



Por: Roberto Gutiérrez Rodríguez, Profesor-Investigador en el Departamento de Economía de la Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Iztapalapa. (Coordinador del libro*)

Presente y Perspectivas de la Reforma Energética de México. Una Evaluación Multidisciplinaria

Las grandes EPI se han resistido a invertir en el país en el corto plazo, por lo que los mayores montos de IED en el sector no los recibirá necesariamente la industria petrolera, sino la eléctrica



La reforma energética constitucional acordada por el Congreso y decretada por el Ejecutivo Federal el 20 de diciembre de 2013 es la modificación más importante de la que ha sido objeto la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos a partir de su instauración, el 5 de febrero de 1917. Durante su negociación se le denominó, sin vacilaciones, la reforma madre de las 11 que fueron promulgadas durante los primeros 14 meses de la administración del presidente Peña. Al ajuste constitucional siguió, durante los primeros ocho meses de 2014, la discusión y aprobación de 21 leyes secundarias reformadas o de nueva creación, además de 25 reglamentos; en los meses posteriores todo se destinó a asegurar la operatividad de la reforma.

Sin tomar en cuenta la animadversión que causaron, durante la última década del siglo XX,

Un desequilibrio en el mercado petrolero internacional condujo a una sobreoferta de dos millones de BD durante junio de 2014 y febrero de 2016, que llevaron a una caída del precio internacional del energético de 70 por ciento.

Internacionalmente siguen presentes los problemas geopolíticos, desde las pugnas territoriales en el Oriente Medio, hasta las desavenencias entre el gobierno de EU y otros más, incluyendo México



las privatizaciones de la banca, la telefonía, los ferrocarriles, la minería, las carreteras de peaje y otras actividades económicas preeminentes, los agentes de la reforma energética subestimaron la inteligencia de los mexicanos, los consideraron desmemoriados y creyeron que su nacionalismo en torno a los energéticos era un cliché, no una convicción. Más aún, desestimaron las encuestas que desde antes de la reforma de 2008 señalaban que dos terceras partes de la población no estaban de acuerdo con la apertura al capital extranjero de la industria petrolera. A contrapelo de esa posición, en diciembre de 2013, 77 por ciento de los senadores y 72 por ciento de los diputados votó a favor de modificar los artículos 25, 27 y 28.

Esa mal entendida representación de los intereses de la población en el Congreso, aunada a la negativa de la Suprema Corte de Justicia

El verdadero problema está principalmente en casa y tiene que ver con las tres décadas de abandono en que se dejó a PEMEX

de la Nación (SCJN) de llevar a consulta popular la reforma en los términos del artículo 35 constitucional, fracción VII, tuvo su primera repercusión en los resultados de las elecciones intermedias del 7 de junio de 2015, destacadas por el castigo infringido a los tres partidos políticos más grandes del país, los mismos que con diferentes acomodos favorecieron la aprobación de las 11 reformas de gran calado promulgadas hasta ese momento.

Un año después, en las elecciones del 5 de junio de 2016 en que estuvieron en juego 12

Vive con nosotros nuestro nuevo

Showroom...

Siente la #ExperienciaPMSteele

CDMX

¡te esperamos!

Blvd. Miguel de Cervantes Saavedra 183, Granada. (a espaldas del Hospital Español, Nuevo Polanco)



01 800 288 7678

lanzamientos.pmsteele.com.mx



#HechoEnMéxico



MUEBLES DE OFICINA



En el caso de las lutitas, hay escayos legales que no logró superar la reforma energética, sin dejar de considerar que EU es el país donde más se les explota comercialmente

gubernaturas, el partido en el poder sólo pudo ganar cinco, cediendo la mayoría al Partido Acción Nacional (PAN), que ganó cuatro por sí solo y tres en coalición con el Partido de la Revolución Democrática (PRD). Es decir que, de detentar el poder en 59 por ciento de las entidades federativas, el coeficiente del Partido Revolucionario Institucional (PRI) bajó a 42 por ciento en las que estuvieron en juego. Evidentemente, para el electorado las reformas no tienen valor si no se transforman en bienestar económico y en tranquilidad política y social, lo cual no ha sucedido con las 11 señaladas, particularmente la energética.

Sin embargo, las consecuencias de la reforma energética no quedan ahí: el deficiente cálculo político de los tres partidos podría ser culpable de múltiples vicisitudes en torno al radio de maniobra de las Empresas Petroleras Internacionales (EPI). La falta de confianza de la ciudadanía, basada en la experiencia histórica de México y otros países latinoamericanos, hará que la sociedad promueva su escrutinio permanente y no dude en criticarlas abiertamente –casi siempre a la par del Estado por mal reguladas–

cuando se desvíen de los intereses nacionales en materia de pago de impuestos y regalías, alto nivel de concentración industrial (a contrapelo de la competencia que se proclamaba), discriminación de precios, oferta insuficiente, desinterés por el medio ambiente, mínima generación de empleos, poca integración con la industria nacional, desprecio por las comunidades, y ausencia de coordinación con las políticas energética y macroeconómica.

