades siguientes:

*Primero.* Acelerar la exploración y extracción de hidrocarburos mediante contratos similares a concesiones. Esa orientación tiene implicaciones graves como privar a PEMEX de áreas y campo petroleros (“Ronda 0”) para repartirlos entre el sector privado (“Rondas del Estado”), negarle a la empresa pública nuevas asignaciones o quitarle las que ya tiene, reducirle el presupuesto e imponerle asociaciones (*farmouts*) para transferir la operación de sus mejores prospectos geológicos a empresas transnacionales. El gobierno federal ha redoblado esfuerzos para atraer y complacer a las petroleras mediante condiciones contractuales y fiscales inmejorables, entre otras, entrega de yacimientos con reservas probadas, acceso a la renta petrolera, libertad para exportar toda la producción sin ninguna obligación de abastecer el mercado interno; aplicación flexible de la regulación; obligaciones poco significativas en materia de contenido nacional, desarrollo social y cuidado ambiental. Para que el capital nacional no se sienta relegado, a empresarios locales se les han entregado campos en producción para que experimenten y aprendan el negocio petrolero. El desarrollo científico y tecnológico ha quedado supeditado a lo que defina las compañías, que no harán nada porque en Houston ya tienen todo lo que necesitan.

*Segundo.* Achicar la participación de PEMEX en actividades industriales, logísticas y comerciales para acomodar al sector privado. La contracción alcanza toda la cadena de valor incluyendo refinación, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución, comercio y prestación de servicios. La alta burocracia considera que se trata de actividades secundarias que PEMEX debe abandonar gradualmente, para concentrarse en la extracción de petróleo crudo que le deja más al fisco. El achicamiento de PEMEX se realiza no sólo mediante transferencia de negocios, desinversión, reducción o abandono de actividades, sino también a través de “asociaciones” que sacan a PEMEX del negocio petrolero y lo limitan a jugar el papel de socio capitalista, institución financiera o fondo de inversión, que opina pero no decide prácticamente nada y menos sobre la operación petrolera.

*Tercero.* Utilizar a PEMEX como factor de equilibrio de las finanzas públicas. Esa práctica abusiva no es nueva pero cobra mayor relevancia porque las autoridades hacendarias han perdido margen de maniobra para cumplir con las metas macroeconómicas. Hacienda maneja a PEMEX a su gusto y conveniencia: controla sus ingresos, egresos y política de endeudamiento; aprueba los proyectos; abusa en el cobro de impuestos; recorta el presupuesto en el momento y en la cantidad que requiera el manejo de las finanzas públicas; controla el número de plazas y remuneraciones. Hacienda obliga a

PEMEX a dar subsidios, le niega el pago completo de las indemnizaciones previstas en la ley, y le cierra el paso para que avancen las petroleras privadas.

*Cuarto.* Colocar el interés de los inversionistas antes de cualquier otra consideración. Los proyectos energéticos tienen mayor prelación que agricultura, ganadería, pesca, silvicultura y todas las demás actividades primarias, secundarias o terciarias. La legislación está hecha a modo para que las compañías ocupen y utilicen los terrenos que necesiten y paguen poco por su uso. Los propietarios no pueden oponerse y llevan todas las de perder en los procedimientos administrativos o judiciales. El gobierno está casi siempre de lado de las compañías, especialmente cuando hay problemas sociales. Las consultas públicas sólo aplican cuando los afectados son pueblos indígenas y no pasan de ser consultas a modo. Los estudios de impacto social y ambiental son un mero trámite burocrático. Los gobiernos locales no están habilitados para imponer a las compañías reglamentos o normas enfocadas al cuidado ambiental y al desarrollo sostenible. A las compañías sólo se les aplican disposiciones federales de un gobierno que no quiere molestar a los inversionistas.

*Quinto.* Utilizar a las empresas y organismos públicos para privatizar la infraestructura. La creación de redes, instalaciones y sistemas se deja a las fuerzas del mercado, en teoría porque los proyectos importantes los licita el gobierno a través de las empresas y organismos públicos, de modo que hay un mercado espontáneo y un mercado dirigido por el gobierno. El primero comprende muchos proyectos de tamaño reducido. El segundo es todo lo contrario, son menos proyectos pero de cuantía más importante, porque se trata de plataformas petroleras, gasoductos, centrales eléctricas, líneas de transmisión y otras instalaciones que cuestan cientos de millones de dólares. Las empresas y organismos públicos licitan la infraestructura y se comprometen a utilizarla durante 20 o 25 años, pero la propiedad y la operación de las instalaciones es privada. Con su firma y compromiso, las entidades públicas “anclan” los proyectos privados, les dan viabilidad *vis a vis* las instituciones financieras, es decir, los hacen “bancables”. El Estado asume riesgos y da garantías, las compañías y los bancos obtienen buenos rendimientos y están protegidos. Los activos y las actividades quedan en manos privadas. Todo lo nuevo nace privatizado. Lo “viejo”, la infraestructura pública, es retirada de manera anticipada para aumentar la demanda de proyectos privados. En unos años todo será privado y las empresas públicas acabarán convertidas en oficinas administradoras de contratos, vacías de actividades operativas.

*Sexto.* Profundizar la integración energética con los Estados Unidos. La reforma energética confirmó la alineación estratégica de México con la potencia regional. La política energética ha utilizado el factor estadounidense

de dos maneras: por un lado, como compensador de las deficiencias del sector energético mexicano,<sup>1</sup> ampliamente explicadas por una administración dolosa (detrás del decaimiento productivo se encuentra el ánimo privatizador materializado en inversión pública insuficiente). Por otro lado, las importaciones provenientes de los Estados Unidos han servido para quitarle mercado a las empresas públicas e impulsar el componente privado de la industria energética. Así, el país vecino ha sido una pieza doblemente útil en el proceso de privatización del sector energético mexicano. Ello no hubiera sido posible sin el consentimiento y beneplácito de la Casa Blanca. El papel de las importaciones en la privatización explica la paradoja de un gobierno que busca ir más allá de los intercambios comerciales y pasar a la integración energética profunda con el país vecino, en lugar de realizar un esfuerzo para aumentar la producción y reducir la dependencia externa. El uso de la energía estadounidense como factor de privatización, explica la retórica gubernamental de restar importancia al enorme flujo de energéticos provenientes de los Estados Unidos, y machacar la idea de que la energía debe verse como un tema regional. La dependencia y vulnerabilidad del país a los choques externos es ocultada por la administración diciendo que la seguridad energética de México se debe buscar en el marco de la seguridad energética de América del Norte. Durante los gobiernos nacionalistas hubo autosuficiencia, ya no es el caso, los gobiernos neoliberales han dejado deliberadamente a México a expensas de lo que decidan las empresas y el gobierno de los Estados Unidos. Es una política energética suicida.

*Séptimo.* Mentir como norma de conducta. Para transferir el suministro de energía al sector privado, el gobierno ha desplegado una intensa y costosa campaña de medios, primero para confundir a la opinión pública sobre la razón e intención de la reforma, y luego para ocultar las implicaciones de la apertura, la liberalización y la privatización. Desde la campaña presidencial de 2012, la tónica ha sido negar, encubrir, ocultar, esconder, disfrazar la verdadera naturaleza de la reforma. Anuncios, comunicados, entrevistas, declaraciones, discursos y documentos oficiales ha puesto particular empeño en simular, fingir, manipular y envolver a la ciudadanía. Las mentiras, medias verdades, contradicciones, cuentas alegres y promesas incumplibles han sido el pan de cada día.

En suma, la política energética del gobierno de Enrique Peña Nieto queda sintetizada en una palabra: privatizar. Su administración ha hecho un enorme esfuerzo para privatizar recursos naturales y territorio nacional, rentas y beneficios, infraestructura y cadenas de suministro, comercio e indus-

<sup>1</sup> La producción no ha estado a la altura de las circunstancias y ha sido necesario importar del país vecino para responder al crecimiento de la demanda.

tria, precios y mercados. Los ganadores son unos cuantos: un puñado de empresas, bancos y fondos de inversión, mayoritariamente extranjeros. La privatización abarca maneras de pensar y actuar. La lógica colectiva ha sido desplazada por la racionalidad del capital.

#### ESFUERZO GUBERNAMENTAL PARA HACER IRREVERSIBLE LA PRIVATIZACIÓN

Una vez concluida la fase legislativa, el gobierno ha colocado cerrojos y candados para hacer irreversible la reforma. Lo primero ha sido entregar a diestra y siniestra un gran cantidad de autorizaciones, permisos y contratos con una duración de hasta 50 años, con dedicatoria para las grandes compañías internacionales, actores poderosos, con recursos y respaldo diplomático para enfrentar a gobiernos nacionalistas que eventualmente llegaron a ganar las elecciones y quisieran revertir la privatización. Hasta septiembre de 2017, los compromisos adquiridos por la administración se desglosaban de la manera siguientes:<sup>2</sup> 70 contratos en exploración y producción que involucraban 66 compañías petroleras de múltiples nacionalidades; cinco asociaciones estratégicas de PEMEX (una concluida y cuatro en proceso); 31 contratos en sísmica, 22 contratos en gasoductos y 74 contratos en electricidad; en total el gobierno se había comprometido en 220 contratos que involucraban 129 empresas, extranjeras casi todas. A lo anterior se agregan 30 contratos en proceso de licitación de la Ronda 2.4 y un número indeterminado de contratos comprendidos en tres licitaciones previstas antes de concluir el sexenio (Rondas 2.5, 3.1 y 3.2). Completan el cuadro 223 permisos para la importación de gasolina y 322 permisos para la importación de diésel. Esos números prueban, por si hiciera falta, que la verdadera intención de la reforma energética fue privatizar en el menor tiempo posible, pero el sector energético nacional es tan grande que las compañías no se lo han podido comer.

Una segunda vía para hacer irreversible la reforma ha sido profundizar la integración energética con los Estados Unidos. Durante el tiempo que Barak Obama estuvo al frente de la Casa Blanca, ambos gobiernos promovieron el desarrollo de intereses comerciales, industriales y financieros de ambos lados de la frontera. Se buscaba imprimirle a la integración una dinámica propia, al margen de las acciones gubernamentales. Hacia finales de 2015 se creó el Consejo de Negocios de Energía México-Estados Uni-

<sup>2</sup> Pedro Joaquín Coldwell, “Avances en la implementación, reforma energética”, presentación electrónica, Ciudad de México, 17 de agosto de 2017.

dos,<sup>3</sup> conformado por diez miembros del sector privado de cada país y por altos funcionarios de las secretarías de Economía y de Energía de México, así como de los departamentos de Comercio y de Energía de los Estados Unidos. El objetivo central de dicho Consejo consiste en fortalecer vínculos económicos y comerciales. Otro objetivo no menos importante es presentar recomendaciones a los gobiernos de ambos países para que ayuden a potenciar el aprovechamiento de las oportunidades de negocios y el entorno emanado de la reforma energética mexicana.<sup>4</sup> No omito señalar que algunas de las empresas que representan a la comunidad mexicana de negocios no son empresas mexicanas sino extranjeras, estadounidenses en particular, que actúan en ambos lados de la frontera. En otras palabras, los “representantes” de México son en realidad organismos empresariales que agrupan empresas nacionales y extranjeras. Es un influyente lobby binacional escuchado y atendido en sus demandas por las autoridades mexicanas.

La tercera vía para aumentar la solidez de la reforma ante impulsos nacionalistas fue la inclusión del sector energético mexicano en el Acuerdo de Asociación Transpacífica (TPP), el instrumento más favorable a la inversión extranjera que haya firmado el gobierno mexicano. Sin embargo, el acuerdo fue rechazado por Donald Trump cuando llegó a la Casa Blanca. La administración peñista dirigió entonces su esfuerzo en aprovechar la renegociación del TLCAN para eliminar el Anexo 602.3 e incluir lo que México se había reservado en 1992. La postura de las autoridades mexicanas ha sido fijada por el secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell: “un nuevo capítulo de energía en la negociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, va a contribuir a preservar los principios de libre comercio energético entre ambos países, o incluso con Canadá”.

El gobierno ha utilizado tres argumentos para incluir la energía en la renegociación: primero, la economía y la energía en México han cambiado; segundo, el panorama energético de la región también ha cambiado; y ter-

<sup>3</sup> Dicho Consejo fue pactado en la Segunda Reunión del Diálogo Económico de Alto Nivel México-EU que tuvo lugar al iniciar 2015.

<sup>4</sup> La primera reunión del Consejo tuvo lugar en diciembre de 2016 y la segunda en junio de 2017. Hasta mediados de 2017, las recomendaciones de dicho Consejo habían sido las siguientes: I) en materia de petróleo y gas natural, reforzar la seguridad industrial, armonizar los sistemas de respuesta de emergencia en el Golfo de México, así como los marcos regulatorios en forma integral; II) en materia de electricidad, armonizar el marco regulatorio, pero también las bases para la interconexión, el intercambio de información y el desarrollo de la eficiencia energética regional; III) en materia de capital humano, desarrollar programas transfronterizos de mano de obra calificada, desarrollar los procedimientos simplificados para el acceso al programa de visas TLCAN para profesionales especializados, y atender los requerimientos de mano de obra calificada. Documento disponible en <<https://www.oilandgas magazine.com.mx/2017/06/comenerparticipa-en-consejo-negocios-energia-mexico-eu/#.WZED4IXyivE>>.

cero, la seguridad energética es un asunto regional. La administración argumenta que el tratado es obsoleto porque el sector energético mexicano estaba cerrado en 1992 y ahora está abierto.<sup>5</sup> Además, en aquel entonces México era superavitario en materia de energía, pero ahora “se ha invertido la balanza, el superávit lo tienen ellos”.

Por lo que toca a la segunda línea de argumentación, la premisa oficial, palabras más palabras menos, es la siguiente: México sigue exportando petróleo crudo pero ya no en las cantidades del pasado, en cambio, ahora importa gas natural y petrolíferos en cantidades apreciables; el tratado ayudaría a traer inversión para incrementar la producción nacional, y mientras ello ocurre facilitaría la importación de energía barata; México debe aprovechar la revolución tecnológica en la región.

Hoy tenemos acceso a recursos como el gas de lutitas de los Estados Unidos y el petróleo de arenas bituminosas de Canadá que, de la mano de la apertura energética mexicana, generan oportunidades de inversión y asociación que permiten fortalecer la integración y seguridad energéticas de América del Norte.<sup>6</sup>

En consecuencia, es prioridad “actualizar el alcance de las disposiciones sobre energía, a fin de aprovechar el potencial derivado de los cambios ocurridos en la industria energética de México y de toda la región”. El secretario de Economía, Idelfonso Guajardo, va más allá y plantea el alineamiento de México con la estrategia energética internacional de la Casa Blanca.<sup>7</sup> El descubrimiento del gas de lutitas y del petróleo de las arenas de Canadá, “nos da algo que hace 22 años era imposible: una supremacía energética de América del Norte *vis a vis* el mundo”. La caída del precio de la molécula de gas, que cuesta una tercera parte de la cotización en Europa o Asia, coloca a la región “en una posición estratégica frente al mundo”. Para el secretario Guajardo, se debe aprovechar esa supremacía y la “apertura concesional de México” para desregular la manera cómo se asocia nuestro país con los Estados Unidos en la frontera.<sup>8</sup>

<sup>5</sup> “Norteamérica debe considerarse como una región en materia energética: Coldwell”, *Vanguardia*, 26 de julio de 2017.

<sup>6</sup> Secretaría de Economía, “Prioridades de México en las negociaciones para la modernización del Tratado de Libre Comercio de América del Norte”, 7 de agosto de 2017, disponible en <<https://www.gob.mx/se/articulos/prioridades-de-mexico-en-las-negociaciones-para-la-modernizacion-del-tratado-de-libre-comercio-de-america-del-norte>>.

<sup>7</sup> Trump quiere utilizar el poderío energético de la región con fines hegemónicos, en particular, para enfrentar a la OPEP y a Rusia.

