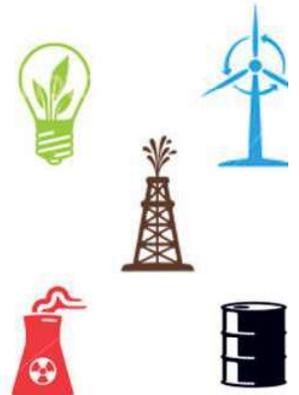
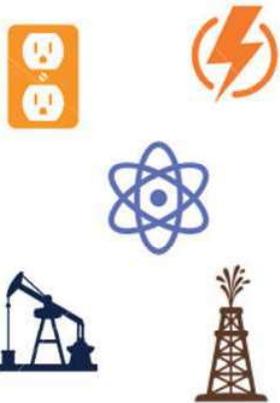




energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

Reforma Energética



- 80 mil millones dls. en inversiones nuevas, sin comprometer recursos del Estado
- En 7 licitaciones, 70 contratos petroleros con 66 nuevas empresas (33 mexicanas)
- 25 empresas operan en el mercado eléctrico
- 7,372 km. de gasoductos en 18 estados



“Iberdrola duplicará su capacidad de generación; con la Reforma, México es una excelente apuesta”

José Enrique Alba, Country manager.

Contenido

El surgimiento de jugadores mexicanos en upstream.

IVÁN SANDREA...

8

Análisis de la balanza comercial de las gasolinas en México.

RODRIGO GUARNEROS GUTIÉRREZ...

14

Proveeduría: ¿ahora quién ejecuta la Reforma Eléctrica?

GERARDO CERVANTES...

22

En cinco años, Iberdrola duplicará su capacidad de generación.

ENTREVISTA A JOSÉ ENRIQUE ALBA...

24

El TLCAN y el negocio petrolero.

LUIS VIELMA LOBO...

28

Retos cambiantes en política energética.

GERARDO R. BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO ORTIZ MUÑIZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO...

31

Uso de lineamientos internacionales para definir el caso del pozo de Zama-1.

JOSÉ JUVENTINO SÁNCHEZ VELA...

34

Tendencias energéticas.

RAMSES PECH...

44

Las reformas energéticas en México: contenido, resultados preliminares, desafíos.

ANGEL DE LA VEGA NAVARRO, Y. JIMENA ROMERO HERRERA, MÓNICA SANTILLÁN VERA,

DANIEL ALEJANDRO PACHECO ROJAS...

46

Foro de Análisis de la Reforma Energética: ¿qué se logró y qué falta por hacer?, organizado por Energía a Debate...

56

Reformas, privatizaciones, incentivos.

ALVARO RÍOS ROCA...

74



Las reformas energéticas en México: contenido, resultados preliminares, desafíos¹

ANGEL DE LA VEGA NAVARRO^A, Y. JIMENA ROMERO HERRERA^B,
MÓNICA SANTILLÁN VERA^C, DANIEL ALEJANDRO PACHECO ROJAS^D

Es usual que cuando se habla de las recientes reformas energéticas realizadas en México los análisis y comentarios se refieran básicamente a los cambios en las industrias del petróleo y del gas natural. Esto incluso en publicaciones internacionales importantes⁽²⁾. En este artículo consideramos de entrada que esas reformas son diversas y heterogéneas y que toman características particulares en las industrias que componen el sector energético.

Trátase del acceso a los hidrocarburos por parte de compañías privadas, del deterioro estructural que han tenido en México las actividades de refinación, de las carencias en infraestructura del transporte del gas natural o de la inserción de las energías renovables en el mercado eléctrico, las reformas requieren ser analizadas de manera específica en cada una de las industrias del sector energético para entenderlas a cabalidad. Es esto lo que haremos en este artículo, de manera somera y tomando en cuenta el espacio impartido.

El propósito de las reformas es impulsar el desarrollo del sector energético, basado en la instauración de una nueva organización del sector con un papel preponderante del mercado⁽³⁾. Esto significa concretamente que de las reformas realizadas se espera la entrada de nuevos actores que aseguren mejor que con la anterior organización la producción y provisión de servicios energéticos, de manera más accesible, de mejor calidad, más limpios y con mejores precios. La nueva organización deberá también mejorar la seguridad energética, la cual tiene que ver de manera particular con asegurar las inversiones necesarias con una perspectiva de largo plazo. Mercado y regulación deberán garantizar lo que anteriormente hacía la planeación de las inversiones por parte de la secretaría correspondiente⁽⁴⁾ con un papel central de Pemex y la CFE.

El cambio en las formas de organización de las industrias energéticas es radical y no podrá concretarse de manera inmediata: se trata de un proceso que tomará tiempo, tanto en la instauración de nuevas formas de organización basadas en el mercado como de

los resultados.

Un discurso apologético de las reformas y de sus bondades, el cual ha estado presente desde su propuesta hasta muchas de las presentaciones sobre su contenido y resultados iniciales, tanto por sus propugnadores como por sus principales beneficiarios, no es de mucha utilidad. Por ello en este trabajo pondremos el énfasis en analizar algunos de los obstáculos y desafíos para que las reformas avancen en beneficio del país y de su población.

En concordancia con lo anterior, examinaremos los siguientes puntos:

- Exploración y producción petrolera. El acceso a los recursos por parte de nuevos actores.
- La industria de la refinación: ¿Pesarán sus características para la entrada de nuevos actores? ¿La opción real es la importación?
- La industria del gas natural: progresiva integración del mercado del gas natural en América del Norte. Carencias en infraestructura.
- El mercado eléctrico, la inserción de las energías renovables y el componente ambiental de las reformas.