La expansión de las EPI a expensas de la compactación y fragmentación de Petróleos Mexicanos (PEMEX), único legado tangible de la Revolución Mexicana, pues para muchos historiadores ésta culminó con la nacionalización de la industria petrolera, es algo que de origen las marca. Es decir que, así como se redujo el ámbito de PEMEX y en muy corto tiempo sustituyeron sus cuatro empresas subsidiarias por siete empresas productivas subsidiarias, así a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se le confinó al ámbito del servicio público de transmisión y distribución, y se inició el procedimiento para fragmentarla en 10 unidades independientes (ocho subsidiarias y dos filiales). En ambas instituciones se propiciaron las condiciones para que la integración vertical fuera vista como una carga, a pesar de que las economías de escala actuaban a favor de ellas.





Sólo la sociedad estaría dispuesta a ser indiferente ante estos hechos si en el corto y mediano plazos, las empresas privadas del sector energético fueran capaces de cumplir con las promesas de la reforma energética, que por haber sido tantas, tan exageradas y tan poco sustentadas, de origen resultaron inalcanzables, como se explica renglones abajo y se discute con amplitud en varios capítulos del presente trabajo.

Antes de que finalizara 2014, campeaba en el ambiente la narrativa institucional –que una parte considerable de la población aún quería creer– aduciendo que la reforma energética convertiría a la industria petrolera en el pivote del desarrollo económico de México. Esto en virtud de que aumentaría la producción de petróleo y gas, se reducirían los precios de la energía secundaria, se volvería más competitiva la industria nacional, se generarían elevadas tasas de crecimiento económico, se impulsaría la creación de empleos bien remunerados y se derramaría un cúmulo de bienestar para toda la población. Gracias al capital extranjero que se vislumbraba recibiría la industria y que durante los primeros 13 años del siglo no había llegado al resto de actividades económicas, con la misma intensidad que en otras naciones emergentes como China, India y Brasil. Así que por fin México se modernizaría.

Sin embargo, la industria petrolera, que ya le había sido adversa al país por falta de previsión y por la obstinación del Estado en la dependencia en los hidrocarburos durante los choques petroleros de 1982-83, 1986, 1997-98, 2001 y 2009, le volvió a jugar una mala pasada a partir de la segunda mitad de 2014. Esto debido a un desequilibrio en el mercado petrolero internacional que condujo a una sobreoferta de dos millones de barriles diarios (BD) durante junio de 2014 y febrero de 2016, que llevaron a una caída de punta a punta en el precio internacional del energético de 70 por ciento, no vista para un periodo similar, ni siquiera durante la Gran Recesión de 2008-2009 (el precio en febrero de 2016 se situó en niveles similares a los que había tenido en 2003). Las consecuencias de este entorno en el campo de la planeación energética se mezclaron con severas limitaciones en materia de planeación económica.

Un problema similar se había observado a principios de la década de los ochenta del

siglo XX, cuando la inmediatez de la explotación a gran escala del segundo yacimiento más grande del mundo, Cantarell, provocó que se abandonaran los primeros programas de ahorro y diversificación energética del país. Además, en 1980 se falló al no reconocer que los precios internacionales del petróleo se estaban desacelerando y se aproximaba una debacle para los exportadores del energético, después de ocho años en que el precio del crudo marcador se había multiplicado casi 18 veces. Dudar de las señales del mercado petrolero y paralelamente del de fondos prestables (aumento de las tasas de interés), llevó a México a padecer, durante toda esa década –a la que después se llamaría “década perdida para el desarrollo”– la crisis más profunda de la postguerra. A partir de esa experiencia, la macroeconomía nacional se reinventó, no así la dependencia de las finanzas públicas en los ingresos petroleros.

Treinta años más tarde y luego de múltiples choques petroleros que pusieron a México en situaciones de apremio, nadie en la administración del presidente Peña logró observar que los precios del petróleo se habían inflado artificialmente en los mercados financieros internacionales (sobre todo, el mercado de futuros de Nueva York) a partir de 2011, en desacato a la creciente oferta de hidrocarburos generada por la así llamada “revolución del shale”; el éxito en la producción de energéticos alternativos en varios países, notablemente Estados Unidos (biocombustibles, eólica, etc.); la desaceleración de la economía china; el peligro de nuevas recesiones en Europa, y la reincorporación en pleno de Irán al mercado petrolero internacional.