<sup>8</sup> Susana González, “La seguridad energética de América del Norte, una prioridad en el TLCAN: SE”, *La Jornada*, 7 de agosto de 2017.

El tercer argumento del gobierno federal para incluir la energía en la renegociación del tratado es que la energía debe verse como una cuestión regional. Así lo ha venido repitiendo el secretario de Energía.<sup>9</sup> Y nuevamente el secretario de Economía ha ido más lejos al declarar: “fortalecer la seguridad energética de la región es uno de los objetivos del gobierno del presidente Enrique Peña Nieto”.<sup>10</sup> Del otro lado de la frontera, la opinión va en el mismo sentido: México es “socio crucial para la seguridad energética integral de América del Norte”, dijo el secretario de Energía de los Estados Unidos durante su más reciente visita a nuestro país.<sup>11</sup> Nótese que este tercer argumento, “ver la energía como un asunto regional”, es en realidad una política pública y un componente de la estrategia de privatización.

Por esas tres razones, asegura el discurso oficial, el capítulo energético del tratado debe ser actualizado. La propuesta mexicana será incluir la energía como estaba reflejada en la negociación del TPP,<sup>12</sup> porque la renegociación del TLCAN debe capturar “la eficiencia energética en América del Norte”.<sup>13</sup> La postura oficial queda clara en el documento “Prioridades de México en las negociaciones para la modernización del Tratado de Libre Comercio de América del Norte”. En el bloque 3 de dicho documento, la Secretaría de Economía plantea “actualizar el alcance de las disposiciones sobre energía, a fin de aprovechar el potencial derivado de los cambios ocurridos en la industria energética de México y de toda la región”. A su vez, el bloque 4 (Promover la certidumbre del comercio y las inversiones en América del Norte) establece: “consolidar el régimen legal de las empresas productivas del Estado que les permitan una operación comercial eficiente”.

En resumen, la aprobación de la reforma energética fue el principal objetivo del gobierno de Enrique Peña Nieto durante los dos primeros años de su mandato. Una vez alcanzada esa meta, el esfuerzo se ha dirigido y concentrado en hacer irreversible la privatización, mediante la implementación acelerada de la reforma, la multiplicación de interconexiones con los Estados Unidos, el desarrollo de lazos e intereses empresariales de ambos lados de la frontera, y la inclusión de la energía en los tratados comerciales con ese país.

<sup>9</sup> “TLCAN debe tener visión regional en materia energética: Coldwell”, *El Economista*, 26 de julio 2017.

<sup>10</sup> Susana González, *op cit.*

<sup>11</sup> “México, socio crucial para la seguridad energética en América del Norte: Perry”, *Aristegui Noticias*, 13 de julio de 2017.

<sup>12</sup> Susana González, “Pide Guajardo incluir telecomunicaciones y energía en la renegociación del TLCAN”, *La Jornada*, 17 de mayo de 2017.

<sup>13</sup> Las cúpulas empresariales opinan en el mismo sentido. Véase: “Consejo Coordinador Empresarial pide incluir a sector energético en TLCAN”, *Noticias MVS*, 7 de junio 2017.

Las declaraciones reiteradas del secretario de Energía no dejan ninguna duda de los objetivos, intereses, prioridades y preocupaciones de la administración. Para P.J. Coldwell, el responsable de llevar a cabo la privatización del sector energético, la reforma es irreversible independientemente de la elección presidencial de 2018 y las negociaciones del TLCAN. Argumenta que la reforma tiene un blindaje muy importante y que ese blindaje es la Constitución, la cual es muy difícil de cambiar, ninguna persona o partido podría conseguirlo solo.<sup>14</sup> Coldwell asegura que la reforma tiene un futuro asegurado porque sería muy difícil revertir los contratos. El gobierno que quisiera hacerlo tendría que litigar los casos en los tribunales internacionales. Insiste en que la Constitución protege el nuevo esquema, el cual otorga a las empresas privadas la libertad de participar en toda la cadena de valor, luego de casi ocho décadas de monopolio estatal. “Sería absurdo pretender regresar a un modelo energético que reservaba para el Estado todas las inversiones en electricidad e hidrocarburos”. Más claro ni el agua. A explicación no pedida, culpabilidad manifiesta. Durante la primera etapa del sexenio, el secretario Coldwell recorría el país diciendo que el propósito central de la reforma sería fortalecer a PEMEX y a la Comisión Federal de Electricidad.

#### ESTADOS UNIDOS Y LAS PETROLERAS PRESIONAN PARA QUE SE AMPLÍE Y PROFUNDICE LA PRIVATIZACIÓN

¿Qué quiere el gobierno de los Estados Unidos?<sup>15,16</sup> Poco antes de iniciar la renegociación del Tratado, la Casa Blanca sacó una larga lista de demandas, de entrada la protección y la ampliación de las inversiones estadounidenses en México, así como el acceso al mercado energético mexicano sin restricciones. El representante comercial de ese país también estaba y está pidiendo: I) promover reformas de mercado que abran el sector energético mexicano de manera continua; II) establecer reglas que reduzcan o eliminen los obstáculos a las inversiones de los Estados Unidos en México; III) garantizar a los inversionistas estadounidenses derechos alineados con los principios y la práctica jurídica en los Estados Unidos; IV) obtener compromisos por parte de México en materia regulatoria que faciliten el acceso a los mercados energéticos; V) promover una mayor compatibilidad entre las regulaciones

<sup>14</sup> Nayeli González, “‘Gigantesco disparate’ e imposible eliminar reforma energética: Coldwell”, *Excelsior*, 23 de octubre 2017.

<sup>15</sup> <<https://ustr.gov/about-us/policy-offices/press-office/press-releases/2017/july/ustr-releases-nafta-negotiating>>.

<sup>16</sup> <<https://ustr.gov/sites/default/files/files/Press/Releases/NAFTAObjectives.pdf>>.

de ambos países, es decir, hacer que México aplique las regulaciones de los EU; VI) “disciplinar” a PEMEX y CFE; VII) cambiar el régimen jurídico de PEMEX y CFE para que los derechos de propiedad se ejerza a través de una participación accionaria, en otras palabras, privatizar vía la bolsa de valores; VIII) asegurar que PEMEX y CFE actúen con base en consideraciones comerciales, es decir, despolitizar a las empresas públicas; IX) eliminar los subsidios otorgados a PEMEX y CFE e impedir que las empresas públicas sean utilizadas para otorgar subsidios; X) garantizar una regulación imparcial para todas las empresas, públicas o privadas;<sup>17</sup> XI) permitir que PEMEX y CFE sean llevadas a juicio en las cortes estadounidenses; XII) dejar que PEMEX y CFE presten “servicios públicos” (actividades incosteables que no quiere realizar el sector privado); XIII) aumentar las oportunidades de las empresas estadounidenses en las compras del gobierno mexicano, incluyendo las compras de PEMEX y CFE; XIV) establecer en México reglas que reflejen las prácticas que se aplican en las compras del gobierno de los Estados Unidos.

Washington no es el único interesado en aprovechar las circunstancias para que el gobierno mexicano amplíe y profundice la privatización. Las petroleras también presionan. En un comunicado conjunto de la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, el Instituto Americano del Petróleo y la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo, se plantean las exigencias siguientes:<sup>18</sup> dar continuidad de los altos niveles de producción en EU y Canadá; proteger y consolidar la apertura de México a la inversión extranjera; ampliar las interconexiones en las fronteras; profundizar la integración energética y establecer una alianza energética entre los tres países.

A los negociadores del TLCAN las compañías petroleras les piden lo siguiente: la eliminación de obstáculos y barreras a la inversión y al comercio, de manera rápida y contundente; la liberalización total y completa de petróleo, gas natural, gas natural licuado, refinados, petroquímicos, manufacturas intensivas en gas natural, así como de todos los bienes y servicios utilizados en de la industria petrolera; el otorgamiento de trato nacional a la inversión extranjera proveniente de las partes; limitar la posibilidad de expropiación y, si fuera el caso, una compensación pronta, adecuada y efectiva; proteger a las inversiones extranjeras contra actos del Estado; aprobar mecanismos de solución de controversias Estado-compañías favorables a

<sup>17</sup> De cualquier modo ello implica regulación asimétrica para que PEMEX y CFE no tengan ninguna ventaja sobre sus competidores, según determine la CRE.

<sup>18</sup> “AMEXHI, API, ACP, #Posición de la Industria del Petróleo y Gas Natural en América del Norte sobre el TLCAN”, agosto 2017, disponible en <<http://www.amexhi.org/wp-content/uploads/2017/08/API-AMEXHI-CAPP-Joint-Position-Paper-on-NAFTA-V1.0-SPA-02Aug2017-1230hrs.pdf>>.

estas últimas; establecer reglas de propiedad intelectual que protejan a las compañías y eliminar los derechos de aduanas.

Y eso no es todo, las petroleras reclaman: flujos de datos transfronterizos abiertos y sin restricciones; agilizar la movilidad de infraestructura y personal en la región; unificar criterios regulatorios en el Golfo de México, el Ártico y el Atlántico; certificados de origen emitidos no sólo por los gobiernos sino también por parte de los productores y vendedores de petróleo y gas natural; reglas de origen que permitan hasta 40% de diluyente en volumen en el transporte transfronterizo de petróleo crudo; reembolso de los derechos, impuestos y aranceles que pagan las mercancías importadas y utilizadas en los procesos de fabricación, y cooperación regulatoria en materia de energía. En términos generales, las compañías quieren hacer de Norteamérica un gran espacio para el comercio y la inversión, con regulaciones comunes, plena libertad operativa, sin fronteras, sin normativas limitantes ni fiscalidades excesivas.

El gobierno mexicano ha dado muestras de una amplia generosidad hacia las compañías y no dudamos que les conceda no pocas de sus demandas. Sin embargo, por lo que toca a las pretensiones de la Casa Blanca, el gobierno federal cederá en toda la línea porque está en juego la integración económica en todos sus niveles. La elite que gobierna las decisiones en este país decidió atar el destino de México al de la superpotencia y no será ahora que dará marcha atrás, a Trump lo considera un fenómeno pasajero.

#### DETENER EL DESPOJO, LA DESTRUCCIÓN Y LA IRRACIONALIDAD, TAREA DEL NUEVO GOBIERNO

México vive una crisis energética, pero no por falta de energía sino por falta de inteligencia, visión y ética. El tipo de sociedad que hemos construido reproduce la ideología del consumismo y el derroche, que demanda grandes cantidades de energía especialmente de origen fósil. La política pública es responsable de esa situación lamentable y preocupante.

Desde hace años el gobierno se han llenado la boca de “sustentabilidad”, palabra que inunda declaraciones, discursos y documentos oficiales, todos ellos incongruentes e hipócritas porque una y otra vez los gobiernos le ha apostado a los combustibles fósiles, con marcada preferencia por el petróleo de exportación, aunque ello haya convertido a México en importador masivo de gas natural y productos refinados provenientes de los Estados Unidos. Es inaudito que ahora la administración utilice esas circunstancias para rendirse y supeditar la seguridad energética de México a lo que se decida en

el país vecino. La integración energética con los Estados Unidos es el tren de la subordinación con rumbo hacia el desastre.

La política pública ha favorecido la expansión de la oferta y descuidado la sobriedad en el consumo. Es un desatino esforzarse en producir energía para luego utilizarla de manera irracional e ineficiente. Para el transporte se privilegian las soluciones individuales y los motores de combustión interna, no extraña entonces que sea el sector que más consume. Alarma a propios y extraños que casi la mitad de la energía que consume el país se utilice en mover personas y objetos y no en desarrollo. No hay voluntad para desarrollar soluciones colectivas basadas en electricidad generada con fuentes renovables. Las dificultades de movilidad consumen el tiempo, los nervios y la salud a las personas. Vamos a vuelta de rueda consumiendo nuestras vidas pero no queremos bajar del coche.

El derroche y la irracionalidad también anidan en la producción por falta de interés en cuidar el patrimonio y el ambiente. Se extrae petróleo pero se tira el gas, carente de infraestructura que lo lleve al mercado, paradójicamente, se construyen más y más ductos para importar gas de los Estados Unidos. Se invierte mucho para extraer petróleo pero no lo suficiente para elaborar refinados limpios y de buena calidad. Con tal de seguir extrayendo y quemando combustibles fósiles, se les rebautiza como “energías limpias” cuando se acompañan de alguna tecnología novedosa que de cualquier manera no resuelve el problema de fondo: el planeta no aguanta más. Los hidrocarburos que extraemos del subsuelo acaban convertidos en gases efecto invernadero. La atmósfera es el basurero de la irracionalidad.

La transición energética de la propaganda oficial —del petróleo al gas natural y luego a las renovables— es una transición espuria, limitada e insuficiente. Peor aún, cuando se impulsa la energía alternativa, la eólica por ejemplo, se despoja a las comunidades de sus tierras o se les engaña con promesas que autoridades y empresas nunca estuvieron dispuestas a cumplir. Se promueve la energía renovable pero se vulneran los derechos humanos, sociales y comunitarios.

Se necesita un cambio real y verdadero que ponga a México en la senda de una genuina, vasta y acelerada transición energética, que remplace el modelo actual basado en la avaricia y la depredación, la ineficiencia y el derroche, la exclusión y el abuso, la contaminación y el daño a la salud, por un modelo diferente. Un modelo energético basado en la seguridad, la sobriedad, la sostenibilidad y la soberanía, así como en los verdaderos intereses nacionales.

México debe, primero, renunciar a los combustibles fósiles y sacarlos aceleradamente de la matriz energética; no se necesita un sistema de baja huella de carbono sino un sistema energético sin huella de carbono. Segundo,

se debe dejar atrás el extractivismo, abandonar la idea de que el país se desarrollará extrayendo y exportando hidrocarburos. El petróleo se agotó como palanca de desarrollo, ahora es el momento de las fuentes renovables. Tercero, es necesario concentrar atención y recursos en aumentar la eficiencia, dar racionalidad al consumo y avanzar hacia el todo eléctrico. Cuarto, se debe garantizar el acceso de todos a la electricidad y elevarlo a derecho fundamental. Quinto, hay que democratizar la política energética y respetar las decisiones de las comunidades. Sexto, es necesario retomar los principios de servicio público, reorganizar las industrias y mercados energéticos, y revalorizar el papel de PEMEX y CFE como instrumentos de la transición energética y el desarrollo endógeno. Séptimo, resulta imprescindible rescatar los bienes públicos, privilegiar las soluciones colectivas y respetar la dignidad de las personas.

La crisis energética es una entre muchas. México entero está en crisis. Crisis de ideales y valores, de igualdad y justicia, de honestidad y fraternidad. Crisis de soberanía y democracia, crecimiento y desarrollo. Crisis económica y social, energética y ambiental. Crisis humanitaria y de violación de los derechos humanos. Crisis política y de credibilidad. México necesita renacer como nación independiente, como país de paz y armonía, de igualdad y justicia, de solidaridad y cooperación, de soberanía y democracia, de crecimiento y bienestar. Los mexicanos merecemos una vida digna y un mejor país.

México necesita crecer y prosperar con equilibrio, el país demanda abandonar las políticas económicas neoliberales que tienen estancado el crecimiento, que han concentrado la riqueza en pocas manos, que mantiene hundidos a los trabajadores con salarios miserables y han extendido la pobreza y la marginación. México exige poner un alto al neocolonialismo que subordina al país a intereses extranjeros, que lo despoja de sus recursos naturales, que le impide tener ideas propias y desarrollarse. México necesita poner un alto a la ideología de la competencia, el mercado y el dinero como valores supremos; es necesario desechar la ideología del egoísmo y la discriminación, así como rescatar los valores republicanos; respetar y proteger a la naturaleza, al entorno y a la Madre Tierra. Urge acabar con la corrupción y la impunidad, superar la pasividad y la indolencia, el fatalismo y la desesperanza.