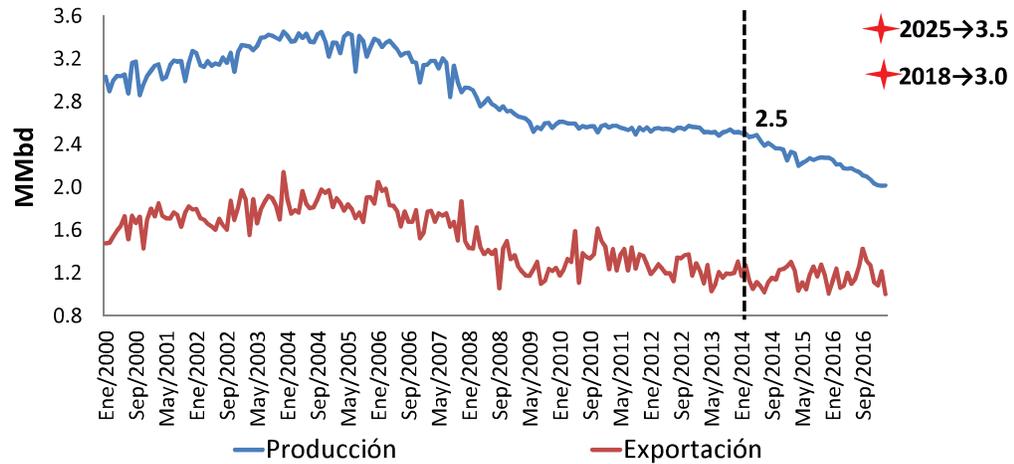
1 - Exploración y producción petrolera. El acceso a los recursos por parte de nuevos actores.

Con las Reformas Energéticas en este sexenio, las industrias

- 1) El antecedente de este trabajo se encuentra en un artículo que los mismos autores han elaborado para su publicación en un libro de la UNAM, con el título: "Los primeros pasos de las reformas energéticas en México (2013/2014): contenido, resultados preliminares, desafíos", 28 de julio de 2017.
- 2) Como el número reciente del Oxford Energy Forum dedicado a "Mexican Energy Reforms", June 2017, Issue 109.
- 3) Interacción entre los agentes económicos (oferentes y demandantes) que guiados bajo sus propios intereses y sus restricciones, efectúan actos económicos de compra-venta bajo un marco regulatorio.
- 4) En tiempos recientes la Secretaría de Energía, pero la Secretaría de tutela en materia energética ha adoptado varias apelaciones a lo largo del tiempo.

^AProfesor/Investigador en el Postgrado de Economía, en el Postgrado de Ingeniería y en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM. adelaveg@unam.mx; ^{B,C}Las dos co-autoras son Maestras en Economía por la UNAM y actualmente realizan su doctorado en el Postgrado de Economía de esta misma Universidad. Respectivamente: rohy17@hotmail.com; monicasv@comunidad.unam.mx. ^DMaestro en Economía por la UNAM, actualmente realiza su doctorado en el Postgrado de Ingeniería en esta misma Universidad. dany_apr@hotmail.com

Producción y exportación de crudo en México. Enero 2000 – Marzo 2017



ELABORACIÓN PROPIA CON BASE EN DATOS DEL SIE (2017).

del petróleo y del gas están completamente abiertas a la entrada de nuevos actores. Al proponerlas se consideró que con la entrada de capitales privados, técnica y organizacionalmente avanzados, y siempre en busca de nuevas oportunidades de negocios, se lograría uno de los principales objetivos de la Reforma: incrementar la producción de crudo, y con ello, eventualmente, incrementar las divisas emanadas de su exportación. Según los planteamientos iniciales de la Reforma, la producción de crudo se incrementaría de los 2.5 millones de barriles diarios (MMbd) que se producían en el momento de su formulación, a 3 MMbd en 2018 y 3.5 MMbd en 2025 (Gobierno de la República, 2013).

En este contexto, el gobierno, a través de la Secretaría de Energía (Sener) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), está llevando a cabo una apertura en tres “rondas” ofreciendo un rico conjunto de bloques en territorio mexicano: en tierra, en aguas poco profundas, activos de gas natural en aguas profundas, bloques en aguas ultraprofundas, *farmouts*, conversiones contractuales, etc. Pemex recibió en una “Ronda Cero” derechos de exploración y producción bajo la forma de “asignaciones”, que en principio garantizan la continuidad de sus actividades. Para futuras adquisiciones Pemex tendrá que presentarse a las licitaciones, como cualquier otra empresa. Podrá también buscar asociaciones estratégicas con el capital privado para migrar las asignaciones a contratos.

Hasta el momento, las compañías petroleras han respondido de forma variable a las licitaciones, a las subastas y las búsquedas de asociaciones estratégicas por Pemex. Esto refleja el contexto actual de la industria petrolera internacional: precios bajos, reducción de las inversiones en exploración y producción, etc. De hecho, las tres primeras licitaciones de la “Ronda Uno” tuvieron un éxito relativo y el gobierno tuvo que revisar a la baja las condiciones contractuales. En cuanto a los resultados, que fueron presentados al país como inmediatos, desde la aprobación de la Reforma la producción de petróleo ha continuado con una clara tendencia a la

baja. En marzo de 2017, dicha producción se ubicó en 2.02 MMbd, mientras que las exportaciones también se han reducido, aunque a una tasa ligeramente menor.

En comparación a las tres primeras licitaciones, la última licitación de la “Ronda Uno”, cuyo propósito era la entrada en aguas profundas y ultraprofundas, fue un éxito desde la perspectiva gubernamental, al conceder 8 licencias de exploración y producción costa afuera en el Golfo de México (4 en Cinturón Plegado Perdido y 4 en la Cuenca Salina) a importantes actores internacionales. De esta manera, el gobierno y los principales beneficiarios de la apertura han presentado el acceso de compañías internacionales a los recursos del Golfo como una garantía de la irreversibilidad de reformas.