Este entramado puso en cuestionamiento los proyectos de inversión con costos de exploración y extracción superiores a 60 dólares/barril (d/b) de petróleo crudo equivalente (PCE). En este estrato se ubicaban el proyecto

Las autoridades energéticas y financieras del país mapearon el territorio hidrocarburífero nacional para fines de licitación, con una aproximación inicial de 169 bloques y 670 áreas



Chicontepec, las aguas profundas del Golfo de México, y el gas y petróleo de lutitas de la región norte-noreste del país: aquellos por los que el gobierno consideró necesario llevar a cabo la reforma. Mientras tanto, los pozos de PEMEX continuaban con su tendencia declinante: la producción nacional de crudo, que había disminuido 50 mil BD promedio anual entre 2010 y 2014, equivalentes a -2 por ciento del total, aumentó a -170 mil BD en 2015, lo que representa -7 por ciento, y a -105 mil BD en 2016, equivalentes a -4 por ciento.

Aún antes de poner en operación la reforma energética –lo cual sucedería al concluir la primera fase de licitaciones de la Ronda Uno, en 2015– se hizo evidente que el porcentaje de recursos que el Estado podría obtener entre impuestos y regalías del crudo extraído por las EPI sería muy inferior al 71.5 por ciento con que se había gravado, entre 2009 y 2014, a PEMEX (hasta la reforma de 2008 la cifra fue de 74 por ciento y después de la de 2013-2014 bajaría a 68.5 por ciento). Esto implicaría, ante la imposibilidad de que creciera en el corto plazo la producción, un enorme sacrificio de recursos y por tanto, una agudización del desequilibrio de las finanzas públicas, que obligaba al Estado a considerar una de las tres siguientes opciones o una combinación de ellas: a) aumentar los impuestos, esto provocaría un boicot por parte de la iniciativa privada, dado su desagrado con la reforma hacendaria de fines de 2013, además de sus efectos en el consumo y, por ende, en la demanda agregada; b) dejar crecer el déficit del sector público y con ello la deuda pública, que en 2016 superó 50 por ciento del Producto Interno Bruto (PIB), con lo que el Estado incumpliría su promesa de alcanzar finanzas equilibradas hacia el final del sexenio; y c) reducir el gasto público, después de que se le mantuvo elevado entre 2002 y 2013, debido al aumento casi ininterrumpido de los ingresos petroleros.

En la segunda mitad de 2014 el gobierno del presidente Peña incurrió en una serie de errores políticos, conflicto de intereses e inadecuada aplicación de la justicia que le hicieron a él y a su instituto político perder credibilidad ante la ciudadanía, exacerbando la animadversión hacia las reformas estructurales. Surgió entonces un enorme escepticismo con relación al posible éxito de la energética, sobre



todo, porque se le difundió con la promesa de que el PIB crecería entre 1.5 por ciento y dos por ciento por arriba de su tendencia histórica (2.4 por ciento), se recibirían hasta 50 mil millones de dólares (mdd) anuales de Inversión Extranjera Directa (IED), se aceleraría el proceso de industrialización del país, se observarían derramamientos tecnológicos del sector energético (hidrocarburos y electricidad) al resto de la economía y tan sólo en la industria petrolera se generarían 500 mil empleos entre 2014 y 2018. Inclusive, se instó a las grandes instituciones de educación superior a reestructurar sus programas en las áreas de ingeniería responsables de la preparación del personal especializado que demandaría esta industria.

Cuando fue claro que las metas anteriores no se cumplirían y que, como dijo Paul Krugman en una visita a México a principios de abril de

2015, los efectos de la reforma se empezarían a sentir después de 2018 (además se preguntó, sin encontrar respuesta, porqué 30 años de reformas no se habían traducido en crecimiento económico), los funcionarios de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y de Energía (SENER), así como de PEMEX, idearon un nuevo escenario: las EPI no planean sus inversiones en función del precio de mercado actual, sino del precio que prevén varios años hacia adelante. Y como si no existiera la experiencia de la reforma energética de 2008 y la evidencia de que cierta certidumbre jurídica no es suficiente frente a los designios del mercado, se siguió asegurando que la reforma de 2013-2014 sería, como se había sostenido, un éxito.

De esta manera, las autoridades energéticas y financieras del país procedieron a “mapear” el territorio hidrocarburífero nacional,

- ▶ Gran variedad de autos, Pick Ups y camiones.
- ▶ Planes diarios, semanales y mensuales.
- ▶ Leasing operativo de acuerdo a sus necesidades.
- ▶ Paquetes integrales para rentas a mediano y largo plazo.

