

La nueva reforma energética de México

Duncan Wood, Editor



El Centro Woodrow Wilson, fundado por el Congreso como institución conmemorativa oficial del presidente Woodrow Wilson, es el foro político apartidista clave de la nación que trata problemas globales por medio de la investigación independiente y el diálogo abierto, para proveer de ideas accionables informadas al Congreso, la administración y la comunidad política en general.

Las conclusiones u opiniones en las publicaciones y los programas del Centro son las de los autores y los oradores, y no reflejan necesariamente las opiniones del personal, becarios, administradores, grupos de asesoría o cualquier persona u organización que brinde apoyo financiero al Centro.

El Instituto México en el Centro Woodrow Wilson busca mejorar el entendimiento, la comunicación y la cooperación entre Estados Unidos y México, promoviendo la investigación original, fomentando la discusión pública y proponiendo opciones de políticas para mejorar la relación bilateral. Un Consejo Consultivo Binacional, presidido por el Embajador Earl Anthony Wayne y el Dr. Luis Téllez, supervisa el trabajo del Instituto México.



**Mexico Institute
Woodrow Wilson International
Center for Scholars**

One Woodrow Wilson Plaza
1300 Pennsylvania Avenue NW
Washington, DC 20004-3027

www.wilsoncenter.org/mexico

mexico@wilsoncenter.org

facebook.com/MexicoInstitute

[@MexicoInstitute](https://twitter.com/MexicoInstitute)

202-691-4130



Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a cada uno de los autores que contribuyeron con su conocimiento a la realización de este libro.

Gracias a Angela Robertson por guiar la coordinación de los capítulos y la edición de este libro. Eres un activo increíble para el Instituto México.

También quiero agradecer a Daniela Stevens, Oscar Cruz, Emily Gray y Guillermo Sada por su colaboración en la edición final de este volumen.

A todos mis colegas en México y en Estados Unidos que me han proporcionado su asesoramiento especializado en los últimos 10 años para ayudarme a entender la complejidad de la política energética mexicana. Debo un especial reconocimiento a Enrique Hidalgo, quien ha sido un extraordinario líder intelectual durante todo este tiempo.

Gracias también al Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y a Green Momentum por la contribución financiera para hacer este proyecto posible.

Por último, mi profunda gratitud a los miembros del Consejo Consultivo del Instituto México por su apoyo constante a nuestro trabajo. Sin su apoyo, seríamos incapaces de continuar con nuestra misión de informar el debate público y de políticas públicas sobre México y la relación bilateral.

Duncan Wood, Director, Instituto México, Centro Woodrow Wilson

Contenido

Introducción: Una reforma con años de elaboración	1
Duncan Wood	
El sistema energético global en evolución	6
Sarah Ladislaw y Jesse Barnett	
Cambios de paradigma y conflictos políticos: La historia de la segunda revolución energética de México	20
Duncan Wood y Jeremy Martin	
Las letras pequeñas de la reforma energética de México	40
Guillermo José García Sánchez	
La política del petróleo en México: consolidación de las reformas	59
Jeremy Martin	
Una reforma cruda: Pemex en el nuevo panorama energético de México	86
Leticia A. Abad y Noel Maurer	
Resultados iniciales de la reforma en el sector de la energía eléctrica de México, 2013-18	113
Peter Nance	
El futuro de la energía renovable en México	159
Lisa Viscidi	
Un futuro incierto: El sector energético bajo AMLO	179
Duncan Wood	

Introducción: Una reforma con años de elaboración

Por Duncan Wood, Director, Instituto México, Centro Woodrow Wilson

En 2003, luego de dos años desde el inicio de la administración de Vicente Fox, la producción petrolera mexicana alcanzó sus máximos niveles históricos, con 3.4 millones de barriles por día. El gobierno obtuvo enormes beneficios inesperados en ingresos provenientes del sector petrolero y quedó claro que el petróleo para ese momento representaba un componente crítico de las finanzas gubernamentales, ya que contribuía con más del 33% de los ingresos totales de la nación. Solamente dos años después, a finales de 2005, cuando esta administración comenzaba su recta final, el secretario de energía, Fernando Elizondo Barragán, comenzó a realizar una serie de presentaciones públicas sobre pronósticos con respecto a la producción petrolera en México. Tuve la oportunidad de participar en una de estas presentaciones, en el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM) en la Ciudad de México. Ese día, el Secretario presentó un argumento claro y conciso sobre que, desde su reciente punto más alto, la producción de petróleo en México había iniciado un declive inevitable e inexorable. A menos que la compañía petrolera nacional, Petróleos Mexicanos o Pemex, pudiera adquirir nuevas tecnologías y *know how* de compañías privadas y extranjeras, no podrá explotar las reservas de petróleo restantes del país, cuya mayoría se encuentra en las aguas profundas del Golfo de México o en campos no convencionales en tierra, como el campo Chicontepec en el este de México. Sin embargo, debido a la interpretación predominante de la expropiación petrolera de 1938, a Pemex se le ha impedido establecer asociaciones significativas con compañías privadas y no ha podido adquirir la tecnología necesaria en el mercado abierto.

Como un joven académico que apenas se iniciaba en el campo de la política energética, quedé sorprendido con lo que vi. México, una nación que dependía en gran medida de sus reservas naturales de hidrocarburos estaba a punto de dejar varados cientos de miles de millones de activos en el subsuelo y en el océano debido a la falta de modernización de sus leyes y posturas. La respuesta al enigma era tan obvia y simple para mí que simplemente no pude entender por qué las élites políticas del país no se unieron para cambiar esa realidad. Pensé ingenuamente que si las personas se dieran cuenta del problema, verían qué se necesitaba para resolverlo. Mis colegas de mayor edad y más sabios me explicaron que esto no era una novedad, que muchos ya conocían la cruda realidad. México no cambió porque no estaba listo para cambiar y así comenzó mi educación en la política energética mexicana.

Trece años después, la tan sometida a debate reforma ha llegado y se ha ido y México tiene un nuevo modelo energético. Este nuevo modelo ha generado controversia en la política de México, pero ha sido ampliamente celebrado en todo el mundo. Entre agosto y diciembre de 2013, el Congreso de la Unión debatió y luego aprobó una Reforma Constitucional que autorizaba la inversión privada y extranjera en la cadena de valor del sector energético por primera vez en 75 años. En agosto de 2014, el Congreso aprobó una legislación secundaria o de implementación y se creó un nuevo marco legislativo y normativo que ha permitido la igualdad de condiciones para todos los participantes del sector. Desde entonces, México ha experimentado una profunda y rápida apertura de sus sectores de petróleo, gas y electricidad, así como intentos de reformar la compañía petrolera nacional, Pemex, y la empresa nacional de electricidad, la Comisión Federal de Electricidad o CFE.



La reforma fue aprobada. Esto sucedió aunque muchos dudaban que fuera posible. La reforma fue aprobada a pesar del enorme peso de la historia y la oposición política. La reforma tuvo lugar a pesar de derechos adquiridos atrincherados para los que la reforma representaba una amenaza existencial. Se dio a pesar del riesgo político, el riesgo financiero y el riesgo a la reputación que esta reforma implicaba. Una reforma que parecía políticamente imposible durante décadas se hizo realidad en unos pocos meses de negociación política, y en poco más de un año de deliberación legislativa se aprobaron tanto una reforma constitucional como una legislación secundaria o de implementación.

La reforma se llevó a cabo en un momento desfavorable ya que los precios del petróleo y el gas habían caído severamente, lo que redujo el entusiasmo de los inversionistas y los precios apenas han comenzado recientemente a recuperarse. La compañía Pemex estaba sumida en deudas, enfrentaba enormes obligaciones laborales y de pensiones y un régimen fiscal que parecía estar debilitando la compañía de manera crítica hasta el punto de no poder recuperarse. La CFE acaparaba completamente el sector eléctrico como un actor monopólico que inhibiría el desarrollo de un mercado verdaderamente competitivo.

Y, sin embargo, las reformas han generado una extraordinaria, rápida y profunda liberalización. En el sector petrolero, hemos presenciado la firma de más de 100 contratos para exploración y producción, con un valor de inversión futura total de más de \$160 mil millones. A mediados de 2018, el número de plataformas petroleras en México comenzó a aumentar por primera vez en años. Pemex ahora se está asociando con compañías privadas y extranjeras en la exploración y producción de petróleo, y se le ha permitido ceder ciertos bloques completamente a compañías privadas a cambio de participación en las ganancias. En el sector de electricidad, también ha habido gran interés por parte de inversionistas internacionales, que se han ofrecido a generar electricidad a precios bajos récord que se transmitirán al consumidor mexicano. Nuevamente, esto involucra miles de millones de dólares de nuevo capital que llegarían a México y que de otra manera no se aprovecharían.

Pero la reforma está lejos de completarse y se deben hacer ajustes importantes para obtener los beneficios completos de un sector energético mexicano abierto y competitivo. Un artículo de IPD Latin America y el Instituto de México del Wilson Center publicado en 2018 resaltó las preocupaciones expresadas por una amplia sección de los actores de la industria en México y argumentó que, a pesar de los impresionantes logros de la reforma, aún queda mucho camino por recorrer. Las modificaciones a las regulaciones y a uno de los reguladores clave son de vital importancia para garantizar que el mercado de México siga siendo competitivo y que se fortalezca la independencia de las instituciones reguladoras.

Además, muchas de las promesas que se hicieron en 2013 y 2014 durante las negociaciones legislativas no se han materializado todavía. Pemex ahora produce menos de 1.9 millones de barriles por día y aún se enfrenta a un futuro financiero y comercial precario, además esta compañía ha sido objeto de significativos escándalos de corrupción. La CFE aún domina el mercado mexicano de electricidad, aunque se han iniciado acciones para desagregar esta empresa. Por último, aunque efectivamente ha habido compromisos relacionados con grandes montos de inversión en el sector petrolero, los verdaderos beneficios en términos de petróleo producido, ingresos fiscales y creación de empleos comenzarán a verse después de 2020. La población mexicana ha mostrado decepción y enojo por los precios de la gasolina, y se ha sacado provecho de esta situación en las campañas electorales para socavar el apoyo a las reformas.