Estamos hartos e indignados de la guerra, la violencia, el robo, la extorsión y el odio; de la apropiación de los bienes y espacios públicos por intereses privados; del modelo económico y su fábrica de pobres; de la insuficiente generación de empleo; de la lógica del mercado y la supremacía del más fuerte; del abuso y prepotencia de las elites económicas; del capitalismo salvaje que refuerza más y más el poder de las transnacionales; de las mentiras, el

cinismo y la desvergüenza de los políticos a su servicio; de la subordinación y el entreguismo; de los partidos políticos que no representan las aspiraciones de nuestra sociedad. Nuestro país no merece seguir siendo gobernado por una clase política mediocre, entreguista, corrupta, cínica y fratricida. Pero no basta con cambiar de gobernantes, hay que cambiar el gobierno entero. México necesita reconstruir el proyecto de país para que traduzca fielmente el interés mayoritario de los mexicanos. Es una tarea que no podrá realizarse sin un movimiento social visionario, robusto y comprometido.

## HACIA EL RELANZAMIENTO DE PEMEX

DANIEL ROMO RICO\*

SERGIO MARTÍN GALINA HIDALGO\*\*

El proceso de apertura de la industria petrolera en México ha coincidido con una menor actividad productiva de PEMEX en toda su cadena de valor. Si bien hay un incremento en la participación de otras empresas privadas nacionales e internacionales que darán dinamismo en los años siguientes, el fortalecimiento de la Empresa Productiva del Estado robustecería la seguridad energética nacional y posibilitaría relanzar una fuente de generación de divisas y de ingresos públicos, amén de ser una palanca de impulso a la economía. El objetivo de este capítulo es analizar algunas posibilidades de relanzar el crecimiento de PEMEX, que sirva como base de apoyo para el fortalecimiento de la industria petrolera nacional y la economía nacional. El trabajo plantea un diagnóstico de los resultados obtenidos en la industria petrolera a partir de la aprobación de reforma energética en 2013. Paso seguido se realiza un análisis de las condiciones financieras del gobierno mexicano para explorar espacios presupuestales que permitan canalizar adicionales recursos de inversión y los costos asociados. En un tercer apartado se exploran opciones de financiamiento para elevar las inversiones en PEMEX y las áreas de mayor impacto y beneficio para la economía nacional. Finalmente, se plantean conclusiones y recomendaciones.

### ESTADO OPERATIVO DE PEMEX A PARTIR DE LA REFORMA ENERGÉTICA

A finales de la década de los noventa del siglo XX, PEMEX se encontraba entre las cinco mejores empresas petroleras del mundo de acuerdo con la clasificación de *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW). Sin embargo, para el 2015 la empresa cayó hasta el lugar 15, es decir perdió 10 lugares en menos de

\* Investigador SEPI-ESIA, Ticomán-Instituto Politécnico Nacional.

\*\* Investigador del Instituto Mexicano del Petróleo.

dos décadas, y tan sólo del 2014 al 2015, descendió dos lugares. La clasificación de PIW se basa en una combinación de indicadores de las compañías petroleras, como son sus reservas y producción de petróleo y gas natural, elaboración de petrolíferos y ventas totales. En esta sección revisaremos algunos indicadores de la operación de PEMEX del 2013 a 2017, periodo a partir del cual se ha venido instrumentando el nuevo marco legal en el sector energético.

*Reservas probadas.* Los bajos niveles de inversiones en materia de exploración de hidrocarburos se han conjugado con el ritmo de extracción de petróleo y gas natural, así como las revisiones, que se tradujeron en disminuciones en los volúmenes reconocidos en las últimas dos décadas. Pero específicamente se puede observar en la tabla 1 que del año 2013 a 2015, la caída fue de un poco más de 850 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que, como punto de comparación, es un volumen igual a la tercera parte de todas las reservas probadas de Colombia en 2014.

Asimismo, se observa una mayor caída en 2016 que ciertamente no puede ser atribuible únicamente a falta de actividad exploratoria de PEMEX, en virtud de que sólo incluye las reservas que la empresa conservó en la Ronda Cero. Sin embargo, en la práctica, para 2016, PEMEX contaba con 30% menos de reservas probadas que las que tenía en 2013.

TABLA 1  
RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO (PEMEX)  
(MILLONES DE BARRILES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE)

Región	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Total	13 992	13 796	13 810	13 868	13 439	13 017	9 632
Región Marina Noreste	6 712	6 283	6 139	6 164	6 050	6 012	4 464
Región Marina Suroeste	1 892	2 076	2 116	2 165	2 169	2 227	1 847
Región Sur	4 036	4 001	3 980	3 851	3 639	3 258	1 232
Región Norte	1 352	1 436	1 575	1 689	1 581	1 520	2 090

\* La cifra reportada en 2016 ya no incluye campos que no fueron asignados en la Ronda Cero para PEMEX ni las reservas de Campos en otras Rondas.

FUENTE: Anuario estadístico 2003-2014 y Base de Datos Institucional de PEMEX (2015).

*Tasa de restitución de reservas.* La tasa de restitución de reservas probadas en 2013 fue de 104.3%, lo que significa que no sólo se recuperó toda la producción del año, sino que incluso se añadió el equivalente a 4.3% de la producción anual en forma de reservas adicionales. Sin embargo, en los siguientes tres años la restitución de reservas cayó constantemente hasta 55%, lo que quiere decir que solamente esta fracción de la producción del año pudo reincorporarse como reserva probada, lo que tiene una consecuencia en la sustentabilidad de largo plazo de la producción petrolera de PEMEX.

*Pozos perforados e información sísmica.* Probablemente el principal indicador de actividad petrolera en una región o país es el número de pozos perforados. En 2013, PEMEX perforó 705 pozos de exploración y desarrollo (tabla 2), y desde entonces cada año se han perforado menos pozos hasta llegar a 125 en 2016, que equivalen solamente el 17.7% del total de 2013. Por tipo de pozo, la mayor reducción se observa en los pozos de desarrollo que cayeron de 665 a 103, lo que representa 85% menos. Al observar los datos parciales hasta septiembre de 2017 se puede inferir una actividad aún menor que la de 2016.

TABLA 2  
POZOS PERFORADOS POR PEMEX

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
<b>Total</b>	<b>705</b>	<b>538</b>	<b>278</b>	<b>125</b>	<b>56</b>
Exploración	40	22	22	22	19
Desarrollo	665	516	256	103	37

\* Hasta septiembre de 2017.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

Otro importante indicador de la actividad exploratoria de una empresa es la obtención de información sísmica que en 2016 se suspendió por completo debido a los recortes presupuestales.

*Producción de petróleo.* En la tabla 3 se muestra que en los últimos cuatro años la producción de crudo ha caído alrededor de 22%, de 2.52 millones de barriles por día (mbd) a 1.97 mbd, con una pérdida de más de 550 mil barriles diarios (mbd), equivalente a la producción promedio de Ecuador (558 mbd) en 2014 y mayor a la de Libia (498 mbd), ambos países miembros de la OPEP.

También se observa que proporcionalmente, la mayor caída en producción se dio en crudos súper ligeros, los de mayor calidad, con un 31% menos al 2017.

TABLA 3  
 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO EN PEMEX  
 (MILES DE BARRILES AL DÍA)

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
<b>Total</b>	2 522.1	2 428.8	2 266.8	2 153.5	1 970.9
Crudo pesado	1 365.1	1 265.5	1 152.3	1 102.6	1 050.9
Crudo ligero	847.1	864.2	838.0	785.1	704.8
Crudo súper ligero	310.0	299.0	276.5	265.8	215.2

\* Promedio enero a septiembre.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

*Producción de gas natural.* La producción de 2013 a 2017 ha caído de 6 370 millones de pies cúbicos diarios (Mpcd) a 5 161 Mpcd, que equivale a 19% (tabla 4). La pérdida en cuatro años es de 1 209 Mpcd, lo que se puede equiparar a toda la producción de la principal región productora del país (Marina Noreste) en 2017, que reporta 1 289 Mpcd provenientes de los campos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

TABLA 4  
 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR TIPO EN PEMEX  
 (MILLONES DE PIES CÚBICOS AL DÍA)

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
<b>Total</b>	6 370.3	6 531.9	6 401.0	5 792.5	5 160.7
Gas asociado	4 607.7	4 819.9	4 825.7	4 540.9	4 137.8
Gas no asociado	1 762.6	1 712.0	1 575.3	1 251.6	1 023.0

\* Promedio enero a septiembre.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

*Envío de gas a la atmósfera.* Lamentablemente, el volumen de gas enviado a la atmósfera ha aumentado de 123 Mpcd, equivalente a 2% de la producción en 2013, hasta 257 Mpcd en 2017, equivalente al 5% de la producción diaria o a la mitad de producción diaria de todo el Activo Burgos (principal productor de gas natural no asociado en el país). Las causas de este aumento en el aprovechamiento del gas pueden ser asociados a eventos temporales en la forma de adversidades climatológicas o incidentes, como el que se dio en la plataforma Abkatún-A en 2016, pero la mayor parte de esta deficiencia operativa obedeció a limitaciones en la capacidad del manejo y transporte del gas por falta de inversión.

*Proceso de crudo.* El volumen de crudo procesado en las refinerías de PEMEX registró una caída de poco más de 30% en el 2017 con respecto al 2013, caída equivalente a un procesamiento de 367 mbd menos (tabla 5). Las principales reducciones se observan en las refinerías de Salina Cruz y Minatitlán con 75 mbd y 71 mbd menos, respectivamente, aunque por porcentaje, la mayor diferencia se observa en Madero, que en 2017 está procesando 48% menos de crudo. Las causas del menor volumen procesado son, entre otras, los paros no programados, fallas en servicios auxiliares y una optimización del Sistema Nacional de Refinación. La capacidad de utilización de destilación primaria de PEMEX ha disminuido de 73.1% a 56.9% entre 2013 y 2016.

TABLA 5  
PROCESO DE PETRÓLEO CRUDO POR REFINERÍA  
(MILES DE BARRILES DIARIOS)

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
<b>Total</b>	<b>1 224.1</b>	<b>1 155.1</b>	<b>1 064.5</b>	<b>933.1</b>	<b>832.5</b>
Cadereyta	188.8	180.7	158.5	122.0	130.0
Madero	129.8	111.5	129.4	87.4	67.0
Minatitlán	182.8	167.6	151.7	112.5	99.3
Salamanca	194.5	171.0	149.0	170.9	163.9
Salina Cruz	282.4	269.6	239.7	238.7	181.9

\* Promedio enero a septiembre.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

*Producción de petrolíferos.* La producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación ha caído 32%, que equivale a 414 mbd menos de producción de 2013 a 2017 (tabla 6). Como resultado se producen menos gasolinas (diésel, gas licuado, turbosina y lubricantes, entre otros), destacando como único punto positivo el crecimiento en más de 350% de la gasolina Magna, ultra bajo azufre de la cual se producen más de 200 mbd con respecto a 2013.

*Producción de petroquímicos.* En la tabla 7 se observa que la producción de petroquímicos de 2013 a 2016 cayó en 1 900 toneladas; sin embargo, de acuerdo a la producción proyectada para 2017, la caída será de alrededor de 37%, o 2 700 toneladas. La baja en producción de derivados de etano es cercana a 50% entre 2013 y lo esperado en 2017.

Entre 2013 y 2017, el desempeño operativo de PEMEX ha caído en los principales indicadores y se ha llevado a cabo en un contexto en el que ha

TABLA 6  
 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN PEMEX  
 (MILES DE BARRILES AL DÍA)

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
Petrolíferos	1 275.8	1 206.1	1 114.3	977.2	861.4
Gasolinas	437.3	421.6	381.4	325.3	281.8
PEMEX Magna	417.2	390.0	361.0	316.0	273.2
Magna	360.5	290.9	272.5	150.6	14.2
Magna UBA	56.7	99.1	88.4	165.5	259.0
PEMEX Premium	19.8	30.8	16.8	7.7	7.3
Diésel	313.4	286.6	274.7	216.2	170.4
PEMEX Diésel	217.7	186.9	191.5	130.1	97.8
Diésel UBA	92.1	97.8	83.0	85.1	69.7
Combustóleo pesado	268.8	259.2	237.4	228.1	236.8

\* Promedio enero a septiembre.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

TABLA 7  
 PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS  
 (MILES DE TONELADAS)

	2013	2014	2015	2016	2017*	2017 <i>proyectado**</i>
Total	7 339.4	7 237.6	6 093.4	5 439.7	3 477.9	4 637.3
Derivados del metano	2 460.5	2 362.1	1 682.0	1 559.3	1 170.6	1 560.8
Derivados del etano	2 473.3	2 089.2	1 992.8	1 690.7	981.1	1 308.1
Propileno y derivados	52.2	64.9	66.0	42.8	9.0	12.0
Otros	1 233.0	1 479.1	1 300.1	1 126.3	696.8	929.1

\* Acumulado enero a septiembre.

\*\* Proyección de los doce meses con el promedio de los primeros nueve meses.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

enfrentado un régimen fiscal más gravoso que el aplicado a otras petroleras: deficiente gestión corporativa, en donde se lucha contra las prácticas de corrupción y poca transparencia; elevada carga de la deuda, en particular de los adeudos a los fondos de pensiones; problemas de liquidez, en donde trascendió el nivel de deuda a proveedores hasta inicios de 2016; baja rentabilidad en sus operaciones, y en general a una situación financiera precaria por efecto de las pérdidas registradas a través del tiempo.

#### OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA PEMEX EN EL ENTORNO DE MAYOR COMPETENCIA

Los ajustes presupuestales a PEMEX instrumentados desde 2015 revirtieron la tendencia del comportamiento robusto en los gastos corriente y de inversión, que la petrolera registró entre 2004 y 2014 (gráfica 1).<sup>1</sup> Dichos ajustes presupuestales consistieron en un recorte por 62 miles de millones de pesos (mMp) en 2015 y otro en 2016 consistente en el replanteamiento de inversiones por 65 mMp.<sup>2</sup> Esas medidas profundizaron la caída de la actividad productiva de la EPE, lo que la llevó a instrumentar una estrategia enfocada a propiciar su eficiencia operativa, racionalizando y disminuyendo sus costos de operación y gastos de administración, pero sobre todo buscando una mejora en su estructura financiera. Ello ha dado como producto el reportar resultados netos positivos, pero magros en términos operativos.

La estrategia de PEMEX fue apuntalada por la decisión del gobierno de apoyarla financieramente a fin de que su situación no se agudizara. Tales apoyos consistieron en la inyección de liquidez por 73.51 mMp para reducir permanentemente el pasivo con proveedores, así como la instrumentación de beneficios fiscales para reducir el déficit financiero por 39.5 mMp y una ayuda para fondear el pasivo laboral por 184 mMp.

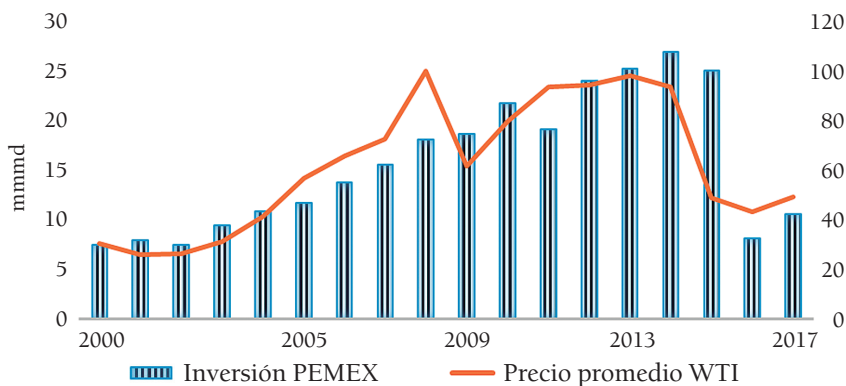
El fortalecer operativa y financieramente a la EPE, significa para el Estado mexicano el acceso a una mayor renta petrolera que destine adicionales recursos al Fondo Mexicano del Petróleo (FMP)<sup>3</sup> y a los ingresos públicos de manera directa, tal como ha ocurrido durante el último trimestre del año

<sup>1</sup> En ese periodo, el monto de inversión promedio anual fue de alrededor de 18.7 miles de millones de dólares. El promedio entre 2015 y 2016 fue de 11.7 miles de millones de dólares.