01800 466 8466
Reservaciones Nacionales

www.greenmotion.mx



Chihuahua | Cd. Juárez | Torreón | Saltillo | Reynosa
Monterrey | México, D.F. | Nvo. Laredo | Poza Rica
Matamoros | Tampico | San Luis Potosí | Piedras Negras
Villahermosa | Lázaro Cardenas | Ixtapa

greenmotion[®]
car rental



Las grandes EPI se han resistido más de lo esperado a invertir en el país en el corto plazo.

para fines de licitación, con una aproximación inicial de 169 bloques y 670 áreas, dentro de las que se encuentran 244 campos en producción y aparentemente muchos por descubrir y desarrollar. Al proceso se le conoce como Ronda Uno (la culminación de la Ronda Cero, en agosto de 2014, se había materializado en la asignación por parte de la SENER a la nueva Empresa Productiva del Estado, EPE, de 83 por ciento de las reservas probadas y probables, y 21 por ciento de los recursos prospectivos). Sobre esta base, la SENER estableció cuatro fechas entre la segunda mitad de 2015 y la primera de 2016 en que se subastarían los bloques, agrupados en las siguientes regiones: aguas someras; tierra firme; aguas profundas y crudos extra pesados; y Chicontepec y campos no convencionales (originalmente se dijo que esto incluiría las lutitas de la región norte-noreste, lo que progresivamente

causó más problemas al Estado, dada su limitada costeabilidad).

La primera fase de la primera licitación, en que se subastaban 14 bloques correspondientes a las aguas someras que se extiende desde el frente del litoral de Coatzacoalcos, Veracruz, hasta el de Cd. del Carmen, Campeche, se llevó a cabo el 15 de julio de 2015 y arrojó resultados muy poco alentadores. En primer lugar, de 34 empresas preclasificadas al 6 de julio, sólo nueve participaron en las licitaciones. En segundo lugar, de los 14 bloques licitados sólo se asignaron dos, es decir, 14 por ciento del total, relación muy inferior a la de 40 por ciento que en promedio se alcanza a nivel internacional e incluso menor a los cinco bloques (30 por ciento) que la SENER estableció unos días antes como mínimo aceptable. En tercer lugar, de los ocho mil 500 millones de dólares de inversión que la Comisión Nacional



tegrales de Exploración y Producción (CIEP), PEMEX puso en licitación, a lo largo de tres rondas, varios pozos maduros ubicados en los estados de Tamaulipas, Veracruz y Tabasco. Entonces se encontró con un desinterés inusitado por parte de las empresas internacionales que apenas logró compensarse con el de varias nacionales. Por ejemplo, en la tercera ronda, de seis pozos licitados en Chicontepec sólo se asignaron tres, aunque el tercero tuvo que reasignarse al segundo lugar porque el ganador desistió. Con esos antecedentes, la CNH dio a conocer que en los cinco bloques en aguas someras pendientes de licitar (segunda fase de la primera licitación) ubicados en la vecindad de los estados de Tabasco y Campeche, a lo que rebautizó como licitación 1.2, se relajarían los contratos de producción compartida en múltiples aspectos.

Con esas facilidades, la licitación llevada a cabo el 30 de septiembre de 2015 concitó un gran júbilo nacional e internacional en virtud de que de los cinco bloques, tres se asignaron y la participación de utilidades ofrecida al Estado por los ganadores (entre 66 y 85 por ciento) superó con mucho el mínimo solicitado (entre 30 y 35 por ciento); empero, se trata de pozos muy redituables, con reservas probables (2P), que recibirían muy poca inversión de corto plazo. Además, se repitieron varias experiencias de la primera licitación: las dos EPI más grandes que iniciaron el proceso, Chevron y Shell, no participaron en las pujas, al igual que Statoil; sólo una ingresó y fue ENI International, quedándose con el bloque 1. Los otros dos bloques fueron para consorcios encabezados por empresas nacionales en asociación con internacionales.

El segundo grupo de campos en tierra firme, al que se renombró como licitación 1.3, se refiere a 25 áreas agrupadas en tres zonas geográficas: Burgos, Campos Norte y Campos Sur. La licitación se llevó a cabo el 15 de diciembre de 2015 abarcó los estados de Nuevo León (activo de Burgos), Chiapas (activos Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac), Veracruz (activos Poza Rica-Altamira y Cinco Presidentes), Tabasco (activos Bellota-Jujo y Cinco Presidentes) y Tamaulipas (activo Poza Rica-Altamira). En todos los casos se trataba de campos de extracción, muchos en operación y otros cerrados que requieren técnicas

de Hidrocarburos (CNH) estimó se recibirían anualmente de esas licitaciones entre 2015 y 2018, sólo se aseguraron mil 200 millones. En cuarto lugar, del cúmulo de empresas petroleras de gran calado que se esperaba participaran, sólo unas cuantas lo hicieron. En quinto lugar, así sea por diferencias mínimas, ninguna de las grandes inscritas ofreció lo suficiente para ganar: tanto ENI International, en el caso del bloque 2, como Statoil, en el caso del bloque 7, se quedaron abajo del consorcio ganador, encabezado por una mexicana, Sierra Oil & Gas.