Hasta ahora, el balance de los primeros años de la Reforma, en cuanto a producción de crudo y renta petrolera, ha quedado claramente alejado de los objetivos inicialmente planteados. Según datos del Fondo Mexicano del Petróleo (2017) la producción de crudo de los contratos firmados en la Ronda Uno ha sido muy baja: 1.4 miles de barriles diarios promedio entre mayo de 2016 y marzo de 2017. Dicha producción representa, aproximadamente, 0.07% de la producción realizada mediante asignaciones de Pemex. Y en términos de ingresos, los pagos que los contratistas hicieron al Estado por concepto de regalías y regalías adicionales entre mayo de 2016 y marzo de 2017 ascendieron a poco más de 25 millones de dólares. Sólo como referencia: Pemex pagó 14.8 miles de millones de dólares por concepto de impuestos y derechos en el ejercicio 2016 (Pemex, 2016).

5) La utilidad operativa es el resultado de restar al valor contractual de los hidrocarburos y otros ingresos, la recuperación de costos y las regalías efectivamente pagadas al Estado. La recuperación de costos en el contrato señalado es del 60%. Para mayores detalles, consultar el contrato CNH-R01-L01-A7/2015, disponible en <http://rondasmexico.gob.mx/>.

Contratos firmados en la Ronda 1. Producción e Ingresos (actualizado al mes de marzo de 2017).

Ronda	No. de contratos firmados	Área	Modalidad	Fecha de firma	Contratos c/producto	Producción total promedio (May16-Mar17)	Ingresos del Estado
1.1	2	Aguas someras	Producción compartida	Sept 2015	0	1.4 Mbd	Regalías y regalías adicionales: >25 MMUS\$.
1.2	3	Aguas someras	Producción compartida	Enero 2016	0		Cuotas fase exploratoria: >24 MM\$.
1.3	25	Terrestres	Licencia	May y Ago 2016	12	<i>NOTA: Producción asignaciones Pemex: 2.1 MMbd.</i>	<i>NOTA: Imp y Der Pemex, 2016: 14.8 MMMUS\$</i>
1.4	8	Aguas profundas	Licencia	Febr y Marz 2017	0		

En fechas recientes (12 de julio de 2017) se informó de un hallazgo importante en aguas someras: el consorcio Sierra Oil & Gas, Talos Energy y Premier Oil, quien firmó los únicos dos contratos adjudicados en la primera licitación de la Ronda Uno, anunció un descubrimiento estimado entre 1,400 y 2,000 millones de barriles de petróleo equivalente (MMbpe). En este contrato el Estado obtendrá, una vez que inicie la producción, una participación de 68.99% de la ganancia (utilidad operativa⁽⁵⁾) por cada barril producido (Sener, 2017). Lo realizado en el pozo Zama-1, por los datos iniciales acerca de su magnitud y sus características (petróleo ligero), podría tener un impacto favorable en las convocatorias siguientes, al presentarse como señal para las empresas sobre las amplias posibilidades de obtener hidrocarburos de buena calidad y de consolidar su presencia en el mercado.

El hallazgo de Talos-Sierra Oil-Premier Oil podría modificar la idea dominante de que el petróleo fácil en México ya se había acabado, lo que eventualmente podría atraer muchas más empresas. Sobre este punto se pueden plantear preguntas, como han hecho especialistas: si la magnitud del descubrimiento es la que se señala y la empresa que lo logró es relativamente pequeña, mucho menor que Pemex, en un área técnicamente no muy compleja, ¿las compañías privadas van a complementar o a hacer el trabajo que venía haciendo Pemex?

2 - La industria de la refinación: ¿Pesarán sus características para la entrada de nuevos actores? ¿La opción real es la importación?

En el campo de las actividades petroleras *downstream* hay un fuerte rezago en México. El aprovechamiento de los recursos fósiles

ha descansado en un comportamiento rentista, sobre todo, a partir del descubrimiento del mega-yacimiento Cantarell.

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; y en general hay un fuerte rezago y dependencia tecnológica.

Con la Reforma Energética, el capital privado tiene la posibilidad de incursionar en actividades de refinación, ya sea en asociación con Pemex para construir o reconfigurar las refinerías existentes, o bien para construir nuevas por su cuenta. Hasta el momento, los únicos permisos para refinación de petróleo son los de las seis refinerías de Pemex (Tula de Allende, Hidalgo; Salamanca, Guanajuato; Minatitlán, Veracruz; Ciudad Madero, Tamaulipas; Salina Cruz, Oaxaca y Cadereyta de Jiménez, Nuevo León), emitidos el 30 de junio de 2015 con una vigencia de 30 años, con el objetivo de que Pemex siga realizando las actividades de refinación de acuerdo al nuevo marco regulatorio. El capital privado, por su parte, no ha solicitado de manera oficial permisos de refinación.

En los hechos, 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, lo cual tiene implicaciones para la balanza comercial

y la seguridad energética del país que habría que ponderar seriamente. Entre tanto, se empieza a observar un interés significativo del capital privado por invertir en el transporte, importación y comercialización de petrolíferos, incluyendo la aparición de nuevas marcas en las gasolineras.

3 - La industria del gas: progresiva integración del mercado del gas natural en América del Norte. Carencias en infraestructura.

Continuidad en la determinación de los precios.