Este contraste entre el sorprendente éxito y los resultados decepcionantes nos obliga a realizar un análisis integral y completo de la reforma en todas sus dimensiones. El trabajo que se presenta en este documento es un intento por parte de analistas extranjeros, expertos en sus respectivos campos, de proporcionar una evaluación imparcial de la reforma. Después de esta introducción y una historia del proceso de reforma, en cada uno de los capítulos se plantean las siguientes preguntas:

- ¿Qué se ha realizado con éxito en el proceso de reforma?
- ¿Qué queda aún sin completarse en la implementación de la reforma?
- ¿Qué se necesita cambiar o modificar para aprovechar al máximo la reforma?
- ¿En qué se requerirá más tiempo para lograr el éxito?

El primer capítulo de este volumen, elaborado por Sarah Ladislaw y Jesse Barnett, describe los impulsores del cambio en el sistema energético global y resume las principales áreas a abordar que se encuentran en la mira de los analistas y planificadores de ese sistema. Este capítulo es fundamental para comprender por qué la reforma de México era tan urgente en 2013 y por qué sigue siendo pertinente en la actualidad. En muchos aspectos, la reforma de 2013 alineó a México con las ideas de políticas dominantes del siglo XXI, y ha ayudado a preparar al país para los desafíos y transformaciones que vendrán en un futuro próximo. Entre los desafíos más importantes se encuentran la creciente demanda de energía, la demanda máxima de petróleo, el aumento de vehículos eléctricos (VE), el crecimiento de las energías renovables y las perspectivas cada vez más preocupantes del cambio climático.

El capítulo 2, elaborado por Wood y Martin, ofrece una historia del proceso de reforma. Es importante destacar que la reforma de 2013 no fue el primer intento de modernizar el modelo energético de México; de hecho, ha habido múltiples intentos de hacer precisamente lo mismo, generalmente de forma gradual, desde principios de la década de los noventa. Estos intentos de aumentar las oportunidades de participación de empresas privadas en el sector energético se centraron tanto en la generación de electricidad como en la exploración y producción de petróleo y gas, pero en cada etapa una apertura más amplia del sector se veía frustrada por las realidades políticas.

La situación antes mencionada cambió en 2013. La confluencia única de factores políticos de ese año hizo posible un paquete de reformas innovadoras y de gran alcance que abrió toda la cadena de valor del sector energético en México a la inversión y participación de empresas privadas. La ambición de la nueva administración de Enrique Peña Nieto, un acuerdo político entre los principales partidos políticos de México denominado *Pacto por México* y una creciente comprensión de la urgencia de abrir la industria petrolera a la inversión privada se combinaron para llevar a cabo un cambio dramático en el pensamiento sobre el sector y la reforma Constitucional integral. Esto, a su vez, allanó el camino para que la legislación secundaria o de implementación se aprobara en agosto de 2014, y para las posteriores convocatorias para rondas de licitación para la exploración y producción de petróleo en 2015. Lo que se describe en este capítulo es un cambio en el paradigma de gobierno de la política energética mexicana y un estupendo ritmo de reforma que impresionó a los inversionistas y puso gran énfasis en los burócratas y las instituciones ya que debían prepararse para el nuevo modelo energético. En general, este fue un logro impresionante.



Guillermo García Sánchez analiza las “letras pequeñas” de la legislación de la reforma en el Capítulo 3 y se centra en tres temas principales: la necesidad de incluir algunos conceptos en la Constitución misma en lugar de en los artículos transitorios; la necesidad de brindar mayor certeza en forma de protecciones a los inversionistas; y la cuestión específica de proporcionar una definición más clara de la palabra “concesión”. García Sánchez también argumenta claramente que aún se le da demasiada libertad al poder ejecutivo para que determine la forma en que se implementará el nuevo modelo energético, lo que permite que las preferencias políticas determinen los resultados.

En el capítulo 4, Jeremy Martin analiza el proceso de reforma del petróleo y el gas, centrándose en los cambios múltiples y dramáticos que se hicieron en el sector de los hidrocarburos debido a las reformas. Martin enfatiza la importancia de la reestructuración institucional y regulatoria que tuvo lugar, así como el rápido ritmo de ejecución de las rondas de licitación. Martin también sostiene que ahora hay inversión renovada en investigación en innovación y tecnología. Al mismo tiempo que elogia los avances logrados por la reforma, Martin sostiene que el gobierno de Enrique Peña Nieto cometió un grave error al exagerar las cualidades de la reforma frente al público mexicano y destaca la necesidad de una nueva estrategia de comunicación para convencer a los mexicanos de los beneficios de dichas reformas. Dada la postura de la nueva administración en México, es poco probable que esto suceda.

El Capítulo 5 se centra en los desafíos que Pemex enfrentó con anterioridad y debido al proceso de reforma. Abad y Maurer explican con pericia las limitaciones que enfrentó Pemex antes de la reforma: acceso a capital, una carga fiscal abrumadora e ineficiencias insuperables. Estos autores argumentan que las restricciones financieras se han superado parcialmente con el uso de asociaciones estratégicas, pero aún son considerables. En cuanto al desafío fiscal, Pemex ha visto su carga aligerada con niveles más bajos de imposición tributaria, pero esos impuestos aún son muy altos en comparación con otras compañías petroleras nacionales de América Latina. En cuanto a las ineficiencias, los cambios en el negocio de refinación de Pemex y más de 30,000 despidos de personal de Pemex han resultado en ahorros de costos, pero aún hay problemas internos significativos que deben ser resueltos por la compañía petrolera nacional.

En el Capítulo 6, Peter Nance aborda el nuevo modelo de electricidad de México. En lo que es el capítulo más extenso y detallado del volumen, Nance explica los cinco elementos principales de la reforma en el sector de la electricidad: la construcción de una estructura basada en el mercado, la división de la empresa nacional de electricidad (CFE) en diferentes entidades, el marco regulatorio, las subastas de concesiones y la construcción de infraestructura de transporte tanto para la electricidad como para el gas natural. La lista de logros relacionados con la reforma es impresionante y la velocidad de implementación es notable, especialmente cuando se compara con cambios similares en países vecinos.

Sin embargo, el autor también señala que aún hay algunos serios desafíos y debilidades en el proceso de reforma. Lo que genera una preocupación en particular es el hecho de que los proyectos se están demorando más en desarrollarse en México por diversos motivos. Además, la CFE anteriormente monopolística conserva una posición dominante en el mercado que amenaza los intereses de las empresas competidoras. No obstante, la principal conclusión del análisis de la reforma y su implementación es que México ha avanzado mucho en un período de tiempo relativamente corto. Nance reconoce que esta parte de la reforma está lejos de ser perfecta, pero que los logros hasta la fecha han sido impresionantes.

El Capítulo 7 de este volumen está dedicado al desarrollo de fuentes de energía renovable en México como resultado de la reforma. Lisa Viscidi ofrece un análisis e información sobre el potencial de las energías renovables en el país, el desarrollo del marco legal y regulatorio, el progreso hasta ahora por la reforma y los desafíos que continúan frenando el desarrollo del potencial de las energías renovables en México. Entre los principales desafíos se encuentran la falta de inversión en la red nacional, los precios competitivos del gas natural como combustible de generación y los problemas de licencias sociales.

El Capítulo 8 ofrece una perspectiva del futuro del sector energético en México bajo la administración de Andrés Manuel López Obrador, presidente electo de México el 1 de julio de 2018. El gobierno entrante ha dejado en claro que no está de acuerdo con la reforma de 2013, pero que se respetará la ley. No obstante, está claro que se intentará modificar el marco legal de la reforma, aunque solamente sea en la legislación secundaria o de implementación y quizás con respecto a las regulaciones. Lo que habrá que ver es cómo reaccionarán los inversionistas ante las posibles modificaciones del modelo energético de México, y si los cambios resultarán útiles o perjudiciales para el logro de los objetivos energéticos de la nueva administración.

La reforma energética de México sigue siendo un punto de discordia entre los analistas y los políticos, entre los inversionistas internacionales y aquellos que buscan un mayor control nacional de la riqueza energética del país. Pocos negarían que las reformas son verdaderamente históricas, profundas y altamente ambiciosas. Al aprobarlas, y luego buscar su implementación rápida y efectiva, el gobierno mexicano ha demostrado lo que es posible hacer ante amenaza de crisis y cuando se alinean las estrellas en la política. Ahora, debemos evaluar lo que depara el futuro político para la reforma y para aquellos que han realizado grandes inversiones relacionadas con dicha reforma.

El sistema energético global en evolución

Sarah Ladislaw, Directora e Investigadora Senior, Programa de Energía y Seguridad Nacional, Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales

Jesse Barnett, Investigador Junior, Programa de Energía y Seguridad Nacional, Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales

Introducción

Ninguna industria es tan esencial para la condición humana como la industria energética. Nos proporciona combustible para nuestros vehículos, iluminación para nuestros hogares y los recursos energéticos necesarios para nuestros negocios. El negocio de crear y mantener un sistema energético duradero, el medio colectivo por el cual la sociedad genera y distribuye recursos energéticos vitales, ha existido por generaciones. Pero longevidad no es lo mismo que constancia, y los analistas en energía han asumido la doble tarea de definir el *status quo* del sistema energético y proyectar su evolución potencial. Al proclamar el comienzo (u ocaso) de varios paradigmas, períodos y edades, innumerables escritores han tratado de dar sentido a esta industria colosal e intensamente global. Si bien ningún intento de dividir la historia de la industria energética en distintos estratos secuenciales capturará su verdadera complejidad, estos esfuerzos son un medio útil para reunir una narrativa coherente para informar los procesos de toma de decisiones del sector público y privado. Una de las lecciones más importantes inculcadas incluso por una lectura superficial de este trabajo escrito es que el sistema energético tiende a moverse lentamente, pero los cambios en el mismo pueden ser rápidos e irrevocables, lo que significa que es aún más valioso reflexionar sobre y analizar el sistema.