<sup>2</sup> Adicionalmente, durante 2016 se instrumentó una reducción de costos y el aumento de eficiencias por 29 mMp, así como el ajuste al gasto de operación e inversión por 6.2 mil millones de pesos.

<sup>3</sup> Constituido como un fideicomiso público para recibir los pagos que los participantes en la exploración y explotación de hidrocarburos realizan en favor del Estado mexicano, por concepto de las asignaciones y los contratos signados.

GRÁFICA 1  
INVERSIONES DE PEMEX VERSUS PRECIO DEL WTI



FUENTE: PEMEX y EIA.

previo y el primer semestre del 2017, periodo en el que PEMEX reportó resultados netos positivos.

La meta de aporte del FMP a los ingresos públicos se determinó en las leyes secundarias en el equivalente al 4.7% de producto interno bruto, monto que no se logró cubrir durante 2015 y 2016 y, por tanto, no hubo la posibilidad de generar excedentes para canalizar recursos adicionales al fortalecimiento de la formación de recursos humanos, la investigación y el desarrollo tecnológico e inversión, así como de acumular el ahorro futuro como se establece en sus reglas de operación (Poder Ejecutivo Federal, 2014).

Aunque la posibilidad de canalizar adicionales recursos al FMP por parte de PEMEX, depende del nivel de precios del petróleo crudo en los mercados internacionales, también lo puede hacer mediante un aumento del volumen de hidrocarburos extraído, que a su vez está en función de su eficacia y eficiencia para acceder a éstos. Un elemento para apuntalar el crecimiento de la EPE es a través del suministro de los recursos financieros para acceder a estudios, infraestructura, tecnología y a recursos humanos especializados, que faciliten el aumento en la productividad de los pozos en operación y adicional producción de hidrocarburos en campos nuevos, algunos de los cuales cuentan con características geológicas complejas, como el caso de los ubicados en Chicontepec.

Las alternativas de financiamiento que se plantean para fortalecer financieramente a la Empresa Productiva del Estado, algunas de las cuales están contenidas en su Plan de Negocios (PEMEX, 2016), son las siguientes:

*Incremento del endeudamiento de la EPE.* El acceso a recursos financieros puede operar bien a través de la emisión de deuda o su contratación directa a instituciones financieras. En ambos casos, el costo de esos financiamien-

TABLA 8  
METAS DE PEMEX  
2017-2021

<i>Concepto</i>	<i>Meta</i>	<i>Principales estrategias</i>
Exploración	Incorporación de reservas de 1 100 mmbpce a nivel 3P de 2017 a 2021.	✓ Alianzas con empresas petroleras internacionales.
Producción de petróleo crudo	Cambiar la tendencia bajista para alcanzar alrededor de 2.2 mbd en 2021.	✓ Programa de <i>farmouts</i> y otras asociaciones.
Transformación	Eliminar el balance financiero negativo y las pérdidas netas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Alianzas actividades auxiliares y para la configuración de refinerías.</li> <li>✓ Mejora operativa y en el transporte.</li> <li>✓ Disminución de la delincuencia.</li> </ul>
Otros negocios	Propiciar su competitividad y rentabilidad de las otras subsidiarias.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Mejorar su confiabilidad operativa.</li> <li>✓ Incremento en productividad laboral y cierre de negocios no rentables.</li> <li>✓ Utilización de capacidad instalada (PEMEX Logística).</li> <li>✓ Alianzas en servicios secundarios (PEMEX Etileno).</li> <li>✓ Reestructurar las empresas para maximizar su valor (Fertilizantes).</li> </ul>
Financiera	Registrar un balance financiero positivo a partir del 2019 y reducir la deuda consolidada en un poco más de 150 mMp en el lapso 2016-2021.	

FUENTE: PEMEX (2016).

tos está asociado a las calificaciones crediticias asignadas por las calificadoras de deuda, que se mantienen en niveles razonables para una empresa de país en desarrollo (tabla 9).<sup>4</sup>

TABLA 9  
CALIFICACIONES DE LA DEUDA DE PEMEX, 2017

<i>Perfil</i>	<i>Fitch Ratings</i>	<i>HR Ratings</i>	<i>Moody's</i>	<i>Standard &amp; Poor's</i>
Moneda extranjera (escala internacional)	BBB+	HR A-(G)	Baa3	BBB+
Moneda local (escala nacional)	AAA(mex)	HR AAA	Aa3.mx	mxAAA

FUENTE: PEMEX.

El nivel de apalancamiento de PEMEX es una de sus principales debilidades, toda vez que a mediados de 2017 alcanzó 1.5 veces, medida como la relación pasivo total a activos totales, siendo uno de sus principales componentes la reserva de beneficios a los empleados. La deuda financiera a activos totales representó el 82%. Estos niveles están muy por encima de los observados por las empresas de la industria petrolera internacional, constituyéndose como una importante limitante para elevar su endeudamiento. Dado este contexto, la capacidad de acceso a recursos para la inversión de PEMEX es compleja, pues adicionales endeudamientos conllevarían a agravar su nivel de apalancamiento, y como consecuencia elevarían su costo financiero por las bajas en las calificaciones crediticias que enfrentaría. El nivel de endeudamiento anual se determina en la Ley de Ingresos de la Federación, que para 2016 fue de hasta 110.5 mMp, en el caso del endeudamiento neto interno; y de hasta 8.5 mMp en el externo, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total del gobierno en su conjunto (Poder Ejecutivo Federal, 2015).

Ante estas circunstancias, sólo aplicaría el cambio en el perfil de plazo de la deuda financiera de la EPE, que es parte de la estrategia que la administración actual de PEMEX está instrumentando. Otra alternativa es apalancar aún más la empresa con recursos de los fondos de pensión registrados en la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro (CON SAR), cuyo saldo al cierre del 2016 sumó cerca de 146 mil millones de dólares.

<sup>4</sup> Algunas agencias han expresado su preocupación sobre el volumen de deuda contratada por PEMEX, su nivel de liquidez y los pasivos laborales, así como los efectos posibles de potenciales ajustes a la baja en los precios del petróleo crudo.

No obstante, para ello se tendrían que realizar adecuaciones a la Ley Federal de Deuda Pública y a las reglas de inversión de las AFORES.

La alternativa de financiamiento al endeudamiento es la capitalización de la petrolera estatal, misma que puede ocurrir de las siguientes maneras:

- *Capitalización directa por parte del gobierno federal.* Como se desarrolló en el apartado anterior, la capacidad financiera del Estado mexicano para apoyar financieramente a la EPE es limitada, y depende de una decisión política para allegarle de los recursos bien obtenidos de ahorros en el gasto público, su reasignación o el aumento de la deuda pública. En todos los casos existen distintos márgenes de maniobra y restricciones, pero el que menos complicaciones presenta sería el aumento en la deuda pública, que tiene como restricción que no creciera por arriba del observado en otras naciones desarrolladas.

La experiencia mexicana de apoyo a la empresa pública tuvo como precedente más reciente la estrategia instrumentada en PEMEX con los proyectos denominados Pidiregas, la cual no fue exitosa en virtud de las prácticas de poca transparencia y corrupción, que llevaron a ampliar sus presupuestos iniciales, y por ende, a reducir su viabilidad económica e incluso a registrar resultados negativos, como en los proyectos ejecutados en Chicontepec. Un ejemplo del potencial que tiene el Estado para allegarse de la renta petrolera son que los costos de producción de petróleo históricamente han estado muy por debajo del nivel actual de los precios de petróleo. Entre 2014 y 2016 dichos costos promediaron 8.5 dólares por barril (PEMEX, 2016).

Otra opción posible, vía capitalización, sería que el gobierno absorbiera la reserva de beneficios a los empleados, que representó el 36% del pasivo total, liberando a la EPE de esa carga financiera en su balance, con lo cual su nivel de apalancamiento se establecería únicamente con base en la deuda documentada.

- *Mediante la colocación accionaria de su subsidiaria PMI, Comercio Internacional en la Bolsa de Valores.* Aunque está prohibida la participación accionaria de privados en el patrimonio de PEMEX, la petrolera sí puede realizar una oferta pública primaria de acciones de PMI, Comercio Internacional,<sup>5</sup> quien hasta diciembre del 2017 será el comercializador

<sup>5</sup> En diciembre de 2014, el Consejo de Administración de PEMEX autorizó con efectos a partir del 1º de enero de 2015, la transformación de la Compañía, de empresa de participación estatal mayoritaria a empresa filial de PEMEX. Compañías Subsidiarias de P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI CIM) son: P.M.I. Marine, Ltd. (PMI Mar); P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO); P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV); P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading); PEMEX Internacional España, S.A. (PMI SES); P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. (HPE); P.M.I. Services

del Estado para la venta de hidrocarburos de los contratos de producción compartida y la poseedora de la participación *Deer Park Refining Limited*. Además de captar recursos frescos, la petrolera estatal podría transparentar las operaciones de esa subsidiaria que, al cierre de 2016, contaba con un capital contable de 68.5 miles de millones de pesos (3.8 miles de millones de dólares),<sup>6</sup> similar al de la compañía que cotiza en la Bolsa Mexicana de Valores, denominada Mexichem.

- *Financiamiento de empresas privadas a través de joint ventures*. Esta es una de las principales estrategias que establece PEMEX en su Plan de Negocios 2017-2021 (PEMEX, 2016), para adicionar recursos de financiamiento para sus proyectos de inversión, así como acceder a tecnología no disponible en la empresa, con la ventaja de que él o los socios pueden aprovechar el conocimiento y experiencia de la EPE en el país. Ante la diversidad de intereses de los involucrados, es fundamental establecer los términos de negociación bajo principios de claridad, transparencia y beneficio mutuo, que permitan el éxito del proyecto en todo su ciclo de vida (Kared, 2015), pues se ha identificado que la tasa de éxitos no excedió 55% en dos estudios realizados en 1991 y 2001 (Bamford, 2004). Otro estudio realizado para la industria petrolera identificó cinco variables económicas y cinco de sustentabilidad que son críticas en las operaciones de una *joint venture*<sup>7</sup> (Almohsen, 2015). No se especifica de manera expresa cuál alternativa utilizarán en PEMEX: la de *Joint Venture* bajo dirección única de un socio, la de administración o conducción compartida o la independiente. Sin embargo, lo que sí resalta la EPE es focalizarse en actividades estratégicas. En principio, la EPE ha estado impulsando alianzas comerciales (Farm-outs), de hecho en noviembre de 2016 PEMEX envió a la Sener la solicitud de emigración con socio para la exploración y extracción

---

North America, Inc. (PMI SUS); P.M.I. Holdings North America, Inc. (PMI HNA); P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. (PMI NASA); PMI Field Management Resources, S.L. (FMR); PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. (SANMA); Pro-Agroindustria, S.A. de C.V. (AGRO); PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V. (PMI AZIND); PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. (PMI ID); PMI Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V. (PMI CT); PMI Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V. (PMI TG); PMI Servicios Portuarios Transoceánicos, S.A. de C.V. (PMI SP), y PMI Midstream del Centro, S.A. de C.V. (PMI MC).

<sup>6</sup> Este monto es reportado por PEMEX como empresas comercializadoras y contemplan, además de P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI CIM), a PMI MGAS, que no es subsidiaria de la primera. Por lo anterior, se debe restar a ese monto el capital contable de esta última.

<sup>7</sup> Por el lado económico las variables fueron rentabilidad, acceso a nuevos mercados, crecimiento, participación de mercado y reputación. Desde el punto de vista de sustentabilidad se identificaron la antigüedad, estabilidad, desempeño ambiental, alineación con la comunidad y la resolución de disputas.

de los campos terrestres Cárdenas, Mora y Ogarrío. Adicionalmente, durante el primer semestre de 2017, PEMEX resultó ganador en dos bloques licitados en la Ronda 2.1 en el bloque 2, en consorcio con la empresa alemana Deutsche Erdoel AG (DEA), y en el bloque 8 en consorcio con la colombiana Ecopetrol.

- *Desinversión de activos improductivos en la EPE.* Uno de los retos de las empresas es optimizar sus activos fijos tales como: pozos, ductos, propiedades, planta y equipos, pero sobre todo monetizarlos en el caso de no ser usados, así como reducir los egresos para su mantenimiento, custodia o almacenamiento. Al cierre del año 2016 acumularon una cifra de 1 667 mMp, representando el 73% de los activos totales.
- *Régimen fiscal menos gravoso.* A través de la instrumentación de medidas de estímulo fiscal, el Estado puede aplicarle a la EPE una política tributaria menos gravosa, pues la empresa aún no puede deducir la totalidad de sus costos y gastos de operación en el cálculo de impuestos y derechos, como se puede aplicar a otra petrolera que opere en el país. Esta medida se ha instrumentado parcialmente desde agosto del 2017,<sup>8</sup> empero, puede profundizarse con el objeto de acceder a un volumen mayor de hidrocarburos. Adicionalmente, el gobierno puede apoyar a la petrolera estatal empleando otras políticas de fomento, como la aplicación de métodos de depreciación acelerada.

En general, los criterios para llevar a cabo la capitalización de la EPE, debieran estar basados en el desarrollo de proyectos estrictamente autofinanciables y sujetos a criterios de evaluación económica, similares a los desarrollados por las empresas privadas, pues en condiciones de competitividad y eficiencia, las empresas públicas tienen el reto de desempeñarse mejor que las privadas, aún a pesar de los costes de intervención que limitan su competitividad (Vergés, 2011), como acontece en otras naciones, por ejemplo, en Francia.

## REFLEXIONES FINALES

La reforma energética aprobada en 2013 cambió las condiciones de mercado en la industria petrolera nacional. Una de las principales víctimas por

<sup>8</sup> El 18 de agosto de 2017, se redujo la carga fiscal, que consistió en ampliar los límites de costos deducibles para el Derecho por la Utilidad para campos petroleros terrestres, en aguas someras, de gas natural no asociado y Chicontepec. Como resultado de lo anterior, se espera dar viabilidad económica a una producción aproximada de 150 mil barriles por día y hasta 500 mil MMBTU para el caso de gas.

las limitaciones en su poder monopólico ha sido Petróleos Mexicanos, que ha agudizado sus problemas para incrementar sus reservas de hidrocarburos y su producción, así como para elevar sus volúmenes de productos petrolíferos y petroquímicos. Lo anterior, ha tenido como consecuencia el aumento del nivel de dependencia energética del país, pues se han estado adquiriendo adicionales volúmenes de gasolinas, gas natural y diésel que, combinado con los menores volúmenes de crudo exportado, han contribuido a agudizar el déficit comercial en materia de productos petroleros y derivados. Por lo tanto, el reto es apuntalar la política pública para propiciar la autosuficiencia energética en el país, al tiempo que se estimula el crecimiento de otros sectores económicos y se posibilitan precios más accesibles de los energéticos.

Si bien, la instrumentación de las rondas de licitación de bloques que contienen hidrocarburos que han promovido las autoridades energéticas del país, posibilitará impulsar la industria petrolera nacional hacia los años siguientes, existe la conveniencia de que el Estado mexicano a través de sus empresas públicas, en particular PEMEX, continúe fortaleciendo sus operaciones y ampliando sus capacidades técnicas para acceder a una mayor proporción de la renta petrolera y a potenciales utilidades, que apuntalen los ingresos públicos y mejoren las condiciones sociales en el país.

Las condiciones financieras del gobierno para apoyar a PEMEX son complicadas en el contexto actual, pero aplicando la reforma tributaria propuesta en el libro *Equidad Fiscal*, volumen 5 de esta colección de libros, es factible elevar la recaudación fiscal en diez puntos porcentuales del PIB.