Aunque se insiste en que la licitación del 15 de julio fue la primera desde 1938 a favor de empresas privadas, debe recordarse que entre 2011 y 2013, una vez concluida la reforma energética de 2008, y casi simultáneamente al aval por parte de la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN) de los Contratos In-



Dos terceras partes de la población no estaban de acuerdo con la apertura al capital extranjero de la industria petrolera

de recuperación secundaria, implicando en conjunto perforaciones de entre 500 y seis mil 900 metros de profundidad.

Se explicó que los campos contenían remanentes de hasta dos mil millones de barriles de PCE y que la modalidad de los contratos serían licencias o concesiones, no aplicadas por lo menos desde hacía 55 años. Aun así, las empresas participantes y las que finalmente ganaron fueron preponderantemente mexicanas. De las 25 áreas licitadas, 25 se tomaron (un éxito de cien por ciento que se difundió ampliamente en medios nacionales e internacionales). De ellas, 22 recayeron en empresas o consorcios encabezados por empresas mexicanas, todas con un común denominador: su avidez por entrar al negocio e ir avanzando, mediante prueba y error, hacia objetivos de mayor penetración. La participación de utilidades aseguradas por el Estado osciló entre 20.08 por ciento y 86 por ciento, con un promedio para las 25 áreas de 58 por ciento, nivel inferior al que se había logrado en la licitación previa. Desafortunadamente, de las 25 empresas o consorcios ganadores, seis desistieron firmar los contratos de inicio de operaciones, por lo que se dijo que los campos serían reasignados a las que quedaron en segundo lugar en las licitaciones.

Desde el punto de vista financiero, cabe observar que, después de un año de la puesta en operación del programa Impulso Energético, integrado por 26 mil millones de pesos (mil 500 millones de dólares al tipo de cambio al cierre de 2015) con los que Nacional Financiera (Nafin) y el Banco HSBC se propusieron apalancar empresas privadas del sector energético decididas a beneficiarse de la reforma, la colocación hasta mayo de 2015 era de 17 mil millones, cifra muy baja para las perspectivas que se habían generado.

Cada vez más las expectativas del gobierno se centraron, a partir de lo logrado hasta en-

tonces, en la licitación 1.4, constituida originalmente por las aguas profundas del Golfo de México y los crudos extra pesados del mar de Campeche. Mientras se preparaban las bases de licitación, mismas que se dieron a conocer el 17 de diciembre de 2015, con una postergación decidida por el Estado de 16 meses (el proyecto original de la reforma energética contemplaba como mes de arranque de esta fase del proceso agosto de 2015), el mercado petrolero internacional continuó debilitándose.

Al aparecer, las Bases de Licitación para la etapa 1.4, la CNH aclaró que ésta comprendía 10 áreas para exploración y producción localizadas en aguas profundas del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina, que se licitarían a través de contratos de licencia, como las de la licitación 1.3. Se trata de tres áreas menos a las que originalmente se habían mencionado, además de que se eliminaron los crudos extra pesados de las aguas someras de Campeche. Complementariamente, se estableció para el 5 de diciembre de 2016 la fecha de presentación y apertura de propuestas.

Finalmente, 26 empresas se inscribieron en el proceso de licitación: Atlantic Rim, BHP Billiton, BP Exploration, Chevron, China Offshore Oil Corporation, ESP México, ENI, ExxonMobil, Hess México, Inpex, Lukoil, Mitsubishi, Mitsui, Murphy Sur, NBL México, ONGC Videsh, Ophir Mexico, PC Carigali, PetroCanadá, PEMEX Exploración y producción, Petrobras, Repsol, Shell, Sierra Oil and Gas, Statoil, EGP México y Total. Esto se dio a conocer al tiempo que el director General de PEMEX conseguía autorización de su Consejo de Administración para migrar dos asignaciones otorgadas en la Ronda Cero a alianzas (farmouts), una de ellas en el campo Trión, ubicado en Cinturón Plegado Perdido, frente a la costa de Tamaulipas, con reservas posibles (3P) de 480 millones de PCE. La sociedad sería con una empresa muy experimentada en esa región.