El presente capítulo tiene primordialmente tres objetivos. Primero, busca explicar los diversos impulsores y obstáculos de los cambios en el sistema energético, ya sean tecnológicos, relacionados con el mercado o políticos. En segundo lugar, este capítulo proporciona un amplio resumen de nuestra comprensión actual del sistema energético, no a través de un desglose de la oferta y la demanda de combustible por combustible, sino mediante una encuesta de las principales cuestiones que la mayoría de los analistas del sector energético consideran cruciales. Finalmente, pretende combinar los conocimientos encontrados en las prospectivas de los principales analistas de la industria con una visión más especulativa de las fuerzas menos tangibles que podrían dar forma al futuro del sector energético.

El sistema energético en la actualidad

Antes de considerar qué podría suceder en el futuro incierto de la energía, es útil hacer un balance de cómo entendemos su estado actual. El sistema energético actual sigue dependiendo de los combustibles fósiles, como el petróleo, el carbón y el gas natural, que en conjunto proporcionan más del 85 por ciento del consumo de energía mundial¹, aunque en los últimos años el petróleo ha superado al carbón como la fuente única más grande. Aunque el carbón continúa proporcionando la mayor parte de la energía a nivel mundial, las energías renovables están ganando terreno rápidamente, y algunos países ya utilizan la energía solar, eólica, bioenergía y energía hidroeléctrica para generar más del 25 por ciento de su electricidad. El petróleo ha sido casi completamente

1 BP, "BP Statistical Review of World Energy 2017," 9 de junio de 2017.

excluido de la matriz energética, excepto en algunos países remotos donde el diesel aún se usa para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, el petróleo sigue dominando el sector del transporte, donde más del 90 por ciento de la demanda es abastecida con productos derivados del petróleo². Por su parte, la energía nuclear ha experimentado un cambio en su centro de gravedad. Aunque la mayoría de las plantas nucleares continúan siendo operadas por un grupo exclusivo de economías altamente desarrolladas, el crecimiento del sector ha sido impulsado cada vez más por nuevas instalaciones de energía nuclear en China, la India y otras economías en desarrollo. Esto es un marcado contraste con el desempeño del sector en los mercados tradicionales de América del Norte, Europa y Japón, donde la energía nuclear en los últimos años ha tenido problemas para competir contra otros combustibles, reiniciar operaciones tras las preocupaciones de seguridad después del desastre nuclear de Fukushima y la construcción de nuevas plantas dentro del presupuesto y el plazo establecidos.

La geopolítica de la energía también ha experimentado cambios notables. Hace apenas unos años, las economías fuera de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) superaron a sus pares más desarrollados como los mayores usuarios de energía primaria; actualmente, estos países consumen más del 58 por ciento de la producción total de energía primaria del mundo.³ China, donde se ha visto el mayor incremento en el crecimiento de la demanda de energía cada año durante los últimos 14 años y ahora es el mayor consumidor de energía del mundo, finalmente ha comenzado a experimentar un descenso en el crecimiento de la demanda debido a una desaceleración general de su crecimiento económico, mejoras en la eficiencia energética y reformas económicas estructurales. En todo el Pacífico, los Estados Unidos, país alguna vez reconocido por su papel como el mayor consumidor de energía del mundo, ahora es el mayor productor de petróleo, gas natural y líquidos de gas de hidrocarburo del mundo. El rápido aumento de la producción de petróleo y gas en los Estados Unidos, junto con otros factores, contribuyó a un colapso de los precios del petróleo y el gas natural en 2014, lo que provocó un estrés financiero para las economías mundiales exportadoras de petróleo y gas y, en última instancia, a una alianza entre la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y Rusia para gestionar la producción en un esfuerzo por estabilizar los precios mundiales del petróleo.

Todos estos cambios en el mercado y la dinámica geopolítica se están produciendo en el entorno de importantes cambios tecnológicos y sociales. La disminución del costo de las energías renovables significa que los sistemas energéticos no solo son más diversificados, sino que también son más distribuidos, flexibles y receptivos, incorporando innovaciones como el flujo de energía bidireccional, la respuesta a la demanda y las opciones de almacenamiento distribuido. El sistema energético también se está volviendo cada vez más digitalmente habilitado tanto dentro como fuera del sector de la energía eléctrica, con aplicaciones digitales para operaciones de perforación, funcionamiento y mantenimiento de tuberías, optimización de refinerías y tecnologías de transporte.

Desde una perspectiva política, los países y las compañías deben diseñar nuevas estrategias para sobrevivir y competir en este entorno de mercado y al mismo tiempo cumplir con un conjunto más amplio de objetivos y compromisos sociales. Entre los compromisos promulgados por los diversos foros multilaterales, ninguno ha logrado el mismo reconocimiento, simbólico o de otro tipo, que los Objetivos de Desarrollo Sostenible

2 U.S. Energy Information Administration (EIA), *International Energy Outlook 2017*, DOE/EIA-0484(2017), Septiembre 2017, ch. 8, [www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf).

3 "BP Statistical Review of World Energy 2017," 9.



(ODS) de las Naciones Unidas (ONU). Varios ODS se refieren a la provisión de servicios de energía para aliviar la pobreza energética y satisfacer otras necesidades de desarrollo como la educación, la atención médica y la nutrición básica. Los objetivos específicos incluyen:

- Para 2030, garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos;
- Para 2030, aumentar sustancialmente la participación de la energía renovable en la matriz energética a nivel mundial;
- Para 2030, duplicar la tasa mundial de mejora en eficiencia energética;
- Para 2030, mejorar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología de energías limpias; y
- Para 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para suministrar servicios de energía modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo.

En 2015, otro importante acuerdo de las Naciones Unidas también entró en vigor bajo los auspicios de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático: el Acuerdo de París sobre el Climático. Al crear un nuevo marco para la cooperación mundial sobre la reducción de emisiones, las partes del acuerdo asumieron compromisos, aunque no obligatorios, para establecer planes para combatir el cambio climático, movilizar financiamiento y compartir tecnología. De manera similar, algunas organizaciones de liderazgo mundial como el G-20, G-7, Cooperación Económica Asia-Pacífico (APEC), Cumbre de las Américas y la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN), han fijado metas y objetivos relacionados con la energía para fomentar la cooperación. Muchos de estos objetivos están diseñados para mejorar la coordinación en temas donde los países ven beneficios colectivos provenientes de la acción colectiva (como la integración de infraestructura) o para movilizar la acción en áreas donde la acción doméstica es difícil de lograr (como la reforma de subsidios). Aunque muchos de estos esfuerzos a nivel mundial catalizan la acción inicial, en la actualidad el mundo no está en vías de cumplir con muchos de estos objetivos internacionales. Esto es particularmente cierto en el caso de los ODS y el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático, donde la mayoría de los observadores consideran que el progreso ha sido insuficiente.

Desafíos energéticos actuales

Esta perspectiva del sistema energético mundial presenta un panorama complejo en el que los responsables de la formulación de políticas, los líderes corporativos y los inversionistas deben tomar decisiones sobre las perspectivas a corto y largo plazo para el suministro, la demanda, el comercio y la inversión con respecto a la energía. Antes de examinar el consenso de los analistas sobre la perspectiva a largo plazo, es recomendable explorar algunas de las cuestiones en el corto plazo que le dan forma a los mercados energéticos actuales y las decisiones de inversión y políticas relacionadas con la energía. Las principales cuestiones incluyen la aparición de nuevas dificultades macroeconómicas, el reequilibrio de los mercados petroleros mundiales, la próxima ola de inversión en gas natural, los cambios en la matriz de combustibles utilizados para generar electricidad, los desarrollos geopolíticos en los principales países consumidores y productores, la intensificación de la preocupación sobre el cambio climático y la creciente financiarización de los mercados energéticos.

El movimiento diario de los precios del petróleo a menudo captura más titulares dentro de los círculos energéticos que los cambios en las perspectivas económicas mundiales, pero ningún factor es más importante

para el sistema energético que la velocidad y el ritmo del crecimiento económico y la intensidad energética de ese crecimiento. Esto es especialmente cierto en el contexto actual, donde la recesión económica de 2008 aún está fresca en la mente de las personas y el riesgo sistémico descubierto en esa recesión aún se está analizando y debatiendo. Desde la Gran Recesión, la mayoría de las economías del mundo han regresado a sus ritmos de crecimiento habituales, y en 2017 el crecimiento económico mundial fue incluso mayor al esperado con 3.7 por ciento, en comparación con un pronóstico inicial del Fondo Monetario Internacional (FMI) de solo 3.1 por ciento.⁴ Esto es particularmente importante para los mercados energéticos, ya que el crecimiento económico, generalmente expresado como el cambio en el producto interno bruto (PIB) o en el PIB per cápita, es el principal impulsor de la demanda de energía.