En cuanto a la posibilidad de capitalización de PEMEX, los recursos pueden surgir de aportaciones directas del gobierno mexicano, mediante una colocación accionaria en la Bolsa Mexicana de Valores de su Subsidiaria PMI, Comercio Internacional, así como a través de la desinversión de activos fijos no productivos. Finalmente, otra alternativa para capitalizar a la EPE puede surgir de apoyos fiscales otorgados, bien bajo esquemas de depreciación acelerada, adicionales reducciones de impuestos y derechos en campos petroleros.

En cualquiera de las potenciales alternativas de fortalecimiento financiero de PEMEX, se considera que la condición para apuntalar nuevamente sus inversiones, contengan un enfoque de rentabilidad financiera de proyectos.

## BIBLIOGRAFÍA

Almohsen, A. (2015), *Joint Ventures in the Oil and Gas Industry*, Calgary, Alberta, University Of Calgary.

- Bamford, J., D. Ernest y D.G. Fubini (2004), "Launching a World-Class Joint Venture", en *Harvard Business Review*, núm. 9-806-105, February, Boston, disponible en <<https://hbr.org/2004/02/launching-a-world-class-joint-venture>>.
- BM (2016), *¿Qué hace falta para atraer más inversiones a México?*, disponible en <<http://www.bancomundial.org/es/news/feature/2016/05/31/investments-mexico>>.
- Davidson, P. (1994), *Post Keynesian Macroeconomic Theory. A Foundation for Successful Economic Policies for the Twenty-first Century*, Cheltenham, Edward Elgar Publishing Ltd.
- Doménech, R. (2004), "Política fiscal y crecimiento económico", en F. D. Vasco-Navarras, *Crecimiento y competitividad. Bases del progreso*, Valencia, Universidad de Valencia, pp. 1-29.
- EIA (2017), *International Energy Outlook 2017*, Washington USA, Energy Information Administration.
- Foro Consultivo Científico y Tecnológico (2004), *Análisis de las finanzas públicas en México*, México.
- Harcourt, G. (2006), *The Structure of Post-Keynesian Economics. The Core Contributions of the Pioneers*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Hernández, J.L. (2014), "Reinventando la política fiscal: ¿una nueva estrategia para la estabilización y el crecimiento económico?", en *Cuadernos de Economía*, vol. 33, núm. 62, pp. 33-59.
- Kared, A. (2015), "Outlook Remains Strong Despite Ongoing Cost and Schedule Overruns", en *Oil&Gas Financial Journal*, vol. 12, núm. 12.
- Martner, A.E. (2006), "Política fiscal y protección social", en *Revista de la CEPAL 90*, diciembre.
- Moreno, I. A. (2011), "Determinantes del flujo de remesas en México", en *EconoQuantum*, pp. 9-36.
- PEMEX, "Base de Datos Institucional (2013 a 2017)", disponible en <<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>>.
- PEMEX (2016), *Annual Report (Form 20-F)*, Washington, D.C., SEC.
- PEMEX (2015), *Anuario estadístico 2003-2014*, Base de Datos Institucional de PEMEX.
- PEMEX (2016), *Plan de Negocios, 2017- 2021*, México, PEMEX.
- Poder Ejecutivo Federal (2014), *Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo*, México.
- Poder Ejecutivo Federal (2015), *Ley de Ingresos de la Federación, 2016*, México.
- Vergés, J. (2011), *La eficiencia comparativa empresa pública vs empresa privada: evidencia empírica*, disponible en <<http://webs2002.uab.es/jverge>>.

## EL RENACER DEL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL \*

VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA\*\*

El objeto de este capítulo consiste en presentar un breve panorama de la devastación que priva en el sector energético luego de que el presidente Enrique Peña Nieto hiciera su mejor esfuerzo para minimizar la inversión pública, borrar toda huella de nacionalismo, abrir los recursos naturales y mercados a la inversión extranjera, y hacer de México un país dependiente de los combustibles importados de los Estados Unidos. Adicionalmente, en la segunda parte se expone lo que se espera del nuevo gobierno desde una perspectiva progresista. De las ruinas que deja la administración saliente habrá que empezar de nuevo. La tarea estará a cargo Andrés Manuel López Obrador, que ha prometido rescatar a Petróleos Mexicanos (PEMEX) y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para hacer de ambas empresas públicas el pilar fundamental de la modernización y el desarrollo de la industria de los hidrocarburos y la electricidad.<sup>1</sup>

### UNA PESADA HERENCIA: LA DEVASTACIÓN SE EXTIENDE HASTA EL HORIZONTE

Enrique Peña Nieto se va, pero deja todo destrozado. Bajo su liderazgo se desmanteló el sector energético nacional para crear una industria energética privada. Se actuó con premeditación, alevosía y ventaja. Hubo dolo en contra de las empresas productivas del Estado. Coincidió con Lorenzo Meyer:

\* Una versión preliminar apareció en dos entregas para la revista *Energía Hoy*: “¿Y ahora qué sigue? La pequeña revolución energética” (05.07.2018), y “El sexenio del desastre” (25.07. 2018), disponible en <<http://energiahoy.com/2018/07/25/el-sexenio-del-desastre/>> y <<http://energiahoy.com/2018/07/05/y-ahora-que-sigue-la-pequena-revolucion-energetica/>>.

\*\* Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México

<sup>1</sup> Todas las referencias electrónicas fueron verificadas el 30 de agosto de 2018.

ha sido muy clara la intención de hacer pedazos a Petróleos Mexicanos;<sup>2</sup> desde el sexenio de Carlos Salinas se ha buscado destruir a la empresa porque no cabe dentro del esquema neoliberal; para facilitar esa tarea se ha hecho creer a la sociedad mexicana y al mundo que PEMEX es lo de menos, que es mejor deshacerse de esa empresa inútil, que no funciona, que pierde dinero, que no sirve para nada, y que la empresa privada podría hacerlo mejor. Y al mismo tiempo que se le desplaza y privatiza, los encargados de la destrucción de PEMEX y CFE se enriquecen aceptando sobornos. Destrucción y corrupción van de la mano, señala el historiador del Colegio de México, cuya conclusión lapidaria es que el caso PEMEX no está muy lejos de la antigua Unión Soviética, donde se utilizó la industria petrolera para formar la oligarquía rusa.

Al sector nunca le había ido tan mal como en este sexenio. Bajo el supuesto de que las mejores empresas del mundo estaban llegando a México para hacerse cargo, Enrique Peña Nieto soltó el timón y se dedicó al festejo, descuidó sus obligaciones más elementales: cuidar los bienes de la nación; mantener en buen estado máquinas e instalaciones; renovar reservas y ampliar sus horizontes; remplazar infraestructura en mal estado; refinar lo suficiente; equilibrar cadenas productivas, así como utilizar instrumentos y recursos públicos con eficacia, eficiencia y honradez.

La administración peñista se dice responsable, pero el manejo del sector energético ha sido todo menos eso, en el mejor de los casos ha sido errático, descuidado e indiferente, cuando no expresamente negligente y deshonesto. Y no hay excusa ni pretexto. Con o sin reforma energética el gobierno federal era y sigue siendo el principal suministrador de energía en México. De ahí que la devastación sea su culpa, de nadie más. Peña Nieto ha estado al mando de las empresas, los reguladores, las autoridades y los institutos de investigación,<sup>3</sup> la mayoría en el Senado y la Cámara de Diputados también ha estado bajo su control. Ha tenido casi todo de su lado para hacer las cosas bien, pero ha hecho exactamente lo contrario. Ya se va pero deja un páramo desolado. Es cierto que el precio del petróleo se vino abajo, pero las cotizaciones ya se han ido recuperando; también es cierto que de manos de Felipe Calderón recibió un sector energético en no muy buenas condiciones, pero ahora lo entrega desquebrajado, todo maltratado y vulnerable.

<sup>2</sup> <<https://aristeguinioticias.com/2008/mexico/hubo-intencion-muy-clara-de-hacer-pedazos-a-pemex-meyer-consulta-sobre-naim-un-enredo-innecesario-aguayo/>>.

<sup>3</sup> Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad; los Centros Nacionales de Control de Energía y Gas Natural; de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente; de las secretarías de Energía y Hacienda y Crédito Público, así como del Instituto Mexicano del Petróleo y el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.

Para ganar la elección presidencial y más tarde legitimar la reforma energética, Peña Nieto hizo promesas inimaginables: menores precios del gas y la electricidad, de los fertilizantes y los alimentos; abasto suficiente de gasolina y diésel a precios justos; energía abundante y barata; aumento de las reservas y la producción; mayor exportación de energía; reducción de la dependencia de energéticos importados; modernización y fortalecimiento de PEMEX y CFE. Hoy, dice que México ya es una historia de éxitos gracias a las reformas estructurales, y pide no hacerles caso a los que no quieren reconocer los avances y ven un país en mal estado. Nos gustaría creerle, pero los datos duros, las cifras oficiales disponibles en los sitios electrónicos de las dependencias del gobierno federal no respaldan lo que dice el presidente (véase el anexo 1 al final del artículo).

En el periodo 2012-2017 el precio de la gasolina se disparó: la magna subió 47.5% y la premium 48.5%. En la frontera norte fue peor con aumentos de 44.8 y 68.7%. También subió el precio del gas LP (45.1%) y el gas natural en sus tres presentaciones: residencial (47.5%), industrial (48.5%) y comercial (49.4%); son cifras a precios constantes, de ahí que el aumento en precios nominales haya sido más importante. Las tarifas eléctricas para el sector residencial subieron en promedio 9.6%, nada excesivo en el contexto inflacionario, incluso la tarifa 1, la de mayor aplicación, bajó 0.6%; sin embargo, todas las demás subieron, sobre todo las que se aplican en climas muy cálidos, con aumentos que van del 16.4% al 32.7% (tarifas IC a 1F). La DAC, la mal llamada tarifa de *alto* consumo, la que paga la clase media, subió 169% en el cargo fijo y entre 178 y 189% por la energía consumida. También subió el precio de la electricidad para alumbrado público (32.1%), bombeo de agua potable (32.1%), bombeo agrícola en alta y baja tensión (291% y 253%), uso industrial (14.4%) y comercial (14.7%). Al iniciar el año entró en vigor una nueva metodología de la que derivaron cobros estratosféricos, rechazados con indignación y coraje por parte de los usuarios, al punto que el gobierno tuvo que dar marcha atrás por la cercanía de las elecciones.

Con Enrique Peña Nieto se perdió la independencia energética y ahora sólo llega a 84%. Las exportaciones de petróleo disminuyeron 6.5% y las de gasolina 35.2%; la caída en valor fue más estrepitosa (53.1% en crudo y 51.4% en petrolíferos). Lo que sí creció y de manera espectacular fueron las importaciones de gas natural (131%), diésel (78%) y gasolina (47%). La balanza comercial de combustibles se colapsó 255% en términos absolutos y el superávit de 11 817 millones de dólares desapareció, ahora reporta un déficit de 18 309 mdd, que tiene alegre a Donald Trump.

La dependencia de los energéticos traídos de Estados Unidos se ha profundizado sobre todo en gas natural. El aumento de 224% en la capacidad de

importación por ducto ha permitido ampliar el flujo en 149%, al tiempo que las compras de gas natural licuado se han multiplicado 913 veces. A partir de este año todo el gas importado llegará de Estados Unidos. Esa dependencia plantea serios problema de seguridad energética porque México queda a expensas de un solo suministrador, con el agravante de que el producto extranjero se utiliza sobre todo para generar energía eléctrica. Si Trump ordena cortar el gas tampoco tendremos electricidad. Las centrales se podrían operar con diésel y gas natural licuado de otros países pero a un costo exorbitante.

Por el lado de los petrolíferos el panorama tampoco es halagüeño. México se ha convertido en el principal cliente de las refinerías estadounidenses, incrementado las compras de keroseno (1 203%), gas LP (177.6%), gasolina (108.3%), diésel (87.8%), lubricantes (69.6%) y coque (44.9%). El aumento de la dependencia es tal, que el año pasado seis de cada siete pies cúbicos de gas natural provinieron del otro lado de la frontera; en gasolina la proporción alcanzó tres de cada cinco litros y en diésel cuatro de cada seis litros. Si Trump ordena, por la razón que sea, suspender las exportaciones de energía, México caerá en una crisis de proporciones apocalípticas. Peña Nieto ha expuesto el país a riesgos innecesarios. En su estrechez piensa que la Casa Blanca nunca le hará daño a México por ser su *amigo*. No ha querido ver que el vecino no tiene amigos sino intereses, y que la lealtad hacia México no existe y nunca ha existido. Declararse socios y aliados estratégicos es retórica, no hay garantía de nada.

En PEMEX la devastación se extiende sin fin. Desde que empezó el sexenio hasta enero de 2018, la empresa pública perdió 35.8% de las reservas probadas de petróleo y 41.3% de las reservas de gas natural; también se esfumó una buena parte de las reservas probables (-31.3% y -50.1%) y posibles (-42.0% y -65.9%). Hasta el año pasado, la producción de gas natural había caído 20.6% y la de petróleo 22.8%. Ya sólo hay petróleo para diez años y gas natural para cuatro, pero el gobierno se da el lujo de quemar cientos de millones de dólares en gas desperdiciado, que se hubiera podido evitar si el gobierno no le hubiera quitado tanto dinero a PEMEX: la quema inútil en los campos de producción subió 412% entre 2012 y 2016. Reservas y producción cayeron porque Hacienda ordenó frenar la perforación de pozos exploratorios (-39.1%) y paró en seco la perforación de pozos de desarrollo (-96.1%), llevando a la ruina a las zonas petroleras de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche.

La refinación es otra zona de desastre. El volumen de petróleo procesado ha disminuido 50.5% y al iniciar el año las refinerías estaban funcionando al 37%. Para colmo, la capacidad de destilación atmosférica, insuficiente desde

hace décadas, se ha contraído 5.2%. El gobierno no ha querido que las instalaciones funcionen correctamente porque quiere privatizarlas, pero como las ha maltratado tanto, no ha encontrado a nadie que las quiera y menos con trabajadores sindicalizados, las petroleras prefieren traer la gasolina de Estados Unidos. La fabricación de petrolíferos ha disminuido 42.0% y la de petroquímicos 30.6%. Los resultados del procesamiento de gas son un poco menos malos: -26.6% en la elaboración de gas seco y -23.3% en la obtención de líquidos de gas. Lo que va viento en popa es el *huachicol*, con un aumento en las tomas clandestinas de 531% en lo que va del sexenio. La venta tampoco marcha bien, tanto en refinados (-14.3%) como en petroquímicos (-29.6%); destaca la caída del gas LP (-40.5%) y el gas seco (-22.6%). Lo imparables es la importación de petroquímicos (75%), gas natural (62.1%) y petrolíferos (39.4%). La exportación de petroquímicos se desplomó 90%. El superávit de 20 975 mdd que tenía PEMEX en 2012 se ha transformado en déficit de 9 955 mdd en 2017. La plantilla laboral se ha contraído 26% y hacia final del año sumarán 39 213 los trabajadores echados a la calle.

Los resultados financieros de PEMEX tampoco son halagüeños. La inversión de capital se ha contraído 54.4%. Ni siquiera la inversión operativa se salva (-8.2%). El rendimiento de operación se ha desplomado (-88.4%) al igual que los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (-58.3%). Las pérdidas han crecido 109 veces para sumar 280 900 millones de pesos (alrededor de 15 mil mdd). La aportación fiscal de PEMEX cayó 63.1% por efecto de la caída del precio y la producción. La deuda total creció 159%, pero la deuda neta 191%. Debía 103 mil millones de dólares hasta el año pasado. El patrimonio, en rojo desde hace años, se hizo todavía más negativo con un decremento adicional de 455%, que lo llevó hasta situarse en -1.5 billones de pesos.

La conclusión es inevitable: las cifras no respaldan la narrativa de éxitos de los que se ufana el presidente Enrique Peña Nieto. Las reformas de mercado no han logrado resolver los problemas del diagnóstico oficial y menos el problema de fondo: el manejo de las empresas públicas con fines macroeconómicos, ideológicos o privados. El sector energético opera con un nuevo marco jurídico orientado hacia los mercados y la inversión privada,<sup>4</sup> pero la situación en lugar de mejorar ha empeorado. El modelo energético neoliberal mexicano no funciona sin inversión pública, pero el primero supone la desaparición de la segunda. La contradicción se ha traducido en ineficiencias, déficits, inflación, inseguridad energética, insatisfacción social y pérdida neta de bienestar colectivo.