La integración de México al mercado del gas natural en América del Norte ha generado nuevas interconexiones y mayor competencia. Esto conlleva, naturalmente, importantes implicaciones para la determinación de los precios. El cambio de fondo se dio en 1995 con un nuevo marco regulatorio e institucional favorable a la liberalización del mercado interno y a la integración progresiva en un mercado único de América del Norte. Desde entonces ha habido continuidad, particularmente en la conexión con el mercado de Estados Unidos y en temas como precios de referencia, puntos de arbitraje, mecanismo de netback, entre otros. Desde aquel año se ha mantenido una idea central: los precios internos en una economía abierta deben reflejar los costos de oportunidad. En este caso, el costo de oportunidad para el gas natural en México se encontraba en los precios del energético en el Houston Ship Channel; es decir, que a ese costo al país le es indiferente consumir el gas producido en territorio nacional o venderlo a Estados Unidos.

El gas natural importado se regula a partir de la reforma energética de 28/11/08. ¿Cómo es la situación después de las reformas de 2013/2014? La metodología empleada para la fijación del precio del gas natural quedó establecida en la Resolución Núm. RES/998/2015, publicada en el DOF el pasado 15/02/2016 y señala: para los precios máximos de ventas de primera mano (VPM) resulta conveniente emplear como referencia una estimación de las cotizaciones de precio en el Sur de Texas a partir de un “modelo de corrección de error vectorial” con objeto de capturar la relación de largo plazo entre las variables empleadas (en lugar de utilizar un promedio de índices del Henry Hub), así como las condiciones de arbitraje entre tales cotizaciones y las correspondientes a los mercados relevantes de Henry Hub y Houston Ship Channel.

A partir del 15 de junio de 2017 el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó la eliminación de los precios máximos de VPM de gas natural mediante el Acuerdo Núm. A/026/2017, mismo que establece la determinación del precio a la libre competencia. Dicha dependencia prevé que de esa manera se facilitarán alternativas de suministro de gas natural para el país y se fomentará el desarrollo de nuevos proyectos de producción. Debido a las condiciones en las que se fijaba el precio de VPM

mediante la metodología anterior, el referente internacional castigaba la factibilidad económica de los proyectos de inversión para desarrollar nuevos recursos de gas natural, tanto convencional como no convencional, ya que los precios no alcanzaron los 4 USD/MMBTU (dólares por millón de BTU⁶⁾), umbral mínimo para obtener una rentabilidad positiva de los proyectos de gas natural (Sener, 2012). De tal forma que, lo que en un principio representaron los precios bajos del referente internacional como una oportunidad para ampliar el uso intensivo de este energético, terminó siendo un obstáculo para estimular la exploración y producción de nuevas reservas de gas natural.

La liberalización de los precios de VPM tendría lugar en la región de Reynosa donde actualmente actores independientes de Pemex tienen la posibilidad de hacer uso de varias fuentes de suministro de la molécula: mediante su importación a través de los ductos de internación, desde las terminales de gas natural licuado (GNL) de Manzanillo y Altamira que se inyecta al Sistrangas o bien de la producción nacional. Esto puede generar condiciones que estimulen la competencia en el mercado de manera más efectiva, al permitir a los comercializadores distintos de Pemex brindar alternativas de suministro de gas natural a precios competitivos frente a los que ofrezca la empresa estatal.

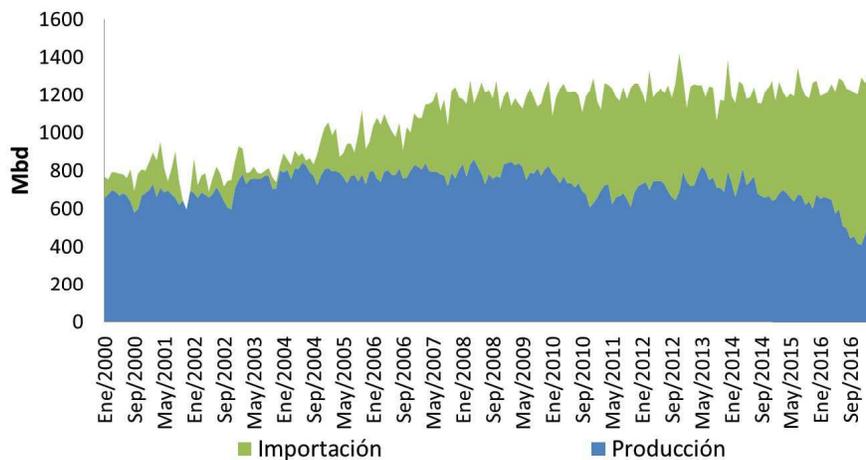
La regulación asimétrica de las VPM de gas natural se mantendrá para Pemex en la zona Sur, mientras no haya una mayor participación de agentes económicos que garanticen un mercado competitivo en la zona, ya que a diferencia de la zona Norte, el suministro de gas natural se satisface con el 76.5% de la producción hecha en la región y el 22.3% se destina a satisfacer la demanda en otras regiones del país (datos de 2015). No obstante, la producción de dicha región ha mostrado una clara tendencia a la baja a partir de 2009 con una tasa promedio de crecimiento anual de -2% durante el periodo 2009 a 2015 (Sener, 2016b).

Esta tendencia podría revertirse como resultado de las rondas 1.1, 1.2 y 1.3 realizadas por la CNH, ya que existen 16 potenciales productores de gas natural independientes, 9 centralizados en la región Sur, cuyos proyectos de producción pueden estimular la oferta de gas natural a corto plazo en la región. Mientras que en el mediano plazo las alternativas de las licitaciones de la Ronda Dos

6) Unidades Térmicas Británicas.