Es claro que la extensión del proceso de licitación se hizo debido a la necesidad del gobierno mexicano de coordinar sus intereses con los de las EPI, aunque las experiencias recientes de EU con Shell abandonando sus exploraciones en el Ártico; de Repsol desertando las suyas en



el mar de Cuba y en la región de Vaca Muerta, en Argentina; de Chevron manteniendo un litigio internacional con Ecuador por contaminación del área amazónica; de la negativa de otras a tomar riesgos en el campo de Libra, en Brasil, donde sólo ingresaron dos grandes, Shell y Total, y dos chinas; y por supuesto de incursionar en las aguas someras y en los pozos maduros de México tres años antes, evidenciaban que no existía plena seguridad de que dichas EPI tuvieran un compromiso de corto o mediano plazo con el proyecto de aguas profundas del Golfo de México, donde el éxito exploratorio encabezado por PEMEX había sido muy bajo y los pozos productivos habían mostrado contener más gas que aceite. Al final, mostraron que el Golfo profundo era su verdadero interés, y de 10 áreas, ocho se asignaron en su mayoría a grandes compañías, incluyendo una china. Además, PEMEX logró dos farmouts, uno en Trión y otro en uno de los bloques.

El conjunto de 61 bloques que aparecían en el proyecto original como cuarto grupo de licitaciones (con el nuevo orden sería el quinto, o 1.5) quedó olvidado. En su lugar apareció la licitación 1 de la Ronda 2 (2.1) abocada a 15 campos de agua someras a lo largo del Golfo de México, que se concursan bajo la modalidad de producción compartida, y cuya apertura de propuestas y determinación de ganadores se planeó para el 22 de marzo de 2017 (Chicontepec y crudos no convencionales, incluyendo el campo de gas seco de Sabinas y excluyendo las lutitas, que originalmente habían causado grandes expectativas).

La licitación 1.5 se hizo a un lado debido a que los costos de extracción en 2015 y 2016 rebasaban con creces los precios de mercado, además, en el caso de las lutitas hay escollos legales que no logró superar la reforma energética, sin dejar de considerar



TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA

Fabricamos Transformadores de Distribución y Potencia desde 1.2 hasta 34.5 kV en tensión primaria y 10 MVA de potencia.

- Tipo: ONAN en Aceite Mineral, Beta Fluid, Líquido Dieléctrico Vegetal de alto punto de ignición, Silicón.
- Tipo Seco: AN/AF: VPI y Encapsulado en Resina Epóxica (VPE)
- Diseño especial para sectores: Eólico, Comercial, Petrolero

ISO 9001-2008 SAI Global
 Proveedor confiable PEMEX
 Constancia Proveedor CFE
 LAB acreditado por "ema"
ANCE (NOM-002-SEDE)
 Registro CANAME | RUPC |
 Registro Proveedor IMSS



Especialistas en Transformadores TIPO PEMEX

Diseño y Equipos Eléctricos de México, S.A. de C.V.

Av. Alfredo del Mazo 20, Pedregal de Atizapán, Atiz. de Zaragoza, Edo. de México, C.P. 52948
 T. +52 (55) 58247292 (93) | 58228100 (11) (22) | 58242225
 E. +52 (55) 58162067 - @: deemsa@deemsa.com.mx

Máxima Calidad en Transformadores Eléctricos
 Equipo Original
 Empresa 100% Mexicana

Lujo en Energía

deemsa.com.mx



De los ocho mil 500 mdd de inversión que la CNH estimó se recibirían anualmente de la Ronda Uno entre 2015 y 2018, sólo se aseguraron mil 200 millones.

que Estados Unidos es el país donde más se les explota comercialmente, seguido de Canadá y China. Argentina avanza en la misma dirección, si antes no desisten Chevron y Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). No obstante, debe tenerse en cuenta que en Estados Unidos y Argentina los gobiernos ofrecen subsidios a los productores y/o les fijan precios de compra excesivamente superiores a los del mercado con el fin de reducir la dependencia del exterior (caso de Estados Unidos, que también es aplicable al bioetanol) o eventualmente recuperar la autosuficiencia energética (en el caso de Argentina).

Así que, después de la cancelación del cuarto proyecto original se siguió hablando en México de cuatro licitaciones para la Ronda 1 pero ya no para el periodo 2014-2015, sino 2015-2016, y se enunciaron nuevas Rondas. La 2.2 (transitoriamente se saltaba la 2.1), estaría compuesta por 12 áreas contractuales en tierra firme (Cuenca de Burgos) y en el mar (Cinturón Plegado de Chiapas y Cuencas del Sureste), bajo la modalidad de licencia. La apertura de propuestas y determinación de ganadores sería el 5 de abril de 2017. Además, en un Plan Quinquenal elaborado al respecto en 2015 por la SENER se optó por sustituir el término “bloques de exploración” por el de “grandes áreas de exploración”. Es decir, que a la ampliación de los plazos se agregó la eliminación de zonas a licitar y se modificó la terminología con que se hacía referencia a éstas.