<sup>4</sup> Reforma constitucional de 2013 y legislación secundaria de agosto-diciembre de 2014.

RESURGIR DE ENTRE LAS CENIZAS<sup>5</sup>

Se necesita rescatar y dar un nuevo aliento al sector energético con la finalidad de garantizar un flujo de energía suficiente, continuo, confiable, económico, diversificado y de alta calidad para acelerar el crecimiento económico, mejorar el bienestar social y contaminar menos. Es el camino correcto, sin embargo, la senda del desarrollo sostenible requiere más que eso. Es absolutamente indispensable salvaguardar en todo momento la vida de las personas y los derechos humanos. También se requiere adoptar modos de producción y consumo compatibles con la preservación de los recursos naturales y la vida en el planeta. Es necesario avanzar hacia una sociedad baja en carbono y luchar contra el cambio climático y el calentamiento global. El diseño de soluciones debe dar prioridad al desarrollo endógeno, al mayor beneficio colectivo, a la equidad y la justicia, a la visión de largo plazo, así como salvaguardar la soberanía, la seguridad y los intereses nacionales. El modelo energético basado únicamente en el mercado, la inversión extranjera y los combustibles fósiles, presenta fallas estructurales que desautorizan su aplicación sin matiz alguno,<sup>6</sup> sin olvidar que el diseño y aplicación de la política energética al margen de las comunidades y de la ciudadanía conduce a mayor desigualdad.

Reencauzar la política energética para hacer de la seguridad, la sobriedad, la sustentabilidad y la sociedad los ejes centrales de la política pública, es imperativo. Para conseguirlo, ocho líneas de acción estratégicas son indispensables: administrar inteligentemente los declinantes recursos petroleros del país; acelerar la transición hacia las fuentes renovables de energía; concentrar atención y recursos en la racionalización del consumo de energía; elevar la eficiencia y la seguridad en la cadena de suministro de petrolíferos y gas natural; garantizar el acceso de todos a la electricidad; revalorar el papel de PEMEX y CFE en el desarrollo; mejorar la transparencia y la rendición de cuentas en empresas y reguladores, así como democratizar la política energética y respetar las decisiones de las comunidades.

En lugar de concentrar esfuerzos para hacer nuevamente de México un gran país exportador de petróleo crudo, es mejor producir únicamente lo que

<sup>5</sup> Esta parte retoma y amplía las propuestas de políticas públicas plasmadas en el libro "Crisis energética mundial y futuro de la energía en México", volumen 8 de la colección *Análisis Estratégico para el Desarrollo*.

<sup>6</sup> Entre los fallos encontramos cuatro notables: 1) las cifras sobre el potencial petrolero son cuestionables; hay evidencias que han sido infladas para justificar una extracción masiva y acelerada; 2) los mercados energéticos tienen al oligopolio por naturaleza; 3) la inversión privada en hidrocarburos detona si tiene acceso a la renta petrolera, y a mayor riesgo geológico mayor renta exige; 4) los hidrocarburos son recursos limitados, no renovables, valiosos pero altamente contaminantes.

se necesite, a lo más, mantener un pequeño excedente exportable. Se debe renunciar a producir la máxima cantidad posible bajo el supuesto de la abundancia de recursos y de la ilusión de utilizar el petróleo como palanca de desarrollo. Se necesita algo más que petróleo para sacar a México del subdesarrollo, sin contar que ahora ya no se trata de administrar los hidrocarburos, sino de administrar la escasez porque ya queda poco. Un aprovechamiento moderado ayudará a conseguir cinco objetivos centrales: prolongar la vida del patrimonio nacional en hidrocarburos; despetrolizar y eliminar la vulnerabilidad de las finanzas públicas; evitar conflictos sociales en las zonas petroleras; reducir la contaminación local y global, y construir una sociedad baja en carbono. Acciones:

- Disminuir paulatinamente las exportaciones y ampliar al mismo tiempo las actividades de exploración para obtener tasas de restitución de reservas probadas superiores al 100%, tanto en petróleo crudo como en gas natural.
- Emplear métodos de recuperación mejorada y asistida desde el inicio de la explotación de los yacimientos para elevar sistemáticamente la tasa de recuperación de los hidrocarburos *in situ*.
- Eliminar definitivamente la quema o venteo de gas natural en todos los campos de producción.
- Desarrollar un esfuerzo tecnológico en tres direcciones: reducción de costos de producción, mejores técnicas de recuperación y aprovechamiento de los yacimientos en aguas ultra profundas.
- Renunciar a la explotación de shale gas.
- Apoyarse mucho más en PEMEX (asignaciones) y mucho menos en las compañías extranjeras (contratos).
- Eliminar las licitaciones masivas de áreas petroleras (“rondas”). Realizar contrataciones y asociaciones de manera puntual y altamente selectiva, sólo cuando las dificultades del proyecto justifiquen de acuerdo con un programa de aprovechamiento estratégico con visión de largo plazo.
- Disminuir la carga fiscal de las asignaciones y utilizar el producto de la desgravación para incrementar las actividades exploratorias.
- Utilizar sólo a PEMEX como comercializador del Estado y establecer un precio único de venta de los hidrocarburos producidos en México.
- Ajustar en el régimen fiscal de las asignaciones y de los contratos para garantizar que el Estado se quede, por lo menos, con el 50% del valor total los hidrocarburos producidos.
- Pagar a los contratistas contraprestaciones monetarias, nunca en especie. Conservar la propiedad pública de la producción e industrializarla.

- A muy corto plazo, suspender las licitaciones de la Ronda 3, no asociar a PEMEX con particulares en la explotación de los campos petroleros altamente rentables (Cantarell, KMZ...), e indemnizar a la empresa pública por las áreas que la Secretaría de Energía le quitó durante la Ronda Cero.

### *Acelerar la transición energética de las fuentes fósiles a las renovables*

El planeta y el país están llegando a sus límites. La producción y consumo de energía se encuentra entre los principales responsables de la degradación del medio local y global. Frenar la producción y la quema de combustibles fósiles es crucial no sólo para revertir el cambio climático y el calentamiento global, sino también para disminuir la presión sobre el agua dulce, el suelo, el mar y la vida silvestre. El agotamiento acelerado de los hidrocarburos en el país, que en la actualidad representan el 90% de consumo primario, hace aún más complicado el panorama. Es apremiante movilizar energías de reemplazo. Entre más tarde se actúe será más costoso. Acciones:

- Aprovechar las fuentes renovables de energía, especialmente las más abundantes y fáciles de movilizar, a saber, la geotérmica, la energía eólica, la energía solar y la pequeña hidráulica.
- Reemplazar combustibles fósiles en la generación de electricidad.
- Incentivar la autogeneración de electricidad con fuentes renovables de energía.
- Establecer cuotas obligatorias de producción y consumo de electricidad “verde”.
- Propiciar el remplazo de la leña por combustibles limpios; masificar el uso de estufas de leña eficientes y limpias en los hogares que la sigan utilizando, para que el humo no dañe la salud de los utilizadores y disminuya la presión sobre el recurso natural.
- No utilizar alimentos para producir bioenergéticos.
- Establecer una estrategia endógena de investigación y desarrollo tecnológico con visión de largo plazo, evitando el craso error de apostar a la compra de tecnología extranjera.

### *Concentrar atención y recursos en la racionalización del consumo de energía*

Hasta ahora, la política energética ha sido fundamentalmente una política de oferta. La preocupación central ha sido producir y se ha dado menos impor-

tancia a la eficiencia con la que se usa. Se ha adoptado la premisa que la oferta crea su demanda y esta última es buena en sí misma. Es un desatino esforzarse en producir energía para luego utilizarla de manera irracional e ineficiente. Hay que detener el derroche y el uso suntuario. Atender el problema del transporte debe ser una prioridad: casi la mitad del consumo final de energía en el país se destina a mover personas y mercancías, nivel notoriamente excesivo.

Acciones:

- Ampliar y acelerar los programas de ahorro y uso eficiente de la energía, especialmente en los sectores que la usan intensamente.
- Atemperar el consumo de energía en la industria petrolera y la industria eléctrica mediante una mayor eficiencia en los procesos de transformación.
- Elevar las normas de eficiencia en el uso de petrolíferos en el sector transporte.
- Impulsar decididamente la cogeneración en la industria.
- Revolucionar los medios de transporte favoreciendo las soluciones colectivas y las energías alternativas al petróleo, en coordinación con las políticas de ordenamiento urbano y desarrollo del territorio.
- Avanzar en el concepto de ciudades inteligentes (de bajo consumo de energía).
- Desarrollar en la población una enraizada y comprometida cultura del ahorro de energía y agua.

### *Elevar la eficiencia y la seguridad en la cadena de suministro de petrolíferos y gas natural*

La infraestructura de transformación, transporte, almacenamiento y distribución de productos derivados del petróleo y gas natural es insuficiente, opera con bajos índices de eficiencia, carece de flexibilidad para responder a los cambios de la demanda y su mal estado es crónico por antigüedad y falta de mantenimiento. Hacienda le negó sistemáticamente los recursos a PEMEX para corregir deficiencias e insuficiencias. Ductos y poliductos son objeto de perforaciones por parte de delincuentes que viven del robo de combustibles. El vertiginoso aumento de la “ordeña de ductos” pone en peligro a la población y al ambiente, al tiempo que representa pérdidas cuantiosas para PEMEX y las finanzas públicas. El fraude en el suministro al consumidor final y la impunidad con la que operan los comercializadores también va en aumento.

**Acciones:**

- Concluir rápidamente la reconfiguración de refinerías y los proyectos de mejora de combustibles.
- Equilibrar la balanza comercial de petrolíferos privilegiando la reducción de la demanda.
- Elevar el desempeño del parque de refinerías existente.
- Ampliar y modernizar la infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución de petrolíferos.
- Eliminar el robo y el mercado negro de petrolíferos.
- Ampliar las redes de gasoductos a las regiones que aún no tienen acceso al energético.
- Combatir el fraude mediante mejoras legales, institucionales y tecnológicas.

**GARANTIZAR EL ACCESO DE TODOS A LA ELECTRICIDAD  
Y MINIMIZAR EL RIESGO DE ESCASEZ Y PRECIOS ALTOS**

El Estado debe garantizar el suministro de electricidad. No conviene descargar esa responsabilidad en el mercado, donde la obligación es de todos y de nadie. La experiencia internacional indica que las posibilidades de lograr una gran concurrencia y una efectiva competencia en la industria eléctrica son muy limitadas. De ahí la necesidad de intervención directa del Estado. El carácter estratégico de la electricidad no necesita demostración: es de uso generalizado, no tiene sustitutos, posee multitud de mercados cautivos, no se puede almacenar, debe ser producida en el momento en el que se necesita y la sociedad depende cada vez más de ella. Con la electricidad no se juega.

**Acciones:**

- Elevar a la electricidad al rango de derecho económico del ciudadano.
- Ampliar la red de suministro a comunidades rurales y urbano marginales.
- Organizar el suministro básico como servicio público.
- Reestablecer la planeación centralizada de mínimo costo en generación, transmisión, distribución y suministro básico.
- Alentar la competencia en ventas al mayoreo de largo plazo (contratos bilaterales)
- Alentar la competencia por el mercado en la generación (competencia por el privilegio de realizar los proyectos definidos en la planeación centralizada de mínimo costo).

### *Revalorar el papel de PEMEX y CFE en el desarrollo del sector energético*

PEMEX y CFE fueron creadas originalmente para compensar las deficiencias en el suministro de combustibles y electricidad por parte de un empresario poco comprometido con el desarrollo del país. Ahora que la reforma le ha regresado el protagonismo al mercado y al sector privado, la existencia de ambas empresas públicas se justifica por la necesidad de corregir fallas de mercado, pero también por ser vectores de industrialización, generación de ingresos fiscales, redistribución del ingreso y desarrollo tecnológico. Es necesario devolverles a PEMEX y a la CFE su carácter de motores del desarrollo.

Acciones:

- Eliminar las restricciones legales que limitan a las empresas productivas del Estado a participar en los mercados energéticos.
- Dotar a las empresas de autonomía constitucional, separar su contabilidad de la cuenta pública, y asignarles un mandato de seguridad energética, responsabilidad social y desarrollo sostenible, en el marco de un contrato-plan con el Estado.
- Refundar ambas empresas con profesionales comprometidos y honestos, y un gobierno corporativo profesional sin funcionarios de las secretarías de Hacienda y Energía. Constituir un Consejo de Administración de once consejeros de tiempo completo, de los cuales tres trabajadores elegidos por voto secreto, directo y universal.
- Ampliar y fortalecer las capacidades de PEMEX en exploración y producción.
- Dividir a la CFE en dos empresas: una dedicada al servicio público (transmisión, distribución y suministro básico) y otra dedicada a competir en los mercados energéticos en el país y el extranjero.<sup>7</sup>

### *Mejorar la transparencia y la rendición de cuentas en las actividades, las empresas y los reguladores*

La corrupción es uno de los males del sector energético que no permite alcanzar el máximo beneficio colectivo. Los inversionistas privados se han vuelto una de las partes por necesidad, por costo de oportunidad, conveniencia e incluso por sobrevivencia. La contraparte son funcionarios de los más diversos niveles que usan su poder para dar ventajas a intereses privados, ventajas que se traducen en ganancias y renta económicas que de otra

<sup>7</sup> CFE-Servicio Público y CFE-Internacional.

manera no podrían obtener. Dichos funcionarios actúan de manera legal a través de concesiones, regulaciones o exenciones; y de manera ilegal mediante manejo de información privilegiada, tráfico de influencias, cobro de comisiones, concursos amañados, asignación de contratos, aceptación de facturas fraudulentas, de compras infladas y otros mecanismos deleznable. Ni el Estado democrático ni el mercado, por sí solos, ofrecen una solución sencilla, efectiva y durable. Se requiere la vigilancia permanente de la ciudadanía y la denuncia pública, pero ésta a su vez requiere de un efectivo sistema de transparencia y rendición de cuentas. Acciones:

- Garantizar la difusión y la consulta pública de autorizaciones, contratos, asignaciones, permisos, alianzas, sociedades, asociaciones, conversiones que el Estado conceda o suscriba con particulares, empresas productivas del Estado, subsidiarias y filiales, así como de todos aquellos que celebren entre ellos.
- Hacer públicos los contratos de gran magnitud y relevancia de PEMEX y CFE, así como sus modificaciones. La documentación de soporte también debe estar disponible.
- Hacer del dominio público las asignaciones que PEMEX reciba de la Secretaría de Energía.
- Poner a disposición del público los resultados de la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo inversiones, costos, gastos, volúmenes producidos, precios de venta, ingresos derivados de la comercialización, contraprestaciones y contribuciones por cada contrato y cada asignación, y de la manera más desagrega posible.

### *Democratizar el diseño y aplicación de las políticas públicas en materia de energía*

El desarrollo del sector energético y la realización de sus proyectos deben adaptarse a las necesidades humanas y no al revés. El ser humano debe ser el centro y sujeto primordial del desarrollo. Y el desarrollo no debe seguir financiándose en el atropello de unos para beneficios de otros, por más que estos últimos sean la mayoría. Los valores y los principios éticos deben ser parte de la elaboración de las políticas públicas, porque presuponen juicios de valor que deben ser objeto de fiscalización y debate público. Tres valores son comunes y esenciales para el desarrollo: 1) respeto a la vida y a la dignidad de las personas; 2) respeto a la propiedad privada, a las actividades productivas, a la vida social, a la cultura y a las creencias de las personas y las comunidades; 3) equidad, que es la base para la promoción de la justicia y de la solidaridad.