7) La Ronda 2.1 para contratos de producción compartida en aguas someras considera 1,586 MMbpce de recursos prospectivos, de los cuales 249 MMbpce corresponden a gas húmedo en el Sur. La Ronda 2.2 para contratos de licencia terrestres considera 643 MMbpce de recursos prospectivos, de los cuales 47 MMbpce corresponden a aceite y gas asociado en el Sur. La Ronda 2.3 para contratos de licencia terrestres considera 251 MMbpce de recursos prospectivos, de los cuales 185 MMbpce corresponden a aceite y gas asociado en el Sur (Acuerdo Núm. A/026/2017).

Producción e importación de gasolina y diesel en México. Enero 2000 – Marzo 2017



ELABORACIÓN PROPIA CON BASE EN DATOS DEL SIE (2017).

que la CNH realiza en la segunda mitad de 2017 ascienden a 2,480 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) de recursos prospectivos, de los cuales 481 MMbpce se encuentran en la zona Sur⁽⁷⁾ (Acuerdo Núm. A/026/2017).

Lo anterior sentaría las bases de un mercado con la concurrencia suficiente para dar paso a la eliminación de los precios máximos de gas natural en esta región, y por ende en todo el país, para el año 2018 tal como está previsto en la política pública para la implementación del mercado de gas natural (Sener, 2016a).

La infraestructura necesaria para el desarrollo del gas natural: “sin infraestructura no hay mercado”.

Una condición *sine qua non* para la existencia de un mercado competitivo del gas natural es la existencia de una infraestructura amplia en la red de gasoductos que permita la distribución y comercialización de la molécula hacia los usuarios por parte de diversos jugadores a precios competitivos, en concordancia con los nuevos lineamientos (Acuerdo Núm. A/026/2017).

En los últimos años México ha intensificado el uso del gas natural en sectores clave de la economía nacional, tales como: el eléctrico público con una demanda que representa 43% del total; el petrolero y el industrial, con demandas que representan 29.3% y 18.3% respectivamente (Sener, 2016b, pp. 27), con cifras correspondientes a 2015. De tal forma que para cubrir la brecha cada vez mayor entre la producción nacional y la demanda de cada sector fue necesario el incremento de las importaciones, mismas que han presentado un aumento entre 2010 y 2015 del 143%. Es decir, la dependencia de México del gas importado originó un déficit creciente en la balanza comercial de gas natural, que durante esos 5 años llegó a presentar un incremento del 81%, al pasar de 2,132 MM Dls a 3,849 MM Dls en este período (Banxico, 2017).

Del total de las importaciones de gas natural durante 2015, el 80% se realizó vía ducto y el resto bajo la forma de GNL, por lo

que la mayor parte de la oferta de gas natural se realiza a través del sistema nacional de gasoductos, el cual ha presentado cuellos de botella e ineficiencias de planeación y logística. Anteriormente Pemex Gas y Petroquímica Básica intervenía en el flujo empacado de la molécula a través de las llamadas “alertas críticas”, cuyos efectos repercutían fuertemente en la industria (Romero H., 2014, pp. 43).

Actualmente existen 17 gasoductos cerca de la frontera entre Estados Unidos y México con una capacidad de transporte de 50,000 millones de metros cúbicos (MMmc) al año. No obstante, uno de los objetivos de la Reforma Energética es que para el 2019 la capacidad importada vía gasoducto desde Estados Unidos se incremente a 100,000 MMmc, el doble del nivel actual, lo cual desplazará las importaciones de GNL (IEA, 2016, pp. 24).

Con base a lo planteado en la Reforma Energética, el Centro Nacional de Gas Natural (Cenagas) llevó a cabo recientemente la primera temporada abierta para la adjudicación de derechos de capacidad de la red nacional de gasoductos que comprende el Sistrangas, cuya capacidad de transporte se ubica en 6.3 miles de millones de pies cúbicos diarios (MMMpcd) y con una longitud de 10,068 kilómetros (Cenagas, 2017). Para llevar a cabo la transición a la nueva estructura de mercado, en octubre de 2016 se realizó una ronda previa a la antes mencionada (Ronda Cero) en la cual se asignó del total de la capacidad del Sistrangas: 1.1 MMMpcd a la Comisión Federal de Electricidad, 1.4 MMMpcd a Pemex, y 1.6 MMMpcd a los productores independientes de energía. De esta manera, la capacidad restante (2.2 MMMpcd) se destinó a la Ronda Uno, misma que se llevó a cabo en mayo de 2017. De esta Ronda Uno se asignó el 59.7% a Pemex, seguido de ENGIE y ArcelorMittal con un 7.2% y 6.9% respectivamente (EIA, 2017).

El mayor interés de las compañías participantes radica en los puntos de inyección que suministran gas natural proveniente de Estados Unidos a México, especialmente el gasoducto de Texas Kinder Morgan que conecta a Pesquería y el punto de inyección

de Los Ramones que conecta con la red nacional de gasoductos, cuya demanda excedió la capacidad asignada. Esas compañías son grandes consumidores que emplean el gas natural para generar electricidad y como materia prima de sus procesos industriales.

La capacidad de los gasoductos norteamericanos destinados a las exportaciones de gas natural a México se ha expandido rápidamente en los últimos años: hoy en día asciende a 7.3 MMMpcd, la cual sirve para abastecer principalmente a las regiones Centro y Noreste del país. Para 2017 se cuentan con cuatro proyectos de construcción de gasoductos, los cuales tendrán una capacidad de 3.5 MMMpcd y suministrarán gas natural a las nuevas plantas de generación eléctrica de los estados de Chihuahua, Nuevo León, Sonora y Sinaloa. Asimismo, para finales de 2018 se tienen planeados dos líneas de gasoductos adicionales: KM Mier-Monterrey y Nueces-Brownsville con una capacidad de 3.3 MMMpcd con miras a exportar shale gas proveniente del play de Eagle Ford en Sur de Texas hacia las regiones Centro y Noreste de México (EIA, 2016).