Más aún, mientras la versión inicial del Plan Quinquenal consideraba una superficie de exploración y extracción de 178,554.3 Km², la

publicada en 2015 incluía áreas de exploración y extracción con una superficie de 235,070.0 Km², un aumento de 31.7 por ciento. Asimismo, se establecían cuatro rondas de licitación para áreas de exploración y campos de extracción a ejecutarse en el periodo 2015-2019 que comprenden un volumen original remanente de 65 mil 944.5 millones de barriles de PCE y un volumen de recursos prospectivos de 38,844.1 millones de barriles de PCE que suman 104 mil 788.6 millones de barriles de PCE. Para esto se aplican criterios de contabilización similares a los que en la actualidad usa Estados Unidos.

Hoy día se empieza a reconocer que el interés o desinterés de las EPI en los procesos de licitación obedece a sus estrategias de negociación, muy al margen de la competencia, ya que como oferentes actúan con criterios oligopsonistas, pero una vez que reciben los bloques, se convierten en auténticos monopolios dentro del área asignada. Y entre mayor número de bloques o de reservas de PCE ganen, más poder tienen sobre el país en que operan. Al principio del proceso de licitación, la posibilidad de que las EPI alcanzaran este poder estaba vedado. Empero, la decisión se revirtió a partir de que el presidente Peña hizo una visita de Estado al Reino Unido, en marzo de 2015, con un enfoque energético conspicuo y escuchó las opiniones de los ejecutivos de compañías de dicho país.

Aunque el libro *Presente y Perspectivas de la reforma energética de México. Una evaluación multidisciplinaria*, se congratula de que se hagan esfuerzos por transformar al país y sentar, por enésima ocasión, las bases de su desarrollo, no niega su escepticismo con relación a los beneficios económicos y el desarrollo industrial que se proclamaron por adelantado (como se había hecho en los meses previos a la reforma de 2008) ni con los procedimientos de que se valieron los poderes de la Unión para legitimar la reforma de 2013-2014. Para desarrollar sus argumentos conjunta trabajos elaborados por expertos de varias disciplinas (ingeniería, economía, derecho, relaciones internacionales, historia) adscritos preponderantemente a dos instituciones de educación superior. Una, la Universidad Autónoma Metropolitana, plantel Iztapalapa (UAM-I), a través del Departamento de Economía y la Maestría y Doctorado en Estudios Sociales (MyDES),



Línea Economía Social, adscritos a la División de Ciencias Sociales y Humanidades (DCSH), que además de presentar varios trabajos funge como coordinador y editor del libro. Otra, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), a través de tres áreas especializadas, que han dedicado enormes esfuerzos al estudio, comprensión y evaluación de la reforma energética: el Posgrado en Energía, el Instituto de Investigaciones Jurídicas (IIJ) y el Centro de Estudios sobre América del Norte (CISAN).

Cabe mencionar que al trasfondo de los problemas de balanza de pagos que enfrentó el país en 2014-2016, con un déficit comercial en la balanza de productos petroleros no visto desde los años setenta, que se proyectó en un aumento del déficit en la cuenta corriente, hay que agregar un problema sobre el que suele no hacerse mención: la posición de inversión internacional. Entre 2001 y 2013 México fue un receptor neto de capitales (se endeudó con IED, inversión en cartera, bonos privados y gubernamentales, deu-

da bancaria, etc.), en proporciones anuales equivalentes a casi 25 mil de mdd, en 2014 se desendeudó con 67 mil mdd, es decir exportó en términos netos la mayor cantidad de capitales de su historia, equivalente a casi seis por ciento del PIB (en años de recesión también registró salidas netas, pero no tan grandes: por ejemplo, en 2009 fueron 35 mil mdd). El problema evidentemente continuó en 2015-2016, y, dada el alza de tasas de interés en EU, podría extenderse hasta fines del sexenio.

Es decir que a las dificultades comerciales propiciadas por la caída internacional del precio del petróleo hay que agregar el problema del “aterrizaje” de la política monetaria de EU. Ambos deberán seguir presionando dos variables claves de la economía mexicana: la tasa de interés y el tipo de cambio, lo cual es muy grave, ya que la deuda total del sector público representó en 2016 más de 50 por ciento del PIB, 13 puntos porcentuales arriba de lo que representaba al finalizar la administración anterior.

El éxito exploratorio encabezado por PEMEX fue muy bajo y los pozos productivos mostraron contener más gas que aceite.