## Acciones

- Diseñar una política energética por los ciudadanos y para los ciudadanos, mediante audiencias públicas y comités ciudadanos.
- Plasmar esa política ciudadana en un plan nacional energético, con observancia obligatoria para el gobierno y el Congreso.
- Establecer obligaciones de inversión en desarrollo social comunitario en todos los proyectos energéticos.<sup>8</sup>
- Establecer un sistema de audiencias públicas con mecanismos vinculante para decidir sobre la realización de los proyectos energéticos (obtención de “licencia social para operar”).
- Respetar la decisión comunitaria de mantener sus terrenos libres de minería e infraestructura energética.
- Asociar indisolublemente la política energética a la política ambiental y a la política industrial.

## LA RECONSTRUCCIÓN INCIERTA

¿Qué tanto corregirá el rumbo el próximo gobierno? El triunfo de electoral de Andrés Manuel López Obrador abre la posibilidad de darle un giro a la política energética que Enrique Peña Nieto orientó por el sendero de la privatización, la desnacionalización y la alineación estratégica con Estados Unidos. El cambio será hacia la izquierda, pero el ángulo es incierto. El futuro mandatario promete mudanzas en lo económico, lo político, lo social y lo ético, ¿pero en qué áreas y hasta dónde?

Durante la celebración en el Zócalo de la Ciudad de México al término de la jornada electoral del 1 de julio, el político tabasqueño reiteró que el nuevo proyecto de Nación no incluye expropiar ni confiscar bienes, ni implantar una dictadura abierta o encubierta, que los cambios se harán con apego al orden legal establecido y nada fuera de la ley; que habrá libertad empresarial y se garantizarán los derechos políticos y económicos consagrados en la Constitución; que se respetará la autonomía del Banco de México y se mantendrá la disciplina financiera y fiscal, de igual modo, que se reconocerán los compromisos contraídos con empresas y bancos nacionales y extranjeros. En otras palabras, se dará continuidad a las políticas de mercado y habrá certidumbre jurídica para inversionistas y empresarios. La transformación en puerta consistirá básicamente en desterrar la corrupción y la impunidad. Será la misión principal del nuevo gobierno. Se aboli-

<sup>8</sup> Por lo menos 2.5% del monto de inversión del proyecto.

rán los privilegios. El Estado dejará de ser un comité al servicio de una minoría. Todos los ciudadanos serán escuchados, pero se dará preferencia a los más humildes y olvidados. Dicho en otros términos, el modelo económico no será eliminado, sólo se corregirán sus excesos.

Sin embargo, días más tarde dejó la conducción del sector energético en personajes considerados “duros”, Manuel Bartlett entre ellos.<sup>9</sup> El apabullante triunfo le ofreció al presidente electo la legitimidad que necesitaba para realizar esos nombramientos.<sup>10</sup> Del perfil de los encargados de los puestos clave, se infiere que el diseño y puesta en marcha de la política energética tendrá tonalidades nacionalistas y estatistas, por lo menos más a la izquierda de lo previsto en el Proyecto de Nación 2018-2024, documento programático que el empresario Alfonso Romo, el segundo de abordaje, coordinó y atemperó para evitar la confrontación con la comunidad de negocios (<<https://goo.gl/FQ3xkb>>). El apoyo que el candidato de la coalición “Juntos haremos historia” recibió por parte de Cuauhtémoc Cárdenas hacia el final de la contienda, estuvo condicionado a revertir la reforma energética por el daño causado al país.

Sin embargo, la luna de miel duró poco. En un ensayo publicado hacia finales de agosto de 2018, Cuauhtémoc Cárdenas alerta sobre decisiones contradictorias tomadas por el presidente electo y rechazó que este último y su partido se les pueda caracterizar como representantes de la izquierda mexicana: “no hay elementos significativos en la propuesta política y en las prácticas e ideologías del conjunto de su futuro gabinete, que permitan caracterizarlos como tales” (<<https://goo.gl/VpkzSd>>). Hasta ahora, las políticas anunciadas “no conllevan riesgos ni amenazas para el poder económico, los mercados funcionan con normalidad y el FMI ha expresado su contenido”. Añade que el capital financiero y las grandes empresas han recibido garantías y tienen presencia en el futuro gobierno. Para el experimentado político no se está iniciando “un proceso de desmontaje de la hegemonía neoliberal para sustituirla por otra de corte popular, en favor de un país igualitario, justo, libre y soberano”. Desde su punto de vista, se está iniciando “una etapa de adecuación del modelo, sin mayores cambios en su naturaleza y en las relaciones de poder, pero con nuevas pautas para cierta distribución de riqueza y un reacomodo político”.

Cárdenas reconoce que entre las medidas anunciadas hay avances en términos de empleo, salarios, industrialización, mercado interno y seguri-

<sup>9</sup> Rocío Nahle será la titular de la Secretaría de Energía, Alberto Montoya, subsecretario de Energía; Octavio Romero Oropeza, director general de Petróleos Mexicanos; Manuel Bartlett y Carlos Morales Mar, director y subdirector de la Comisión Federal de Electricidad; y Luis Abeledo González, coordinador de las políticas de energías renovables.

<sup>10</sup> 30 millones de votos equivalentes a 53% de la votación.

CUADRO 1

*Extractivismo*

30% del territorio nacional está concesionado a grandes empresas transnacionales para actividades extractivistas, en particular hidrocarburos, minería, agroindustria, transgénicos y el agua que necesitan. A su paso, destrucción del medio ambiente y la biodiversidad, agotamiento de recursos no renovables, contribución al cambio climático, destrucción de relaciones sociales y comunitarias, incremento de las desigualdades, avasallamiento de los derechos de los pueblos a decidir sobre su territorio. Las empresas mineras dejan menos del 1% de la riqueza que se llevan. Las campañas no hacen mención a ello ni a la necesidad de revertir las reformas a los artículos constitucionales 25, 27 y 28, regresarles su condición de recursos estratégicos y modificar el conjunto de leyes que regulan el aprovechamiento de los recursos naturales. Cientos de resistencias a las distintas formas de extractivismo, contra empresas y gobierno, no tienen eco en las representaciones políticas institucionales, en sus dirigentes y en sus candidatos. La necesidad de reconocer sus derechos, formas organizativas y utilización de sus tierras no forma parte del discurso electoral.

*Planeación del desarrollo*

La economía de libre mercado y el individualismo, determinantes neoliberales de la vida y las relaciones, nos está destruyendo en lo económico, lo político, lo social, lo territorial, lo ambiental y lo cultural. Todos estos aspectos deben formar parte de una planeación integral del desarrollo, considerada como proceso continuo con participación social en la elaboración, gestión y control. La planeación con participación es la antítesis del libre mercado. Tal vez por ello no se registra en discursos y plataformas.

*Participación social*

Un rasgo de época es que el sector público y el sector privado se desenvuelven enfrentando al sector social y éste se auto organiza, expande la resistencia, multiplica el reclamo y formula propuestas en torno a derechos, humanos, sociales, políticos, territoriales, ambientales, urbanos, culturales. Cuando el régimen concede, no cumple y reprime. No hay oferta para corregir la articulación entre los sectores y ampliar los espacios de participación organizada en la formulación de políticas públicas, en la operación de la gestión y en el control, así como del funcionamiento sin condicionamientos ni politización de los espacios que ya existen. Por México Hoy, “Algunos temas intocados en las campañas electorales”, CDMX, 26 jun. de 2018.

dad; sin embargo, detecta la ausencia de temas de gran relevancia (<<https://goo.gl/tMvycq>>),<sup>11</sup> “falta saber cuál es, en realidad, la visión integral de país, de ocupación sustentable y armónica del territorio, del papel de la sociedad

<sup>11</sup> Entre otros temas ausente del debate está el extractivismo, la planeación del desarrollo y la participación social en el diseño de las políticas públicas (véase el cuadro 1).

y las comunidades y su participación organizada en la definición de políticas públicas en todos los órdenes de gobierno”. El líder moral de la izquierda crítica que el futuro gobierno no mencione cambios a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales para revertir la reforma energética de 2013, de igual modo que no se haga referencia alguna al extractivismo, en cualquiera de sus formas y variantes. Y se pregunta cómo y en función de qué se definen los proyectos sexenales, pues no se percibe el concepto rector que articule y otorgue sentido a las diversas medidas anunciadas.

CUADRO 2  
REVERTIR LA REFORMA ENERGÉTICA Y REGRESAR  
EL CONTROL DEL PETRÓLEO A LOS MEXICANOS

A sólo cuatro años que el presidente Enrique Peña Nieto y una mayoría dócil de legisladores priistas y panistas cercenaran los derechos de la nación consignados en la Constitución e impusieran la contrarreforma energética, se ha destruido y desmantelado lo que se construyó en décadas de trabajo de millones de mexicanos. En el 80 aniversario de que la expropiación petrolera que llevó a cabo el Presidente Lázaro Cárdenas del Río —que reivindicaría frente al interés extranjero la soberanía sobre el petróleo y los demás carburos de hidrógeno y abriera una etapa de esperanza en un desarrollo social justo y próspero—, su legado ha sido destruido por las recientes modificaciones impuestas a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política, que abrieron la exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos a la inversión privada.

El gobierno de Enrique Peña Nieto, en nombre de la competencia y el mercado, ha debilitado lo más rápido que ha podido a Petróleos Mexicanos al relajar las condiciones regulatorias, fiscales y económicas para la participación de operadores privados. Así: *i*) viola la Ley al eximir el pago del “bono a la firma” de los contratos de licencia; *ii*) desacata el mandato constitucional de resarcir a Pemex el justo valor de sus inversiones en las áreas que entrega a particulares; *iii*) busca en el TLCAN una integración subordinada como mero suministrador de materia prima; *iv*) ha establecido de facto un “sistema de nominaciones” para que las corporaciones puedan incluir áreas de su interés en las licitaciones; *v*) entrega a operadores privados descubrimientos cuya cuantía no ha sido plenamente confirmada; *vi*) impulsa un mercado de combustibles que facilita concentración y prácticas monopólicas; *vii*) abandona los institutos de investigación públicos, promoviendo pérdida de capital humano y material que el país ha tardado décadas en acumular y; *viii*) renuncia a la obligación de incrementar el contenido nacional en el sector. Los precios de los energéticos se han disparado: el precio del gas LP más del 40%, la gasolina y el diésel más del 30%; algunas tarifas eléctricas hasta 300%. El aumento al precio de los combustibles ha producido la inflación más alta en 17 años. En resumen, el gobierno de Enrique Peña Nieto trabaja en pro de los intereses privados y extranjeros y no del de los mexicanos.

## CUADRO 2 (CONTINUACIÓN)

Desde Por México Hoy exigimos al gobierno de la República la plena restitución de los derechos de los mexicanos sobre los recursos energéticos a través de la restauración de los artículos antes mencionados a su forma original; el congelamiento de los precios de las gasolinas en beneficio de los mexicanos; el establecimiento de una moratoria a las licitaciones de la industria energética hasta que se mejore el marco normativo al respecto para evitar que se otorguen discrecionalmente y sea basado en criterios técnicos y sociales; aumentar la inversión de Pemex; aumentar la capacidad de refinación para no depender de industrias extranjeras en nuestro acceso a gasolinas. Todo esto junto con la construcción e implementación de políticas que garanticen que los recursos obtenidos de la explotación del subsuelo sean únicamente en beneficio de la nación para la construcción de un estado de bienestar incluyente e igualitario.

Es lamentable que ninguna de las plataformas electorales propongan medidas claras que puedan recuperar la industria petrolera para beneficio del país ni se comprometen con medidas concretas para defender la soberanía energética de la nación.

FUENTE: Por México Hoy, “Llamamos a revertir la reforma energética y regresar el control del petróleo a los mexicanos” y “A 80 años de la expropiación, recuperar nuestro petróleo”, CDMX, 15 de marzo de 2018, disponible en <<https://pormxhoy.org/llamamos-a-revertir-la-reforma-energetica-y-regresar-el-control-del-petr-leo-a-los-mexicanos>>, y <[https://pormxhoy.org/descargas/1521159375-RecuperarNuestroPetrleo\(1\).pdf](https://pormxhoy.org/descargas/1521159375-RecuperarNuestroPetrleo(1).pdf)>.

Más allá de la orientación progresista o moderada del nuevo gobierno, la cuarta transformación de la vida pública de México estará restringida por las limitaciones presupuestales, la negativa a contratar deuda y subir impuestos, las resistencias de los que no quieren dejar sus privilegios y lo que se logre negociar con los poderes fácticos. Los dueños del dinero perdieron la elección, pero conservan su riqueza y su malicia. López Obrador llamó a todos los mexicanos a poner el interés general por encima de los intereses personales, por legítimos que sean, pero pocos están dispuestos a seguir ese principio, y menos las transnacionales y las embajadas que defenderán sus intereses a capa y espada, tal como ya lo hace el embajador de Canadá que no ha tenido empacho en presionar a gobernadores y presidentes municipales para que ayuden a las mineras en los conflictos con las comunidades. Por el lado de las restricciones jurídicas, Morena y sus aliados serán mayoría en el Congreso y podrá cambiar las leyes; sin embargo, será más difícil cambiar la Constitución porque se requiere mayoría calificada en ambas cámaras más el voto favorable de 17 legislaturas locales. Mientras no se modifique el texto constitucional éste limitará la amplitud y profundidad de los cambios.

Pero independientemente de las alianzas que cuajen en el Congreso, lo mínimo que se espera de un gobierno congruente y comprometido con un nuevo modelo de desarrollo que limite la voracidad del gran capital, distribuya equitativamente la riqueza y cumpla con los objetivos del desarrollo sostenible, es lo siguiente:

*Suspensión de las rondas petroleras.* Lo que se dio se dio, pero ya no se deben otorgar más contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. Que el capital petrolero se dé por bien servido con los 107 contratos adjudicados. Tampoco se debe dar continuidad a la figura de *farmout*, anglicismo utilizado para ocultar los contratos de asociación que le quitan a PEMEX la operación de los campos petroleros a privados y se le relega al papel de socio minoritario en un consorcio dominado por privados. Una señal positiva es que al reconocer Peña Nieto el triunfo de López Obrador, postergó hasta 2019 las licitaciones que estaban en curso.<sup>12</sup> Lo incongruente es la reciente declaración de la futura secretaria de Energía, Rocío Nahle, en el sentido de que las rondas para la adjudicación de contratos no serán suspendidas.<sup>13</sup>

*Revisión de los contratos.* “Los contratos del sector energético suscritos con particulares serán revisados para prevenir actos de corrupción o ilegalidad. Si encontráramos anomalías que afecten el interés nacional, se acudiría al Congreso de la Unión, a tribunales nacionales e internacionales; es decir, siempre nos conduciremos por la vía legal. No actuaremos de manera arbitraria ni habrá confiscación o expropiación de bienes”. Es la cita textual del discurso de AMLO el 1 de julio. Los contratos de la CFE también deben ser revisados porque se licitaron gasoductos y centrales eléctricas en condiciones cuestionables, especialmente cuando Enrique Ochoa fue director de la empresa.

*Encarcelamiento de los líderes corruptos del sindicato petrolero.* Es indispensable llevar a juicio a Carlos Romero Deschamps y a sus cómplices. La administración saliente lo cubrió con un velo de impunidad para que no se opusiera a la reforma energética y al desmantelamiento de PEMEX. No es cacería de brujas, revanchismo, ajuste de cuentas, ni nada por el estilo, es simplemente justicia. Hay que llevar a la cárcel a quien haya que llevar.

*Administración de precios.* La promesa de AMLO de que ya no habrá más gasolinazos implica la administración de precios de por lo menos tres productos: gas LP, gasolina y diésel. Es una situación prevista en la ley actual.

<sup>12</sup> La Ronda 3.2 de campos terrestres y la Ronda 3.3 de campos terrestres no convencionales (shale gas) se postergaron hasta el 14 de febrero de 2019. También se postergó la licitación de nuevas asociaciones de PEMEX, que estaban agendadas para este año.