No obstante, el FMI ha observado que la economía mundial enfrenta riesgos reales, con su *Prospectiva de la Economía Mundial de 2017* que advierte que “si las condiciones financieras siguen siendo fáciles... con un período prolongado de tasas de interés muy bajas y que se espera una baja volatilidad en los precios de los activos” esto podría conducir “a una acumulación de vulnerabilidades financieras en economías de mercados avanzados y emergentes por igual”.⁵ En otras palabras, aunque las bajas tasas de interés han ayudado a muchas economías a recuperarse de la Gran Recesión, también han aumentado la probabilidad de una corrección financiera. Además, los aumentos de productividad a largo plazo que son casi necesarios para que los países se encaminen hacia un crecimiento más sostenible aún requieren reformas fiscales y estructurales políticamente contenciosas. Varios países están trabajando para formular tales reformas, muchas de las cuales afectarán al sector energético. Por ejemplo, la Visión hacia 2030 de Arabia Saudita, un paquete de reformas internas que busca liberar la economía de su dependencia del gasto gubernamental y diversificar su sector energético dominado por el petróleo, ha instituido medidas para reducir el papel de los subsidios a la energía y cambiar la perspectiva de la energía y la inversión del país. Las reformas han sido recibidas con entusiasmo tanto dentro como fuera de Arabia Saudita, pero los detalles de su implementación han generado cierta preocupación entre los inversionistas que consideran que el plan tal vez sea demasiado ambicioso.

Las economías desarrolladas también están tomando medidas para mejorar su competitividad. En América del Norte, por ejemplo, las compañías se están adaptando a los cambios recientes en la política fiscal de los Estados Unidos con resultados mixtos. Por un lado, se espera que las reformas contenidas en la Ley de Recortes Fiscales y Empleos (Tax Cuts and Jobs Act) de 2017 proporcionen varios beneficios tangibles en toda la industria del petróleo y el gas, como una reducción en la tasa impositiva corporativa y la implementación de un sistema de exención de participación. Por otro lado, las reformas también imponen varias cargas, incluidas nuevas reglas diseñadas para impedir que las compañías estadounidenses transfieran ciertos activos a subsidiarias extranjeras para evitar los impuestos estadounidenses, y reducen significativamente la aplicabilidad de varias disposiciones fiscales que permiten a las empresas utilizar las pérdidas operativas netas para reducir sus impuestos a pagar.⁶ Sin embargo, en general, la reacción de la industria del petróleo y el gas ha sido de entusiasmo moderado, con compañías orientadas al mercado nacional que se adelantan a sus pares más enfocadas en el mercado

4 International Monetary Fund (IMF), *World Economic Outlook, Octubre 2017: Seeking Sustainable Growth: Short-Term Recovery, Long-Term Challenges* (Washington, DC: IMF, Octubre 2017), www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2017/09/19/world-economic-outlook-october-2017.

5 Ibid.

6 Clark Sackschewsky, “Tax Reform’s Impact on the Oil & Gas Industry,” BDO, 31 de diciembre de 2017, www.bdo.com/insights/industries/natural-resources/how-tax-reform-will-impact-oil-gas.



internacional, e incluso compañías de energía alternativa han acogido la mayoría de los cambios.⁷ Tales medidas han proporcionado un estímulo a corto plazo a la economía de los EE.UU. y parecen mejorar la competitividad de las corporaciones domiciliadas en los EE.UU. a largo plazo.

Sin embargo, también han surgido nuevas dificultades. La más prominente es la posibilidad de una guerra comercial entre los EE.UU. y China, que en conjunto representan \$648 mil millones de dólares en mercancías comercializadas a nivel mundial y casi el 40 por ciento del PIB mundial.⁸ Como se aborda más adelante en este capítulo, el arrastre en el crecimiento mundial y el retorno de las medidas económicas proteccionistas, sin duda, afectarán a la industria energética intensamente mundial y pueden crear una presión indebida en una economía mundial que busca resurgir después de un periodo de recuperación sobre un trayecto más sostenible.

En segundo lugar, el reequilibrio de los mercados petroleros es probablemente el tema del mayor enfoque a corto plazo para las compañías energéticas, dado el impacto de los cambios en el precio del petróleo en la competitividad de otros combustibles y en la economía en general. Al momento de redactar el presente documento, los precios de la energía han regresado a un nivel que la mayoría de los economistas consideran saludable: lo suficientemente bajos para evitar la “destrucción de la demanda”, es decir, que los consumidores opten por otras alternativas, pero lo suficientemente altos como para permitir que la mayoría de los productores obtengan un retorno de la inversión razonable. Más de tres años después del colapso de los precios mundiales de la energía en 2014, la opinión de consenso parece ser que, en ausencia de una interrupción del suministro, es poco probable que los precios vuelvan a sus máximos índices anteriores a la recesión, incluso teniendo en cuenta el acuerdo de la OPEP de diciembre de 2016 para reducir 1.8 millones de barriles por día (bpd) de producción y acuerdos posteriores para extender esos recortes.⁹ No obstante, y a pesar del progreso gradual hacia un mercado de petrolero más equilibrado y sostenible, la prospectiva del mercado a corto plazo siguen siendo inciertas. La primera y quizás la más importante área de incertidumbre es el volumen de producción de petróleo que entra de la producción de petróleo de formaciones compactas en los EE.UU. Los observadores del mercado tienen opiniones divididas con respecto a la prospectiva de la producción de corto a mediano plazo para el petróleo de formaciones compactas, con algunos pronósticos que difieren en más de 500,000 de bpd. Una segunda área de incertidumbre son puntos de equilibrio de los costos para proyectos de producción de petróleo que no es de formaciones compactas en todo el mundo. Varios años de recortes extendidos de inversión de capital de hasta 25 por ciento o más en toda la industria han llevado a muchos a especular que una “deficiencia” en la producción se materializará una vez que las inversiones de capital no realizadas se vean reflejadas en una producción de petróleo menor a la necesaria. La pregunta clave es cuándo se verá reflejada esta deficiencia y en qué medida la están ocultando o ampliando los gastos actuales de exploración y producción, un desafío difícil para cualquier analista dadas las caídas de costos que afirman los productores de petróleo. Finalmente, si la OPEP decide gestionar su producción después de 2018 y cómo lo hará es un factor clave en la prospectiva de reequilibrio del mercado petrolero.

7 Jon Nelsen et al., *Tax Reform Act - Impact on Renewable Energy*, Baker Botts, 20 de diciembre de 2017, www.bakerbotts.com/ideas/publications/2017/12/tax-reform-act---renewable-energy.

8 World Trade Organization (WTO), *World Trade Statistical Review 2017* (Geneva: WTO, Mayo 2018), www.wto.org/english/res_e/statis_e/wts2017_e/wts17_toc_e.htm.

9 Adam Sieminski, Frank A. Verrastro y Andrew J. Stanley, “OPEC’s Moving Target” Center for Strategic and International Studies, 13 de diciembre de 2017, www.csis.org/analysis/opecs-moving-target.

A pesar del aumento de la producción no convencional, la producción de la OPEP sigue desempeñando un papel fundamental. Sus países miembros poseen casi el 81 por ciento de las reservas de petróleo de que se tiene conocimiento en el mundo.¹⁰ y el 55 por ciento de las reservas de gas natural, muchas de las cuales pueden generar producción utilizando tecnologías de extracción convencionales a un costo inferior al promedio.¹¹ Pero durante gran parte de 2015 y 2016, la capacidad de la OPEP para involucrarse en un comportamiento estratégico de fijación de precios parecía cuestionable, dadas las diferencias internas entre sus miembros y la creciente producción de los EE.UU. Sin embargo, desde entonces, la OPEP ha trabajado para acelerar el reequilibrio, comenzando con su decisión de noviembre de 2016 de reducir la producción, el primer acuerdo de este tipo en ocho años. De manera crucial, el acuerdo fue capaz de asegurar la cooperación no solo de sus miembros más indecisos, Irak e Irán, sino también de Rusia, que actualmente es el tercer productor de petróleo más grande del mundo pero que no es miembro de la OPEP. Estos esfuerzos fueron reforzados incluso en mayor medida mediante el acuerdo de noviembre de 2017 de la organización para extender los recortes de producción hasta finales de 2018 y su éxito al convencer a Nigeria y Libia, que anteriormente habían estado exentos de los recortes, a participar. A pesar de lo anterior, el acuerdo aún enfrenta varios desafíos. Como una organización con miembros individuales, la OPEP no es monolítica en sus ideas y ya han surgido desacuerdos sobre cuándo y con qué rapidez sus miembros deberían reducir las restricciones a la producción. Por ejemplo, Arabia Saudita ha sugerido que la actual alianza OPEP/no OPEP podría durar por décadas, una afirmación destinada a reforzar la credibilidad de las acciones de la alianza, pero que tendrá que desarrollarse aun más para poder medir cualquier impacto real y duradero.

En tercer lugar, se espera que la demanda de gas natural crezca en las próximas décadas a medida que los mercados regionales en los que se vende el gas se vuelven cada vez más líquidos e interconectados, sobre todo debido al creciente comercio de gas natural licuado (GNL). Cuando esto se combina con el deseo de monetizar las reservas cada vez más ricas en gas, este crecimiento anticipado ha llevado a muchos países y compañías a buscar oportunidades de inversión en toda la cadena de valor del gas. El problema radica en que, en la actualidad, la mayoría de los mercados de gas natural, con la notable excepción del norte de China, tienen un exceso de suministro, lo que ha causado una reducción en los precios y en el entusiasmo por nuevos proyectos. La construcción de infraestructura de GNL aún es costosa y la mayoría de los inversionistas continúan considerando que tales proyectos tienen un riesgo prohibitivo, a menos que estén garantizados por contratos de suministro a largo plazo, que muchos patrocinadores de proyectos se niegan a celebrar dado el entorno de precios bajos que prevalece. Por el lado de la demanda, el gas debe superar los desafíos de la competencia en cuanto a la participación de mercado en el sector de la energía eléctrica, incluidas las restricciones a los precios internos, la infraestructura insuficiente y la competitividad económica con respecto a otros combustibles que reciben subsidios gubernamentales directos e indirectos. El gas enfrenta el obstáculo adicional de las objeciones de las comunidades ambientales que ven el desarrollo del gas como una distracción para el desarrollo de las fuentes de generación de energía con menos carbono, como la energía eólica y la solar. Esta dinámica, además de la oposición local al fracturamiento hidráulico en muchos lugares donde los recursos de gas son abundantes, complica en mayor medida la prospectiva del gas.