Siguiendo los planteamientos de la Reforma Energética, el aumento de la oferta de gas natural en el país mediante la expansión de las importaciones ha permitido ampliar el número de actores en el mercado de gas natural en el país. Esta mayor competencia requiere del aumento de la capacidad de las redes de transporte y distribución para transportar el energético a las zonas de mayor demanda, así como a los lugares donde no tienen acceso al mismo. Por tal motivo, para crear un mercado de gas natural es necesario visualizar la industria de manera vertical debido a que no sólo se requiere crear los medios para hacer llegar la molécula, sino contar con un mercado que garantice su consumo con base en precios competitivos. No obstante, esta perspectiva de precios competitivos conlleva un escenario de aumento del precio promedio del gas natural en todo el país, el cual a su vez generaría un incremento en el precio de la electricidad, parte del cual tendría que ser absorbido por los consumidores de algunas regiones o de ciertos sectores, o bien por el sector público (Lajous A., 2014).

Esta situación de aumento de la demanda de gas natural importado deja a México en una precaria posición, por su dependencia de Estados Unidos y por el impacto negativo en la balanza comercial de gas natural (EIA, 2004, pp. 54).

4 - El mercado eléctrico, la inserción de las energías renovables y el componente ambiental de las reformas. Una trayectoria energético-ambiental en el sector eléctrico.

Es en la reforma del sector eléctrico en donde se señalan de manera explícita objetivos ambientales y sobre el cambio climático en relación con la instauración del mercado eléctrico. Así sea en el papel se unieron preocupaciones sobre el cambio climático con el desarrollo de las energías renovables.

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, en relación con la participación de la inversión privada e incluso de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) sobre la cual pesaban restricciones para fomentar la participación de las energías renovables.

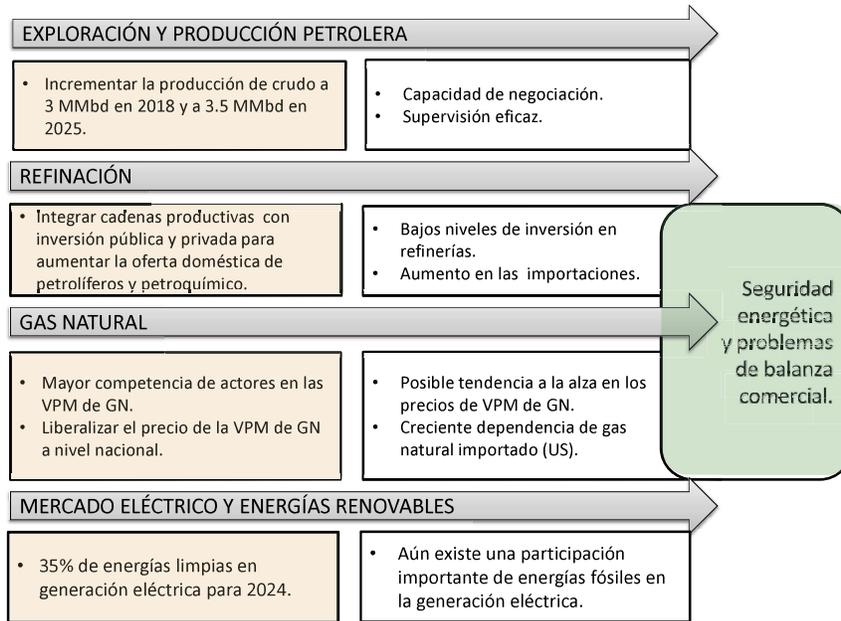
Nuevas leyes fueron aprobadas en 2008 para hacer frente a las dificultades y deficiencias: la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) y la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE). Ambas tenían el objetivo de fomentar el desarrollo de las energías renovables, dando prioridad a la participación de la inversión privada y nuevas funciones a la CRE para regular la participación de privados en la generación de energía eléctrica a partir de renovables.

Esas leyes e instrumentos, a pesar de sus limitaciones, tuvieron efectos positivos para la participación de las renovables en una nueva escala: mayor seguridad jurídica de los proyectos y demostración de su viabilidad económica, incursión de nuevos actores en el escenario energético (empresas, consultores, asociaciones de un nuevo tipo). Una consecuencia del nuevo marco legal fue que la generación de electricidad a partir de renovables (geotérmica, eólica, mini-hidráulica) aumentó, aunque todavía representando un lugar modesto: 1 924,8 MW, un 3.3% de la capacidad instalada en el año 2010.

A partir de 2013 las reformas 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. En los hechos hay contradicciones, sin embargo, como la opción prioritaria por el gas natural en la generación eléctrica y el desarrollo acelerado de la

(8) Se consideran energías limpias: viento, radiación solar, energía oceánica, calor geotérmico, bio-energéticos, en energía generada a partir de metano y otros gases asociados a residuos, hidrógeno, hidroeléctricas, nucleoelectrica, cogeneración, generación de energía con captura y secuestro de carbono y tecnologías bajas en carbono conforme a estándares internacionales. (CRE, 2016)

9) Las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por el hombre, han incrementado considerablemente la concentración de bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) principalmente. Entre 1750 y 2011, las emisiones antropogénicas de CO₂ acumuladas a la atmósfera fueron 2040 ± 310 GtCO₂. Cerca del 40% de estas emisiones permanecieron en la atmósfera (880 ± 35 GtCO₂). El resto fue retirado de la atmósfera y almacenado en tierra (en plantas y suelos) y en el océano. El océano ha absorbido alrededor del 30% del CO₂ antropogénico emitido, causando la acidificación del océano. Cerca de la mitad de las emisiones antropogénicas de CO₂ entre 1750 y 2011 se han producido en los últimos 40 años (IPCC, 2014).



infraestructura para importarlo. Esta situación tiene implicaciones para el largo plazo (inercias, fenómenos de *lock-in*, etc.).