<sup>13</sup> <<https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2018/08/no-se-frenaran-licitaciones-nahle/>>.

Ajustar las expectativas de rentabilidad e ingreso fiscal favorecería menores precios sin implicar subsidios.

*Protección de las comunidades afectadas por los proyectos energéticos.* El gobierno debe proteger los derechos humanos y poner fin al despojo de tierras, engaños y agresiones del que son objetos las comunidades. El presidente electo prometió que el Estado dejará de ser un comité al servicio de una minoría, en este caso de las empresas mineras y energéticas; se escuchará a todos pero se dará preferencia a los pueblos indígenas, a comuneros y ejidatarios, a jornaleros y pequeños propietarios. Ya no se sacrificará a los pobres y olvidados. La relación entre las comunidades y empresas debe ser rediseñada completamente, no se debe dejar a las fuerzas del mercado. Es necesario crear una fiscalía especial para perseguir los delitos cometidos por las empresas extractivas. Los proyectos energéticos no deben tener la prioridad sobre el uso del suelo, salvo casos especiales establecidos por decreto.

*Reintegración vertical de PEMEX y CFE, y eliminación de la regulación asimétrica.* La contrarreforma energética sometió a las empresas productivas del Estado a una desintegración vertical y horizontal, así como a una regulación asimétrica para quitarles clientes y mercados. Eso debe acabar. La reintegración vertical debe ser un imperativo, al igual que la reintegración del CENACE a CFE y el CENAGAS a PEMEX. Es indispensable suspender las “temporadas abiertas” para el uso privado de la capacidad de transporte y almacenamiento. PEMEX Internacional debe ser nuevamente el comercializador de los hidrocarburos del Estado. Conviene mantener el mercado eléctrico pero sólo para las grandes transacciones entre privados (contratos bilaterales). CFE debe cobrar los servicios de porteo, respaldo, interconexión y banco de energía a su estricto valor económico. Los subsidios sólo deben ser para los pobres y libres de condicionamientos.

*Rescate de las refinerías.* Es urgente diseñar y poner en marcha un plan de emergencia para sacar a las refinerías del hoyo donde las metió la presente administración en un proceso de auto sabotaje. Hay que aumentar la dotación de crudo para elevar la tasa de utilización de 30% al 80%, así como reforzar los programas de mantenimiento. El aumento de la capacidad de refinación vendrá después, porque primero debe funcionar correctamente lo que ya está construido. La reducción de las importaciones de petrolíferos permitirá importantes ahorros y la seguridad energética pasará a niveles menos alarmantes.

*Salida de México de la asociación transpacífica.* Se trata del Acuerdo Amplio y Progresista de Asociación Transpacífico (CPTPP). Ese retiro es necesario porque lo que se pactó en materia de energía va más allá de la reforma constitucional de 2013, y es completamente contrario a los planteamientos de

López Obrador. La actual administración aprovechó la negociación de dicho tratado para profundizar la liberalización y la privatización del sector energético, y satisfacer las exigencias de las transnacionales. No se debe firmar el nuevo Tratado de Libre Comercio de América del Norte si el capítulo energético es contrario al nuevo proyecto de nación.

*Empatar la regulación con la nueva política energética.* Entre los principales opositores al nuevo gobierno se encuentran la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, son instituciones que se sienten intocables y están dispuestas a enfrentar a quien sea con tal de salvar las reformas de mercado. El marco jurídico vigente supedita la regulación a la política energética, pero algunos comisionados quieren invertir las prioridades por política, ideología e intereses personales. No pocas de las regulaciones emitidas han causado perjuicio a la nación y les espera una exhaustiva rendición de cuentas. En cualquier caso la arquitectura institucional debe ser rediseñada, incluyendo a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. No sería razonable apoyarse en las transnacionales para oponerse al cambio de políticas públicas, a menos que se quiera incendiar la pradera y abrazar la sedición.

Es el decálogo de una pequeña revolución energética. Si el nuevo gobierno actúa con destreza podrá conseguir los votos necesarios para cambiar la Constitución. No se necesita mucho, sólo platicar, negociar y concertar con los legisladores del PRD, Movimiento Ciudadano y del PRI con raíces nacionalistas. Una verdadera revolución energética está al alcance de la mano. Para la izquierda es ahora o nunca.

ANEXO I  
DESEMPEÑO DEL SECTOR ENERGÉTICO DURANTE LA ADMINISTRACIÓN  
DE ENRIQUE PEÑA NIETO 2012-2017

## PRIMERA PARTE

Indicador	Variación 2012-2017 (%)	Indicador	Variación 2012-2017 (%)
Precios		Importación de líquidos del gas natural (gas LP) de EU	177.60
Gas LP (pesos/kg)	45.10 <sup>1</sup>	Importación de gasolina de EU	108.30
Gasolina Magna Frontera Norte	44.80 <sup>2</sup>	Importación de diésel de EU	87.80
Gasolina Premium Frontera Norte	68.70 <sup>2</sup>	Importación de keroseno (Jet fuel) de EU	1 203.20
Gasolina Magna Resto del país	47.50 <sup>2</sup>	Importaciones de coque de petróleo de EU	44.90
Gasolina Premium Resto del país	48.50 <sup>2</sup>	Importación de lubricante de EU	69.60
Diésel	49.40 <sup>2</sup>	Dependencia del gas natural de EU	85.80 <sup>5</sup>
Precio gas natural residencial	47.50 <sup>1</sup>	Dependencia de la gasolina de EU	61.10 <sup>6</sup>
Precio gas natural industrial	48.50 <sup>1</sup>	Dependencia del diésel de EU	68.50 <sup>7</sup>
Precio gas natural comercial	49.40 <sup>1</sup>	<b>PEMEX reducción de activos por implementación de la reforma energética</b>	
Comercio Exterior		Reservas probadas (1P)	-8.00
Independencia energética (producción/consumo de energía)	-18.30 <sup>3</sup>	Reservas probadas y probables (2P)	-20.00
Exportaciones de petróleo en volumen	-6.50	Reservas probadas, probables y posibles (3P)	-24.00
Exportación de petróleo crudo en valor	-53.10	Áreas de interés petrolero	-78.00
Valor de las exportaciones de petrolíferos	-51.40	Recursos prospectivos	-80.00
Importación de gas natural (Pemex y privados)	131.00	Recursos prospectivos en aguas profundas	-78.00
Importación de gasolina	47.00	Recursos prospectivos en aguas someras	-32.00
Importación de diésel	77.80	Recursos prospectivos convencionales	-65.00
Exportación de gasolina	-35.20	Recursos prospectivos no convencionales	-91.00
Caída absoluta de la balanza comercial de combustibles	255.00 <sup>4</sup>	Sistema Nacional de Gasoductos	-8 600 km <sup>8</sup>
<b>Dependencia de los Estados Unidos</b>		Contratos de venta de gas natural	-70.00
Capacidad de gasoductos para importar gas natural de EU	224.50	Recursos humanos	-26.00 <sup>9</sup>
Importación de gas natural por ducto proveniente de EU	149.00	<b>PEMEX Resultados operativos</b>	
Importación de gas natural por barco proveniente de EU	913 veces	Reservas probadas de hidrocarburos (al primero de enero)	-38.80 <sup>10</sup>
Importación de petrolíferos de EU	87.40	Reservas probadas de petróleo	-35.80 <sup>10</sup>

<sup>1</sup> Precios constantes de 2016.<sup>2</sup> Precios constantes de 2015.<sup>3</sup> 2012-2016.<sup>4</sup> Déficit 18 mil 309 MDD en 2017 y Superávit 11 mil 817 MDD en 2012.<sup>5</sup> 6 de cada 7 pis cúbicos.<sup>6</sup> 3 de cada 5 litros.<sup>7</sup> 4 de cada 6 litros.<sup>8</sup> Capacidad = 5 mil MMpcd.<sup>9</sup> -39 mil 213 plazas en el sexenio.<sup>10</sup> 2013-2018.

FUENTE: elaboración propia con cifras de las bases de datos abiertas de SENER, PEMEX y CFE.

ANEXO 1  
DESEMPEÑO DEL SECTOR ENERGÉTICO DURANTE LA ADMINISTRACIÓN  
DE ENRIQUE PEÑA NIETO 2012-2017

## SEGUNDA PARTE

PEMEX Resultados operativos			
Reservas probadas de gas natural	-41.30 <sup>10</sup>	Producción de líquidos del gas	-23.30
Reservas probables de hidrocarburos	-38.20	Tomas clandestinas	533.80
Reservas probables de petróleo	-31.30	Venta de petrolíferos	-14.30
Reservas probables de gas natural	-50.10	Venta de gas licuado	-40.50
Reservas posibles de hidrocarburos	-50.50	Venta de gasolina automotriz	-0.70
Reservas posibles de petróleo	-42.00	Venta de diésel	-8.80
Reservas posibles de gas natural	-65.90	Venta de gas seco	-22.60
Producción de hidrocarburos (sin nitrógeno)	-24.30	Venta de petroquímicos	-29.60
Producción de petróleo	-22.80	Importación de petrolíferos	39.40
Producción de petróleo para el mercado mundial	27.80 <sup>11</sup>	Importación de gas natural	62.10
Producción de gas seco	-20.60	Importación de petroquímicos	75.00
Duración de las reservas probadas de petróleo	-18.20 <sup>12</sup>	Exportación de petroquímicos	-90.00
Duración de las reservas probadas de gas natural	-30.90 <sup>13</sup>	Caída absoluta de la balanza comercial de combustibles	-118.90 <sup>17</sup>
Gas natural desperdiciado en los campos de producción	412.20 <sup>14</sup>	PEMEX inversión	-39.10
Tasa de restitución de reservas probadas de hidrocarburos	-97.20	Inversión operativa (Opex)	-8.20
Equipos de perforación de pozos de exploración	-39.10	Inversión de capital (Capex)	-54.40
Equipos de perforación de pozos de desarrollo	-88.00	PEMEX situación financiera	
Pozos de exploración perforados	-40.00	Ingresos totales	-15.20
Pozos de desarrollo perforados	-96.10	Rendimiento de operación	-88.40
Capacidad de destilación atmosférica (Mbd)	-5.20	Impuestos y derechos	-63.10
Petróleo crudo procesado en las refinerías	-50.50 <sup>15</sup>	Impuestos y derechos / rendimiento de operación	218.00
Tasa de utilización de las refinerías	-48.70 <sup>16</sup>	Profundización de las pérdidas	109 veces <sup>18</sup>
Producción de petrolíferos	-42.00	Ingresos antes de intereses, taxes, depreciación y amortización	-58.30 <sup>19</sup>
Producción de petroquímicos	-30.60	Deuda Total	159.00 <sup>20</sup>
Producción de gas seco de planta	-26.60	Deuda Neta	190.60 <sup>21</sup>
		Profundización del patrimonio negativo	454.60 <sup>22</sup>

<sup>10</sup> 2013-2018.<sup>11</sup> En lugar de refinar se exporta.<sup>12</sup> Alcanzan para sólo 10 años.<sup>13</sup> Alcanzan para menos de 4 años.<sup>14</sup> Quema de gas 2012-2016.<sup>15</sup> A enero de 2018<sup>16</sup> 37.1% en enero 2018.<sup>17</sup> Déficit de 9 mil 955 MDD en 2017 y Superávit de 20 mil 975 MDD en 2012.<sup>18</sup> Pérdida de 280 mil 90 MDP 2017.<sup>19</sup> EBITDA.<sup>20</sup> 103 mil millones de dólares en 2017.<sup>21</sup> 98 mil millones de dólares en 2017.<sup>22</sup> -1.5 billones de pesos en 2017.

FUENTE: elaboración propia con cifras de las bases de datos abiertas de SENER, PEMEX y CFE.

ANEXO I  
DESEMPEÑO DEL SECTOR ENERGÉTICO DURANTE LA ADMINISTRACIÓN  
DE ENRIQUE PEÑA NIETO 2012-2017

TERCERA PARTE

Tarifas eléctricas (precios medios, centavos/KWh)	15.10	Subtotal sector empresa mediana	13.70
Residencial	9.60	OM Ordinaria menor a 100 kW	16.10
1 Doméstico	-0.60	HM Horaria 100 kW o más	13.40
1A	13.20	HMF Horaria 100 kW o más cargo fijo	-4.60
1B	8.10	H-MC Horaria 100 kW o más para corta utilización	-7.60
1C	16.40	Subtotal sector gran industria	11.10
1D	15.50	HS Horaria, nivel subtransmisión	10.20
1E	28.70	H-SL Horaria subtransmisión larga utilización (LU)	13.80
1F	32.70	H-SLF Horaria subtransmisión LU con cargos fijos	8.10
DAC Doméstico Alto Consumo	13.40 <sup>23</sup>	HT Horaria, nivel transmisión	1.80
Comercial	14.70	H-TL Horaria transmisión para LU	10.00
2 General hasta 25 kW	14.20	Tarifa Residencial 1	
3 General para más de 25 kW	13.90	Consumo básico (los primeros 75 kWh)	4.80 <sup>15</sup>
7 Temporal	-8.40	Consumo intermedio (por cada uno de los 65 kWh siguientes)	3.50 <sup>15</sup>
Servicios	33.90	Consumo excedente (por cada kWh adicional a los anteriores)	3.80 <sup>15</sup>
5 Alumbrado público (D.F., Monterrey y Guadalajara)	32.90	Tarifa Residencial DAC (para consumos mayores a 250 kWh/mes) <sup>24</sup>	
5A Alumbrado público (Resto del país)	32.10	Cargo Fijo (pesos)	169.30 <sup>15</sup>
6 Bombeo aguas potables o negras, de servicio público	32.10	Cargo por energía consumida (pesos/kWh)	
Agrícola	3.40	Baja California y Baja California Sur en tarifa de verano	177.70 <sup>15</sup>
9 Bombeo de agua para riego agrícola (baja tensión)	290.80	Baja California	177.00 <sup>15</sup>
9M Bombeo de agua para riego agrícola (media tensión)	253.00	Baja California Sur	177.00 <sup>15</sup>
9CU Tarifa de estímulo	6.20	Centro	177.70 <sup>15</sup>
9N Tarifa de estímulo nocturna	7.80	Noreste	188.90 <sup>15</sup>
Industrial	14.40	Norte y Noreste	178.90 <sup>15</sup>
		Sur y Peninsular	178.20 <sup>15</sup>

<sup>15</sup> A enero de 2018.

<sup>23</sup> Ver desagregación más abajo.

<sup>24</sup> La tarifa que paga la clase media.

FUENTE: elaboración propia con cifras de las bases de datos abiertas de SENER, PEMEX y CFE.

*Futuro de la energía en México*  
volumen 8 de la colección  
*México: 2018-2024: Nueva estrategia de desarrollo,*  
coordinada por José Luis Calva,  
se terminó en 2019  
en Juan Pablos Editor, S.A.  
2a. Cerrada de Belisario Domínguez 19  
Col. del Carmen, Alcaldía de Coyoacán  
México, 04100, Ciudad de México  
<juanpabloseditor@gmail.com>



# **CNU** **CONSEJO NACIONAL DE UNIVERSITARIOS** **POR UNA NUEVA ESTRATEGIA DE DESARROLLO**

## **OBJETIVOS**

**Primero:** conjuntar nuestros esfuerzos para formular desde una perspectiva universitaria un sistema integral de propuestas viables de políticas públicas capaces de superar el pobre y errático desempeño mostrado por la economía mexicana durante las últimas décadas, fortalecer la cohesión social de nuestra nación y abrir los cauces de un desarrollo sustentable, incluyente, equitativo y democrático.

**Segundo:** contribuir de manera organizada a la formación de la conciencia ciudadana sobre la apremiante necesidad de que nuestro país adopte una nueva estrategia de desarrollo.

**Tercero:** contribuir a enriquecer el contenido y a elevar la calidad del debate político y social sobre los grandes problemas nacionales.

Estos objetivos los realizaremos con espíritu de servicio a la nación y visión de Estado, con plena independencia respecto a los partidos políticos.