10 "OPEC Share of World Crude Oil Reserves." OPEC, Web.

11 Central Intelligence Agency, "Country Comparison: Natural Gas - Proved Reserves," *World Factbook*.



En cuarto lugar, las compañías de electricidad de todo el mundo continúan lidiando con la forma de optimizar sus carteras de activos de petróleo, gas, carbón, energía nuclear y energías renovables para lograr diversos objetivos. Aunque la proporción total de electricidad generada a partir de fuentes renovables ha aumentado del 18.3 por ciento en 2000 al 22.3 por ciento en 2014,¹² no existe un patrón universal sobre cómo las compañías que suministran electricidad están ajustando sus matrices de combustible. Lo han hecho de maneras que se ajustan a sus circunstancias individuales. Por ejemplo, en la India y en varias economías del sudeste asiático, la proporción relativa de electricidad generada a partir de fuentes renovables en realidad ha disminuido a pesar de que la cantidad absoluta de fuentes renovables ha aumentado. En estos casos, el precio sigue siendo primordial, lo que a su vez ha generado una mayor dependencia de las opciones de menor costo, que generalmente son el carbón y el gas natural, aunque cabe destacar que las fuentes renovables como la energía solar son cada vez más competitivas en estos países. Pero otras economías en desarrollo han elegido rutas diferentes: la participación de las fuentes renovables en China ha aumentado del 16.6 por ciento al 22.6 por ciento, en gran medida debido a sus esfuerzos para hacer frente a los problemas de calidad del aire y seguridad energética, mientras que la participación en la energía renovable de los recursos energéticos de muchos países africanos se ha disparado a medida que la tecnología solar ha proliferado. Y así como la India y China han buscado diferentes matrices energéticas en respuesta a diferentes circunstancias, también las economías más desarrolladas han elegido diversas opciones de generación que reflejan sus necesidades. Aunque Arabia Saudita y varios otros países del Medio Oriente han comenzado a invertir en energía solar, eólica e incluso nuclear para liberar valiosos recursos de petróleo y gas natural para la exportación, algunos países europeos como Alemania, Francia y España también lo han hecho para lograr ambiciosos objetivos climáticos. Lo que une a estos productores de energía no son los tipos de combustibles que están adoptando ni sus razones para hacerlo, sino el hecho de que están cada vez más dispuestos a cambiar la composición de sus carteras de combustibles.

En quinto lugar, al panorama energético de hoy en día regularmente todavía le dan forma fuerzas ajenas al mercado: las guerras, el terrorismo, las luchas civiles y las alianzas cambiantes continúan afectando el precio y la disponibilidad de los recursos energéticos. Como era de esperarse, el Medio Oriente sigue siendo el escenario donde tienen lugar muchas de estas fuerzas. Además de los desacuerdos estratégicos casi perpetuos dentro de la OPEP, la relación tensa y cada vez más hostil entre Irán y Arabia Saudita ha exacerbado las divisiones geopolíticas. Aunque ambas naciones comparten nominalmente un interés común en preservar el poder de fijación de precios de la OPEP, las disputas relacionadas con la religión, el conflicto en Yemen, el destino de sus respectivos grupos paramilitares en el Irak posguerra y el programa nuclear de Irán siguen manchando la relación entre los dos mayores productores de la región. A nivel mundial, la tensión y las guerras paramilitares en lugares como el Kurdistán, Corea del Norte, Siria, Venezuela y Yemen representan un horizonte geopolítico cada vez más precario.

En sexto lugar, tenemos que ya no es posible que la mayoría de las partes de la cadena de valor de la energía ignoren el cambio climático y el creciente aparato de política que lo rodea. Por un lado, la amenaza que representa el cambio climático no es nada nuevo, particularmente dentro de la comunidad científica. Si bien existen disputas académicas sobre la manera exacta en que los combustibles fósiles contribuyen al calentamiento global, su existencia ya no se cuestiona seriamente, con el estudio de Cook y sus colegas que muestra que “entre

12 World Bank, “Data Bank: Renewable Electricity Output (% of Total Electricity Output),” recuperado el 20 de marzo de 2018, <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.RNEW.ZS?view=chart>.

los trabajos que expresaron una postura sobre el Calentamiento Global Antropogénico (AGW, por sus siglas en inglés), el 97.1 por ciento respaldó la consenso científico”¹³ y el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático declaró en su informe de 2013 que el organismo estaba “95 por ciento seguro de que los humanos son la principal causa del calentamiento global actual”.¹⁴ Lo que es más novedoso es la creciente aceptación de las preocupaciones climáticas dentro de las salas de juntas de las compañías productoras de energía tradicionales. Aunque muchas compañías de petróleo, gas y carbón vieron con satisfacción la victoria del presidente Donald Trump en las elecciones de 2016, no alteraron de manera fundamental sus panoramas de inversión. Si bien estas empresas están más que felices de contar con regulaciones ambientales más flexibles, pocas esperan que este indulto sea algo más que temporal, y se preparan en consecuencia a medida que los llamados de impuestos al carbono, regímenes de límites máximos y comercio e incluso boicots absolutos han continuado con un crecimiento más fuerte en la mayoría de los países. Cuando esto se combina con el potencial de tecnologías más verdes para reemplazar el sistema energético prevaiente, es probable que el cambio climático influya en la forma en que se desarrollan los mercados energéticos.

Finalmente, los mercados energéticos se han interconectado mayormente con los mercados financieros, cambiando no solamente cómo se compra y vende la energía, sino también cómo se evalúan, financian y desarrollan las inversiones en energía. La financiarización generalmente se ha producido como resultado de dos fenómenos relacionados: (1) el desarrollo de nuevos instrumentos financieros, tales como futuros y opciones, derivados del comercio físico de productos básicos; y (2) la inversión de ganancias derivadas de la energía en activos financieros.¹⁵

En cualquiera de estas métricas, la financiarización se ha intensificado desde la Gran Recesión, con el número total de contratos de interés abierto, es decir, opciones y futuros, sobre el crudo ligero y dulce cotizado en la Bolsa Mercantil de Nueva York, que creció de un promedio de poco más de 61 millones de bpd en 2006 a alrededor de 98 millones de bpd en 2017. Este aumento ha reducido el número de barriles físicos producidos en los EE.UU. por un factor de casi 10 a 1.¹⁶ Pero aunque este cambio ha sido significativo, hay poco consenso sobre lo que realmente significa para los precios y las compañías. Por un lado, se cree que la proliferación de derivados basados en energía y otros instrumentos financieros ha “profundizado” los mercados del petróleo y (en menor medida) del gas natural al proporcionar mayor liquidez a los tenedores de activos financieros vinculados a la energía y al expandir el conjunto de posibles contrapartes para que las compañías se involucren en coberturas de riesgos y otras prácticas de gestión de riesgos.¹⁷ Por otro lado, algunos han sugerido que la incorporación de

13 Benjamin John Floyd Dean, “Comment on ‘Quantifying the Consensus on Anthropogenic Global Warming in the Scientific Literature,’” *Environmental Research Letters* 10, no. 3 (2015): 3.

14 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2013: The Physical Science Basis* (Geneva, IPCC, 2013), www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/.

15 Franco Ruzzenenti, “Changes in the Relationship between the Financial and Real Sector and the Present Economic Financial Crisis: Study of Energy Sector and Market,” Working Paper 105, Financialisation, Economy, Society & Sustainable Development (FESSUD) Project, Abril 2015, http://fessud.eu/wp-content/uploads/2015/03/FESSUD_Working-Paper-Series-D-3-08-final-working-paper-105.v2.pdf.

16 Computed as the change in “CRUDE OIL, LIGHT SWEET – NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE” Open interest all. Assumes a 10 million bpd production statistic for 2017. Data from the U.S. Commodity Futures Trading Commission’s. Disaggregated Futures-and-Options Combined Reports.

17 Brian J. Henderson, Neil D. Pearson y Li Wang, “New Evidence on the Financialization of Commodity Markets,” *The Review of Financial Studies* 28, no. 5 (Mayo 2015): 1285–1311.



los mercados de productos básicos en el ecosistema financiero más amplio podría aumentar la probabilidad de una falla sistemática mayor en el mercado, ya que el rendimiento de los activos energéticos estaría cada vez más vinculado al rendimiento de los activos no energéticos.¹⁸ En otras palabras, al igual que la creación y propagación de valores respaldados por hipotecas vinculó el desempeño de una pequeña parte del mercado de la vivienda a clases de activos que de otra manera no estaban relacionados, también la expansión de productos financieros vinculados a productos básicos podría someter los mercados de energía a fluctuaciones en los mercados solamente tangencialmente relacionados con la energía.

Sistemas de energía del futuro: detalles de las perspectivas

¿Qué podemos decir de su futuro? Un punto de partida favorito para muchos analistas de energía son las publicaciones emblemáticas de los principales analistas sobre la energía, a saber, la Prospectiva de la Energía Mundial de la Agencia Internacional de Energía (IEA), la Prospectiva de la Energía Internacional de la Administración de Información sobre Energía de los EE.UU.