En 2014, tras la reforma constitucional, entró en vigor una nueva Ley de la Industria Eléctrica que 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 instrumentos para lograr el propósito de la generación de energía basado en energías “limpias”⁽⁸⁾: 35% en el año 2024.

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.

Cuestionamientos a la reforma del sector eléctrico

Las reformas energéticas están orientadas a promover la competitividad del sector eléctrico, a través de una nueva arquitectura que aliente y proteja la actividad económica que realicen los particulares, que provea las condiciones para que el sector privado contribuya a la oferta de electricidad y mediante la introducción de los CELs, como instrumentos económicos, se logre por medio del mercado impulsar las energías limpias y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)⁽⁹⁾.

En ese planteamiento no hay lugar para políticas de fomento de las energías renovables ni tampoco subsidios. ¿Se pasará de una industria monopolizada y administrada por el gobierno a un simple cambio de manos a la gestión privada? ¿El cambio organizacional profundo que se ha propuesto se concretará en resultados sociales,

económicos, energéticos y ambientales?

Es preciso registrar algunos cuestionamientos.

¿Será capaz el mercado, con incentivos económicos, de asegurar un mejor abastecimiento eléctrico, particularmente en el largo plazo?

La energía eléctrica será el principal producto negociado en el mercado. Además, se contará con un mercado de balance de potencia que garantiza la instalación de capacidad de generación suficiente. Este mecanismo se complementará con uno de precios graduales de escasez de reservas. Operará anualmente con el propósito de realizar transacciones de compraventa de potencia no cubierta o comprometida a través de Contratos de Cobertura Eléctrica. (Sener, 2015). Éste será uno de los desafíos que presenta el mercado eléctrico para lograr satisfacer la demanda de electricidad en el largo plazo.

Otro producto negociado en el mercado, serán los Derechos Financieros de Transmisión, que otorgan a su titular el derecho a cobrar o la obligación de pagar la diferencia de los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, entre un nodo de destino y un nodo de origen, actuando como un mecanismo financiero para cubrir el riesgo en la congestión de la red (PwC, 2015), a manera de garantizar el transporte óptimo y oportuno de la electricidad.

Acerca de los incentivos para impulsar la integración de las energías renovables

El CENACE tendrá a su cargo el control operacional del sistema eléctrico, del mercado de mayoreo, de la modernización y expansión de las redes de transmisión y distribución. Deberá garantizar el acceso de la «generación limpia» a la red y lanzar las subastas para enfrentar los requerimientos de CELs (De la Vega y Pacheco, 2016).

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 y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga. Un CEL ampara la generación de 1 MWh de energía eléctrica limpia. 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 organizará por lo menos una vez al año el CENACE. De igual manera también podrán comercializarse libremente mediante Contratos Bilaterales o Subastas de Largo Plazo. La generación limpia distribuida tendrá derecho al número de CELs por cada MWh generado sin el uso de combustibles fósiles, o multiplicado por el porcentaje de energía libre de combustible, según aplique, dividido por el porcentaje de energía entregada (Resolución Núm. RES/248/2016).

La Secretaría de Energía (Sener) determinará dentro de los 3 primeros meses de cada año el requisito de CELs que deberá de ser cubierto para el tercer año posterior. Una vez establecidos los requisitos para un año futuro, estos no se reducirán. En el 2015, la Sener estableció el requisito a ser cumplido en el 2018 en 5% del total del consumo del Centro o Punto de Carga; para el 2016 lo estableció en 5.8% a ser cumplido en 2019 (Resolución Núm. RES/248/2016).

La sanción por no adquirir los CELs correspondientes es una multa que se determina según el porcentaje de CELs no adquiridos en el periodo y a la reincidencia. También se tomará en consideración la gravedad de la infracción, la capacidad económica del infractor, la reincidencia, la comisión del hecho que la motiva o cualquier otro elemento del que pueda inferirse la gravedad o levedad del hecho infractor, incluyendo las acciones tomadas para corregirlo. La multa será de 6 a 50 salarios mínimos por MWh de incumplimiento, es decir, por cada CEL no adquirido. La multa no exime al participante de comprar los CELs, por lo que el participante deberá adquirir los CELs que ocasionaron la sanción en el mismo plazo que se da para pagar la multa (Resolución Núm. RES/248/2016).

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 megawatts: 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 4 mil millones de dólares para la instalación de 2,871 megawatts de nueva capacidad. La potencia que se venderá, será predominantemente con tecnología de ciclo combinado, en un 72%. 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% de la energía eléctrica en México a partir de fuentes limpias para 2024.

No hay una trayectoria única para lograr un sistema energético balanceado. Cada país posee recursos específicos, restricciones y marcos determinados para la toma de decisiones.

El motor principal de la transición energética en algunos países tiene como uno de sus objetivos disminuir las emisiones de GEI por medio de la implementación de tecnologías y de energéticos primarios que emitan menores cantidades de GEI para reducir hasta donde sea posible el incremento de la temperatura de la atmósfera.

En México, la nueva arquitectura económica y legal se propone 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 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 des-incentivo 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.

El índice de desempeño de la arquitectura energética (Global Energy Architecture Performance Index) muestra que no hay una trayectoria única para lograr un sistema energético balanceado; cada país posee recursos específicos, restricciones y decisiones políticas.