Para el electorado las reformas carecen de valor si no se transforman en bienestar económico y en tranquilidad política y social

En febrero de 2016 se revirtió la reducción de los precios internacionales del petróleo; empero, la volatilidad seguía a principios de 2017. Paralelamente, ha continuado creciendo el servicio de la deuda, se ha debilitado el tipo de cambio, ha continuado la caída del coeficiente de la inversión total, arrastrada por la del sector público y ha empezado a disminuir el consumo personal. Internacionalmente siguen presentes los problemas geopolíticos, desde las pugnas territoriales en el Oriente Medio y el enfrentamiento del Estado Islámico con oriente y occidente, hasta las profundas desavenencias entre el nuevo gobierno de Estados Unidos y otros más, incluyendo México.

Sin embargo, como en otras ocasiones, el verdadero problema está principalmente en casa y tiene que ver con las tres décadas de abandono en que se dejó a PEMEX; con el optimismo de contar con el segundo yacimiento más grande del mundo, Cantarell; con la displicencia de que PEMEX contratara la mitad de la deuda externa del sector público y trajera casi toda su tecnología del exterior; con la euforia de los altos precios del petróleo en la década 2005-2014, que finalmente están cobrando factura a las finanzas públicas y con un arreglo institucional en que tres partidos políticos determinan el rumbo del país, sin importar que ello contradiga los intereses de la sociedad.

Así, mientras por una parte la caída de PEMEX se utilizó como justificante para proponer una reforma energética de gran calado, por otra, en el Congreso se pudieron hacer los amarres políticos necesarios para consolidarla. Las consecuencias están a la vista: las grandes EPI se han resistido más de lo esperado a invertir en el país en el corto plazo, razón por la que la SENER da a conocer que los mayores montos de inversión extranjera en el sector energético durante la administración Peña no los recibirá necesariamente la industria petrolera, sino con toda seguridad la eléctrica.

Adicionalmente, PEMEX renuncia de manera progresiva a sus asignaciones o las migra a contratos con empresas privadas, incluyendo las de aguas profundas; se aplazan y fragmentan las licitaciones, pasando de una hasta cuatro rondas de licitaciones (la Ronda 1 terminó en diciembre de 2016) y extendiendo el periodo en que se llevará a cabo el proceso hasta 2019; se aumentan las facilidades para que las empresas participen en ellas, se eliminan del proceso regiones completas, como la norte-noreste de lutas y mucho de Chicontepec; gran parte del negocio se desplaza hacia las importaciones de hidrocarburos, el establecimiento de estaciones de servicio, la logística y almacenamiento a favor de empresas privadas, más que a la exploración, producción y transformación; se asumen pasivos laborales de PEMEX equivalentes por el momento al uno por ciento del PIB; se instrumenta una fragmentación de la CFE que incluso podría ser más agresiva que la de PEMEX y al liberalizarse los precios e importaciones de las gasolinas y el diésel, se propicia el incremento más alto de precios al consumidor para un inicio de año en lo que va del siglo.

Aun así, se insiste en que todas las decisiones de política energética que se toman, desde la reducción temporal de los precios de la electricidad y la edificación de un parque eólico en Esperanza, Puebla, por parte de Iberdrola, hasta el eventual inicio de una inversión de miles millones de pesos para modernizar la planta refinadora del país, son producto de la reforma energética. Es como negar los compromisos internacionales de México en materia ecológica y el crecimiento ineludible de la demanda de productos derivados del petróleo y el gas. En la misma tesitura, por supuesto no es deseable que la entrada en operación de Etileno XXI en 2016, con sexenio y medio de retraso, y en que la participación de Odebrecht fue determinante, se atribuya también a la reforma.

***Coautores del libro *Presente y Perspectivas de la Reforma Energética de México. Una Evaluación Multidisciplinaria*: Víctor Rodríguez Padilla, Rosío Vargas, Jaime Cárdenas y Engelberto Martínez. Editorial UAM-Iztapalapa, México, 2017.**

8-10 Noviembre 2017



3er CONGRESO Y EXPOSICIÓN INTERNACIONAL DE MEDICIÓN DE FLUJO Y CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS 2017



www.congresomedicion.com

SEDE



Ciudad del Carmen, Campeche

Informes y Ventas



www.consiisa.com



Gonzalo García Q.
Tel.: (0155) 2159 1245 Cel: 044555452 5756
gonzalo.garcia@consiisa.com

Lic. Javier García
Tel.: (0155) 2159 1245 Cel: 04455 4944 1308
j.garcia@consiisa.com

Lic. Adriana Hurtado
Tel.: (0155) 2159 1245 Cel: 04455 2690 9005
a.hurtado@consiisa.com