Fundamentalmente, ninguna de estas organizaciones ofrece predicciones sobre el futuro; más bien, proporcionan proyecciones. Esta diferencia puede parecer pedante, pero es primordial tener en cuenta que sus proyecciones son lo que podría suceder dado un conjunto de circunstancias específicas en diferentes escenarios, y que un cambio en cualquier suposición puede alterar dramáticamente sus resultados. Como explicó el primer administrador de la EIA, Lincoln Moses, cuando un senador lo presionó para que dejara de lado de las advertencias e hipótesis y se basara en los hechos, “senador, no hay hechos sobre el futuro”.¹⁹

Sin embargo, incluso si no hay hechos sobre el futuro, la comparación de las distintas perspectivas revela la recurrencia sobre temas que informan acerca la visión del consenso actual sobre el desarrollo futuro de los sistemas energéticos. Lo primero y más importante es la cuestión de la demanda futura de energía. En este sentido, las tres organizaciones parecen estar de acuerdo con las proyecciones de referencia entre la fecha actual y el año 2040, donde la IEA proyecta un aumento del 30 por ciento en la demanda total de energía en el mundo en su Nuevo Escenario de Políticas, la EIA un aumento del 28 por ciento en su Caso de Referencia, y BP aproximadamente un incremento del 33 por ciento en su caso de Transiciones en Evolución. Como señala la IEA, aunque este crecimiento es más lento que en décadas anteriores, todavía representa una cantidad tremenda de energía nueva, equivalente a “agregar otra China e India a la demanda mundial actual”.²⁰ Las evaluaciones también coinciden en general con respecto a los cambios probables en la composición geográfica de este crecimiento, es decir, la creciente importancia de las economías en desarrollo. Según la IEA y BP, se espera que alrededor de dos tercios del crecimiento proyectado en la demanda de energía para 2040 sea impulsado por la India, China y otras economías asiáticas en desarrollo, y la EIA proyecta un aumento del 41% en demanda de energía no perteneciente a la OCDE, en comparación con un aumento del 9 por ciento en los países de la OCDE.

18 Daniel P. Ahn, “Improving Energy Market Regulation: Domestic and International Issues” working paper, Council on Foreign Relations, Febrero 2011, www.cfr.org/sites/default/files/book_pdf/CGS-IIGG_WorkingPaper12_EnergyMarkets.pdf.

19 19 John Dingell, “Plug-In Electric Vehicles 2008: What Role for Washington?,” Brookings Institution, 11 de junio de 2008, www.brookings.edu/events/plug-in-electric-vehicles-2008-what-role-for-washington/.

20 20 International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2017: A World in Transformation* (Paris: IEA, 2017), 23, www.iea.org/weo2017/.

No hay un acuerdo en las tres evaluaciones sobre el tema clave de la “demanda pico de petróleo”; en esencia, la cuestión de si y cuándo el consumo mundial de petróleo comenzará a disminuir. Tanto la IEA como la EIA no pronosticaron un pico en la demanda de petróleo para 2040, pero BP sugiere que la demanda de petróleo se estabilizará en un punto alto para 2030 antes de comenzar a disminuir a partir de mediados de la década de 2030. Esta divergencia refleja parcialmente sus diversas evaluaciones del futuro de las energías renovables, en particular la capacidad de los vehículos eléctricos para reemplazar a sus competidores que funcionan con gasolina y diesel. Aunque la perspectiva de la EIA no contiene proyecciones para el número de vehículos eléctricos, sí lo hacen las perspectivas de la IEA y BP, donde BP estima 323 millones de vehículos eléctricos en las calles para 2040 en comparación con los 277 millones que la IEA estima.

Del mismo modo, BP es más optimista que sus pares, particularmente que la EIA, en cuanto a la velocidad del crecimiento de las energías renovables. Según estimaciones de la compañía, las energías renovables deben crecer a una tasa anual de alrededor del 7.0 por ciento entre 2016 y 2040, en comparación con las estimaciones de la IEA de 6.5 por ciento y las de la EIA de 4.5 por ciento. Estas opiniones sobre la velocidad de despliegue de las energías renovables también se incorporan a sus perspectivas sobre el futuro de la matriz de combustibles del mundo. Cabe destacar que las tres organizaciones están de acuerdo en que la energía del mundo se suministrará cada vez más en forma de electricidad, aunque no están de acuerdo en cuanto a la velocidad de la transición, ya que la IEA prevé un crecimiento anual del 2.0 por ciento en la demanda de electricidad, la EIA del 1.3 por ciento y BP del 2.01 por ciento. Este crecimiento refleja varias dinámicas subyacentes. En primer lugar, y como se indicó anteriormente, la mayoría de los analistas espera que el transporte impulsado por petróleo se convierta en un impulsor relativamente menos importante de la demanda de energía, debido en gran parte a las mejoras en la eficiencia del combustible de los motores de combustión interna y la creciente competitividad de los vehículos eléctricos. En segundo lugar, las economías en desarrollo en general tienden alejarse de las industrias que consumen mucha energía, como la manufactura, y se inclinan por industrias basadas en servicios menos intensivas. Como resultado, se espera que la disminución relativa de la demanda en el sector del transporte sea más que compensada por un aumento en la demanda comercial y residencial que dependen más de la electricidad que de otras formas de energía. También se espera que la fuente de esta electricidad cambie. Aunque las plantas de carbón históricamente han proporcionado la mayor fuente de generación, se espera que la demanda de carbón se estanque o se mantenga en el mismo nivel en los tres pronósticos principales, donde la EIA pronostica la demanda pico de carbón entre 2020 y 2025, y BP en algún punto entre 2020 y 2030. Incluso en la estimación de la IEA, que pronostica un crecimiento lento pero positivo en la demanda de carbón al menos hasta 2040, el carbón es al que más mal le va de los distintos tipos de combustibles, con una caída de su participación en la producción de electricidad del 44.2 por ciento en 2016 al 33.1 por ciento en 2040. Sin embargo, el probable destino del carbón contrasta completamente con el del gas natural. Reforzado por el aumento de la producción no convencional de los EE.UU., las estructuras contractuales cada vez más atractivas y la intensificación de las preocupaciones medioambientales, se espera que el gas natural mantenga su posición relativa en el sector de la energía eléctrica, incluso cuando otros combustibles fósiles sean gradualmente reemplazados por las energías renovables. También se espera que la demanda de gas natural crezca significativamente en términos absolutos, ya que BP prevé un crecimiento del 51 por ciento en el consumo total entre 2016 y 2040, en comparación con un crecimiento estimado del 43 por ciento por parte de la EIA y del 45 por ciento según estimaciones de la IEA.



Finalmente, y a pesar de las disminuciones relativas tanto del carbón como del petróleo, las tres proyecciones comparten una visión relativamente pesimista sobre la capacidad del mundo para combatir el cambio climático. Según la EIA, se prevé que para el año 2040 las emisiones anuales de dióxido de carbono (CO₂) alcanzarán los 39,318 millones de toneladas métricas (MMmt), una estimación comparable a la de la IEA de 35,642 MMmt y a la de BP de 36,776 MMmt. Todas estas cifras superan con creces el nivel aproximado de 18,000 MMmt que calcula la IEA que sería necesario para mantenerse en la trayectoria correcta para lograr los objetivos climáticos establecidos en el Acuerdo de París y los ODS de la ONU.²¹ De manera crucial, aunque las tres estimaciones esperan que las emisiones del mundo desarrollado disminuyan, en gran parte debido a la mayor eficiencia energética y al abandono de la electricidad generada a partir de carbón, se prevé que estas reducciones serán más que sobrepasadas por el aumento de las emisiones de las economías del mundo que se están industrializando rápidamente.

Sistemas energéticos del futuro: competencia, consumidores y crisis

El análisis de las áreas de consenso relativo entre los principales pronósticos sobre la energía nos ha brindado información sobre los impulsores internos y externos que le dan forma a nuestra visión del futuro de la energía. Pero quizás de mayor valor sean las áreas de incertidumbre relativa, las incógnitas conocidas. Más allá de los fundamentos económicos básicos se encuentran los factores menos tangibles que también darán forma al panorama energético en las próximas décadas. De estos factores, tres de ellos parecen merecer atención especial: los cambios en la naturaleza de la competencia, las preferencias e identidades en evolución de los consumidores de energía y las crisis.

Aunque pudiera parecer extraño incluir la competencia en esta lista, la competencia, por supuesto, no es de ninguna manera ajena al mundo de la energía. Pero lo que podría ser nuevo es el medio por el cual las compañías y los países compiten por combustibles, mercados y tecnologías específicos. Los productores de energía enfrentan condiciones de suministro más abundantes y, por extensión, precios más bajos. Como lo señaló el principal economista de BP, Spencer Dale, en la Prospectiva de Energía de BP, la competencia en un mundo de abundante oferta y cambio tecnológico significa que la competencia por la participación en el mercado dentro de una categoría de combustible dada será tan dura como lo será entre combustibles. La amenaza disruptiva que representan las nuevas tecnologías y los nuevos modelos de negocios intensificará incluso más la competencia.

Una de las áreas en la que esta competencia es más feroz es en el mercado petrolero. Si bien es probable que la primacía del petróleo disminuya en el futuro, el petróleo seguirá siendo un recurso vital para muchos países y sectores económicos productores de petróleo. Con el advenimiento de la producción de petróleo de formaciones compactas de los EE.UU. y las dificultades económicas inminentes, los mercados petroleros están entrando en un nuevo ciclo con elementos estructurales que son fundamentalmente diferentes a los de años anteriores.

Si bien las proyecciones y los escenarios del precio del petróleo para la próxima década varían, muchos se agrupan en torno a un escenario básico de “más bajo por más tiempo” definido por una trayectoria de precios más bajos (\$50-\$60 por barril)²² interrumpida por episodios ocasionales de volatilidad, un entorno de precios similar al de la década de 1980. Si esto ocurriera, el financiamiento sería más estricto para las compañías petroleras, en

21 Ibid., 33 y 651.

22 Ibid.

particular para las compañías petroleras nacionales (CPN) públicas que podrían verse obligadas a adoptar nuevas estrategias para atraer capital de las compañías petroleras internacionales (CPI) de propiedad privada u otras CPN. Hay diversidad incluso entre las propias CPN, desde campeonas de vanguardia como Statoil de Noruega hasta organizaciones con grandes desafíos como PDVSA de Venezuela, pero muchas están mal posicionadas para un escenario de “más bajo por más tiempo. Es posible que no hayan reinvertido las ganancias, y los gobiernos nacionales se han apoderado cada vez más de las ganancias de las CPN para compensar su déficit fiscal.