La reestructuración de la industria eléctrica se caracteriza por el incremento del grado de apertura a la iniciativa privada. Es indispensable complementar esa orientación con un esquema de monitoreo y actualización que tenga como objetivo evaluar el desempeño del sector, además de promover la industria nacional, de manera que se invierta en infraestructura, se promueva la investigación y desarrollo y la creación de empleos.

Marcos e instituciones regulatorias sólidas

En el marco de la organización anterior del sector energético se mencionaban usualmente diversas carencias de tipo regulatorio que frenaban el desarrollo energético del país. En el caso de las renovables, desde el sector privado se hacían ver restricciones legales que impedían su participación. Aún sobre la CFE, como se ha dicho arriba, pesaban restricciones que no favorecían la posibilidad de participar en el desarrollo de la generación eléctrica con base en energías renovables.

México no dispone todavía de instituciones con recursos suficientes y fortaleza comparable a otros países que han imple-

mentado reformas. Algunas han tenido que ser renovadas y otras construidas prácticamente desde cero, como la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA) en 2014, o la CNH en 2008. En este contexto, México tendrá que hacer frente a comportamientos que a menudo no se distinguen por las “mejores prácticas” en el campo de la explotación de los recursos, los impactos ambientales y el cumplimiento de las reglas definidas por las instituciones y los organismos reguladores. Existen preocupaciones reales por los peligros ambientales que enfrenta la apertura a empresas privadas, dada la fragilidad de las instituciones y comisiones regulatorias de México.

Consideraciones finales

En el marco institucional y regulatorio anterior a las reformas determinados temas no requerían atención especial, como el de las modalidades de la contratación petrolera internacional o el del funcionamiento de un mercado eléctrico. No sólo en el caso de la electricidad se impone la necesidad de analizar el mercado: es necesario profundizar en lo que significa para cada una de las industrias energéticas su irrupción, un fenómeno determinante de las reformas recientes cuyo análisis no se agota al calificarlas de reformas orientadas al mercado. También, por otro lado, al ir más allá de los calificativos es posible poner de manifiesto aportes y carencias de reformas que establecen una conexión, por ejemplo, con los temas ambientales, en particular con los del cambio climático.

El hablar de mercados, de apertura, de regulación, lleva ineludiblemente a analizar el nuevo papel del Estado y de los nuevos actores que se han incorporado a la producción de energía (hidrocarburos o electricidad) en el nuevo marco institucional y regulatorio en materia energética. Con regulaciones del papel del Estado y comportamientos adecuados de los nuevos actores, se espera que el sector energético y sus diferentes industrias tengan un mejor desempeño que con los arreglos institucionales anteriores, los cuales se caracterizaban por una fuerte presencia del Estado y una presencia central de actores con características de tipo monopolístico. El Estado se ha quedado con “empresas productivas” –Pemex y la CFE–, sobre las cuales hay incertidumbre, no sólo sobre su lugar y desempeño en el sector energético, sino sobre su futuro.

En ese nuevo contexto es necesario ubicar el principal reto de las reformas energéticas: ¿serán capaces de impulsar un mejor desempeño del sector energético en cuanto a calidad, accesibilidad, limpieza y seguridad? Por lo que hemos analizado y puesto en evidencia en este trabajo, en cuanto a los primeros resultados de las reformas, se avizora un futuro en el cual aún persisten múltiples desafíos y preocupaciones. ●

Referencias

- BANXICO. (2017). Sistema de Información Económica. Obtenido de: <http://www.banxico.org.mx/estadisticas/#IG>
- Cenagas. (2017). Acciones y Programas. Recuperado el 1 de Julio de 2017 de: <http://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-83500>
- CRE. (2016). Catálogo de Energías Limpias. México: CRE.
- De la Vega Navarro Angel (2017), “Énergies fossiles et renouvelables: la place du Mexique dans l’intégration et la transition énergétique en Amérique du Nord”, Cahiers du Cerium, No. 11, Université de Montréal. <http://cerium.umontreal.ca/recherche/cahiers-du-cerium/une-nouvelle/news/energies-fossiles-et-energies-renouvelables-la-pl-40465/>
- De la Vega Navarro, A. y Pacheco, D. A. (Octubre 2016). Los compromisos de mitigación de gases de efecto invernadero. *Energía a Debate*, 69-71
- EIA. (2016). New U.S. border-crossing pipelines bring shale gas to more regions in Mexico. Obtenido de: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28972>
- EIA. (2017). Natural Gas Weekly Update. Obtenido de: https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2017/06_08/
- Gobierno de la República. (2013). Explicación de la Reforma Energética. México.
- Pemex. (2016). Estados Financieros de Pemex.
- Fondo Mexicano del Petróleo. (2017). Estadísticas. Recuperado el 20 de julio de 2017 de: <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/CA356.html>
- IPCC. (2014). Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland.
- IEA. (2016). Mexico Energy Outlook. World Energy Outlook 2016. Special Report, IEA.
- Lajous, A. (2014). La industria petrolera mexicana: Estrategias, gobierno y reformas. México: Fondo de Cultura Económica.
- Martínez, F., Santillán, M., de la Vega, A. (2016). La reforma energética 2013/2014 y el desarrollo industrial en México: contenidos implicaciones y propuestas. *Análisis Económico*, 7-32.
- Romero H., Y. J. (2014). Análisis de la estructura de precios para las ventas de primera mano en el mercado de gas natural en México, durante el periodo: 2002-2012. Tesis de Maestría. México: UNAM.
- Sener. (2012). México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale Gas/Oil). México.
- Sener. (2015). Bases del Mercado Eléctrico. México.
- Sener. (2016). Prospectiva de Gas Natural 2016-2030. México.