Las CPI se enfrentan a un futuro igualmente incierto. Si bien están menos limitadas por los caprichos políticos de los gobiernos locales, solamente tienen una parte modesta de las reservas mundiales, y la IEA ha llegado a la conclusión que “en general, casi el 80% de las reservas probadas más probables del mundo, incluido el petróleo convencional y el petróleo no convencional, son controladas por las compañías petroleras nacionales... o sus gobiernos anfitriones” y que estos activos controlados por las CPN son generalmente “aquellos con los costos de producción y desarrollo promedio más bajos”.²³ Como resultado, es probable que las CPI profundicen en el petróleo de formaciones compactas de los EE.UU. (desplazando así a los independientes) o que inviertan más en activos en poder de las CPN o los miembros de la OPEP. A largo plazo, esta opción de ir al extranjero en busca de costos de producción más bajos podría coincidir con la posible disminución de la reinversión de las CPN, lo que podría permitir que las CPI aprovechen la participación de mercado de las CPN que son las operadoras principales en algunos países ricos en recursos.

Sin embargo, las reservas no serán lo único sobre lo que compitan las compañías, y es probable que tanto las CPI como las CPN luchen no solo para mantener su posición en mercados desarrollados relativamente estancados, sino también para apoderarse de la participación de mercado en los mercados en expansión de los países en vías de desarrollo. Con un crecimiento rápido, ingresos crecientes y poblaciones en auge, los mercados en desarrollo son atractivos tanto para las CPN como para las CPI. Estas compañías pueden forjar nuevas relaciones con los gobiernos en estas áreas, en muchos casos probablemente con el respaldo de sus respectivos países de origen. Los nuevos vínculos comerciales entre las compañías (particularmente las CPN) y los gobiernos podrían intensificar las relaciones geopolíticas no energéticas en la región, como lo demuestra el ritmo cada más rápido de los acuerdos entre las CPN de Asia y el Medio Oriente para asegurar relaciones de oferta y demanda a través de inversiones en la fase intermedia y fase ulterior de la cadena de producción. Algunos ejemplos de este tipo de asociación incluyen el posicionamiento de acciones con miras hacia el futuro y la compra de refinerías en China y el Sudeste de Asia por parte de Arabia Saudita, pero también la reciente racha de compras de activos de la India en la fase ulterior de la cadena de producción por parte de Rusia.

Este “pivote Este” colectivo puede parecer simplemente un negocio como de costumbre para muchos en el sector energético, pero las posibles implicaciones geopolíticas podrían ser profundas en un momento de integración económica regional asiática y el despertar de una nueva era del poder persuasivo de China.

Pero el poder explicativo de la competencia tiene sus límites. Incluso las CPN y las CPI más competitivas podrían verse sorprendidas por un cambio repentino en la demanda de sus productos. Si bien los factores determinantes de la demanda varían según el producto en cuestión, un elemento común clave son los consumidores, y es probable que los consumidores de energía tengan demandas futuras significativamente

23 23 IEA, *World Energy Outlook 2013* (Paris: IEA, 2013), 432, www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013.pdf.



diferentes. Como evidencia, solo hay que voltear a ver a China para ver lo rápido que puede cambiar el perfil de demanda de un país. Si bien el país es a nivel mundial el mayor consumidor de carbón y el mayor emisor de CO₂, también es el que más invierte en energía renovable, y hoy es líder mundial en la producción de baterías de ion litio, turbinas eólicas y celdas de energía solar fotovoltaica.²⁴ Un análisis de las fuerzas exactas que motivan la política energética china no está dentro del alcance de este capítulo, pero muchas, tal vez la mayoría, tienen sus raíces en la demanda de los consumidores chinos. Si bien el precio y la confiabilidad siguen siendo las preocupaciones dominantes para muchas economías en desarrollo, incluida China, el ejemplo de China muestra qué tan mutables pueden ser estas prioridades y qué tan rápido pueden afirmarse las consideraciones sociales y ambientales.

Sin embargo, los deseos de los consumidores no son la única variable. Está claro que las ubicaciones geográficas de los consumidores también serán diferentes. Aunque el mundo desarrollado aún consume alrededor del 40 por ciento de la energía del mundo, a pesar de que representa solamente poco más del 17 por ciento de su población,²⁵ se planea que su demanda de energía se reduzca en un 0.1 por ciento por año en promedio entre la fecha actual y el año 2040, a diferencia del crecimiento de más del 1.6 por ciento por año de las economías en desarrollo. Para poner esto en perspectiva, se prevé que la demanda de energía de los países en desarrollo crecerá en una cantidad igual a toda la energía consumida por los EE.UU., dos veces. En consecuencia, las compañías energéticas están apostando por el mundo en desarrollo, y en 2016 la inversión en energía en las economías en desarrollo superó la inversión en economías desarrolladas por más de \$263 mil millones. Está claro que este cambio representa una desviación del presente, pero también plantea una pregunta clave: ¿los consumidores en los países en desarrollo consumirán energía de la misma manera que sus contrapartes en el mundo desarrollado? Incluso si uno toma en cuenta el componente del tiempo (el hecho de que las preferencias de los consumidores evolucionan inevitablemente como resultado de las nuevas tecnologías u otras fuerzas), no está claro si el consumo será similar. Por ejemplo, no es irrazonable imaginar que los consumidores en estos países puedan tener diferentes expectativas de energía: por ejemplo, es probable que tengan diferentes necesidades de calefacción o refrigeración, diferentes preferencias de transporte (vehículos de dos o tres ruedas) o diferentes tolerancias para las externalidades relacionadas con la energía.

El factor final es el de las crisis. Como se mencionó anteriormente, al sector energético a menudo le dan forma accidentes, incidentes o conflictos difíciles de predecir que cambian la forma en que los países producen, comercializan y consumen energía. Algunos ejemplos recientes incluyen el derrame de petróleo de Deepwater Horizon de 2010, el desastre nuclear de 2011 en Japón, la anexión de Crimea en Rusia en 2014 y la serie de sanciones contra Irán para facilitar la negociación sobre su programa de armas nucleares. Aunque es aún más difícil predecir las crisis geopolíticas que determinar los roles futuros de la competencia y los consumidores, es probable que ocurran crisis. En la etapa geopolítica, es muy probable que las relaciones internacionales sigan siendo moldeadas por el “surgimiento del resto”,²⁶ y EE.UU. es un país que se verá cada vez más obligado a buscar coaliciones de ideas afines para lograr sus objetivos en el ámbito internacional. Esto debe proporcionar

24 Tim Buckley y Simon Nicholas, *China's Global Renewable Energy Expansion: How the World's Second-Biggest National Economy is Positioned to Lead the World in Clean-Power Investment* (Cleveland: Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2017); y Michael Liebreich. “Bloomberg New Energy Finance Summit” presentation, New York, 25 de abril de 2017.

25 World Bank. Measured as OECD share of final energy consumption and total population.

26 Véase Fareed Zakaria, *The Post-American World* (New York: Norton and Co., 2008).

una amplia oportunidad para que otras potencias afirmen sus intereses. Rusia, por ejemplo, probablemente continuará avanzando en su política exterior revanchista mientras se mantiene fundamentalmente débil internamente, con una economía en dificultades, un entorno político fraccionado y una creciente resistencia a sus tendencias autoritarias. China, por su parte, continuará con su ascenso, mientras lucha por conciliar su ascenso con las reivindicaciones contrapuestas de sus vecinos, particularmente las de una India cada vez más fuerte, y las crecientes expectativas de sus ciudadanos.

Estas posibles fallas en la geopolítica de gran potencia serían lo suficientemente malas si no fuera por los desafíos internos que cada vez más enfrentan los gobiernos. Los gobiernos de todo el mundo se enfrentan a la oposición interna con respecto a la inmigración y el libre comercio, las amenazas de radicalización y terrorismo, el aumento de la población y el aumento en el gasto gubernamental. Estas fuerzas a menudo parecen estar separadas de la geopolítica, pero restringen los recursos y la capacidad del gobierno. Gestionar estos desafíos dentro del propio país mientras se trabaja a un entorno mundial complejo ya es una propuesta incierta, y es poco probable que el futuro sea diferente. Es difícil decir con algún grado de certeza qué problemas nacionales afectarán a los futuros sistemas energéticos, dos de ellos son particularmente dignos de seguimiento. El primero es el futuro del comercio, aunque la mayoría de las disputas comerciales de hoy en día se relacionan con los productos fabricados y la propiedad intelectual, la energía sigue siendo el recurso más comercializado del mundo, y los ajustes a los regímenes comerciales de productos aparentemente no relacionados pueden tener importantes implicaciones para los mercados energéticos. Queda por verse si la reacción actual contra el comercio continuará, pero la complejidad y eficacia cada vez mayores de las sanciones sugieren que es poco probable que desaparezcan las interrupciones del comercio internacional por motivos políticos. El segundo problema es que los gobiernos deberán lidiar con los daños causados por desastres naturales y el cambio climático, antropogénico o de otro tipo. Dado que es probable que estas tendencias continúen, la necesidad de proteger de manera más adecuada a las comunidades y los activos solo crecerá.

Estos factores menos tangibles de la competencia, los consumidores y las crisis ofrecen un complemento natural a los pronósticos más tangibles de los principales analistas. Sugieren que, aunque nuestra capacidad para predecir correctamente el futuro de los mercados energéticos continuará siendo falible, es probable que ciertas fuerzas estén presentes. La importancia creciente de los consumidores no pertenecientes a la OCDE está prácticamente asegurada, y un futuro con energía abundante, pero con restricciones de CO₂, parece ser lo más realista. Los cambios en el panorama energético son, y seguirán siendo, impulsados por complejos factores económicos, tecnológicos, políticos y geopolíticos. Ningún impulsor dominará y en los próximos años probablemente se verá una mayor competencia, las prerrogativas de los nuevos consumidores y las acciones de los gobiernos y las compañías que buscan evitar y responder a las crisis potenciales. Como resultado, ningún país o fuente de energía está destinado a ganar; en esta etapa, la agilidad, la flexibilidad y la gestión de riesgos serán clave.

Cambios de paradigma y conflictos políticos: La historia de la segunda revolución energética de México

Duncan Wood, Director, Instituto México, Centro Woodrow Wilson

Jeremy Martin, Vicepresidente, Energía y Sustentabilidad, Instituto de las Américas

Introducción

La historia del cambio de paradigma de México en la política energética es sin duda extraordinaria. La amplitud y la profundidad de la reforma, la ruptura dramática con el pasado y el impacto positivo a largo plazo en la economía de México son sin duda notables, pero la historia del proceso político también es digna de reconocimiento. Una cuestión que durante mucho tiempo había parecido difícil de resolver, una en la que el único consenso parecía ser que el cambio era imposible, avanzó repentinamente a una velocidad vertiginosa en 2013, lo que resultó en una reforma constitucional en diciembre de ese año y una legislación secundaria o de implementación en agosto de 2014. La audacia y el ritmo del proceso de reforma naturalmente significaron que la legislación final estaba lejos de ser perfecta. Pero la reforma es un ejemplo sorprendente de lo que puede suceder cuando las fuerzas políticas y los principios económicos se alinean. Por esa razón, 2013 se mantendrá como un hito en la historia de México.

Sin embargo, el año o el momento de los debates y las decisiones sobre la reforma no cuentan la historia completa. México había estado luchando por la reforma energética durante décadas, y antes de 2013 hubo varios intentos fallidos o parciales de modernizar el sistema. Lo que sigue en este capítulo es la historia de esos esfuerzos y cómo contribuyeron a las modificaciones al marco legal de México que llegaron a ser conocidas como la “madre de todas las reformas”.

Aprobación

Días de expectativa se acumularon, desde que el presidente Enrique Peña Nieto y su administración presentaron al Congreso de la Unión la versión final de la propuesta que por mucho tiempo había sido imposible para enmendar la Constitución mexicana con el fin de permitir la participación privada en el sector energético. Aunque se llamó una propuesta de reforma energética, el público se obsesionó en gran medida con los elementos destinados a abrir el sector petrolero del país. De hecho, la pregunta sobre cómo las enmiendas constitucionales afectarían a Pemex (Petróleos Mexicanos), la compañía petrolera nacional, pronto se convirtió en el centro de la mayoría, si no es que de todo, el análisis y el debate sobre las reformas propuestas.

La mañana del 16 de diciembre de 2013, todos los ojos estaban puestos sobre la legislatura en el estado de San Luis Potosí. Para ese momento, 16 de los 32 estados mexicanos habían votado a favor de las enmiendas constitucionales, y un voto más a favor aseguraría la mayoría requerida. Después de una sesión durante toda la noche que se extendió desde el domingo hasta la mañana del lunes, la legislatura de San Luis Potosí votó

contundentemente a favor de las enmiendas constitucionales y las medidas de reforma. La aprobación legislativa a nivel nacional fue el último obstáculo para lo que muchos llamaban una decisión audaz por parte del gobierno de Enrique Peña Nieto tras un año en la presidencia.²⁷ Finalmente, 24 de los 32 estados y el distrito federal de México ratificarían la reforma.

La administración de Peña Nieto había pasado las semanas anteriores guiando con éxito la propuesta de reforma y las enmiendas constitucionales a través del Congreso de la Unión. A pesar de las esperadas protestas, recriminaciones, acusaciones de vendepatria y reclamaciones de legisladores, incluida la colocación de cadenas y candados en puertas y un diputado enfurecido al grado de quitarse la ropa en el estrado, Peña Nieto y su equipo habían demostrado ser mucho más políticamente adeptos que las administraciones anteriores. La reforma energética obtuvo la aprobación final en la Cámara de Diputados de México, 353 a 134, luego de haber obtenido una aprobación abrumadora en la Cámara de Senadores de 95 a 28 dos días antes.²⁸ La votación final confirmó la conveniente coalición de los partidos de centroderecha del país, el PAN (Partido Acción Nacional) y el PRI (Partido Revolucionario Institucional) de Peña Nieto.²⁹ Los líderes de ambos partidos habían estado negociando los términos finales y el alcance de la reforma desde que Peña Nieto asumió el cargo en diciembre de 2012, pero las negociaciones alcanzaron un nivel más expeditivo y serio cuando el PAN reveló sus propios esquemas para la reforma energética a finales de julio de 2013 y el PRI y Peña Nieto presentaron su propuesta de reforma en agosto. El 20 de diciembre de 2013, Peña Nieto firmó la ley y declaró enérgicamente: “Nosotros, los mexicanos, hemos decidido superar mitos y tabúes para dar un gran paso hacia el futuro”.³⁰ ¿Pero cuáles eran estos mitos y tabúes de los que hablaba Peña Nieto?

Mitos y tabúes: el pasado es prólogo

No hay duda de que el sector energético, específicamente hablando del petróleo, ha sido el centro de atención en varios capítulos de la historia moderna de México. Durante la mayor parte de las últimas dos décadas, el panorama político de México ha sido dominado por tres partidos políticos principales: el PRI, el PAN y el PRD (Partido de la Revolución Democrática). Apenas recientemente MORENA (Movimiento de Regeneración Nacional), un partido disidente formado en 2012 por el leal veterano del PRD, Andrés Manuel López Obrador, emergió como un actor político clave. La naturaleza fragmentada y predominantemente tripartita de la política en México ha tenido importantes ramificaciones legislativas. Desde 1997, ningún presidente ha tenido una mayoría en el Congreso y, en consecuencia, las principales medidas de reforma fueron bloqueadas o diluidas.

27 “SLP también aprueba la Reforma Energética”, *SIPSE*, 16 de diciembre de 2013, <https://sipse.com/mexico/san-luis-potosi-tambien-aprueba-la-reforma-energetica-66434.html>.

28 “This Is How You’re Stripping the Nation! Mexican Congressman Takes off His Clothes in Angry Protest at Historic Energy Privatization Bill as Scuffles Break Out and Doors Barricaded,” *Daily Mail*, 12 de diciembre de 2013, www.dailymail.co.uk/news/article-2522868/Mexican-congressman-takes-clothes-angry-protest-historic-energy-privatization-scuffles-break-doors-barricaded.html; Richard Fausset and Tracy Wilkinson, “Mexico’s Congress Passes Energy Reform Bill,” *Los Angeles Times*, 12 de diciembre de 2013, www.latimes.com/world/la-fg-mexico-chamber-oil-20131213-story.html; and Miguel Gutierrez and Dave Graham, “Mexico Senate Passes Energy Bill; Leftists Seek to Derail,” Reuters, 11 de diciembre de 2013, www.reuters.com/article/us-mexico-reforms/mexico-senate-passes-energy-bill-leftists-seek-to-derail-idUSBRE9BA11120131211.

29 “Mexican Senate Passes Electoral Bill, Clearing Way for Energy Debate,” Reuters, 3 de diciembre de 2013, www.reuters.com/article/us-mexico-reforms-approval/mexican-senate-passes-electoral-bill-clearing-way-for-energy-debate-idUSBRE9B304Y20131204.

30 “Mexican President Signs Controversial Oil and Gas Law,” BBC News, 21 de diciembre de 2013, www.bbc.com/news/world-latin-america-25471212.

Durante décadas, en ningún punto este estancamiento fue tan evidente como en el sector energético de la nación y los esfuerzos por reformar Pemex de propiedad nacional.³¹

La expropiación y la creación de Pemex

El 18 de marzo de 2018 se celebró el 80º aniversario de la expropiación de las operaciones de compañías petroleras privadas extranjeras en México y los orígenes de la creación de Pemex. La decisión del presidente Lázaro Cárdenas de nacionalizar el sector petrolero de México en 1938 representó la ruptura del país con las compañías petroleras extranjeras, la mayoría de las cuales eran estadounidenses y británicas. Pemex, la nueva compañía nacional petrolera creada por el presidente Cárdenas, surgió como una clara muestra de la soberanía mexicana, y por muchos años se consideró como un modelo de cómo una nación podía tener un mayor control de sus recursos naturales. También generó un fuerte sentimiento de independencia en México.

El peso histórico y político de la nacionalización de la industria petrolera en México no puede ser subestimado. El 18 de marzo es una de las fechas históricas más importantes de la historia mexicana del siglo XX: el día es un día festivo federal en México y los libros de texto incluyen disertaciones sobre su importancia para la historia política del país. No es raro escuchar historias en México sobre cómo las familias respondieron al esfuerzo del Presidente Cárdenas donando reliquias familiares, ganado y ahorros como contribuciones para ayudar a financiar la creación de Pemex.

Las reformas constitucionales posteriores de 1938 y 1940, y particularmente las enmiendas de 1960 y 1983, consolidaron tanto la visión nacionalista central puesta en marcha por Cárdenas como el deseo político de reservar para Pemex el derecho exclusivo de administrar todas las actividades petroleras en México.³²

De hecho, Pemex se ha convertido en la materialización de ese fervor nacionalista. El petróleo, Pemex y la soberanía nacional están intrincadamente conectados. Se ha dicho que en México, el petróleo no es simplemente un compuesto químico, sino un elemento fundamental de la soberanía con un “significado casi religioso”. En pocas palabras, en México, el petróleo es parte del ADN nacional. Esta verdad política fundamental continúa afectando el desarrollo del enorme potencial de recursos petroleros de la nación y de Pemex al restringir la inversión privada (particularmente extranjera) en los aspectos más importantes de la industria petrolera de la nación.³³ La histórica decisión del presidente Cárdenas impregnó en los ciudadanos de México un sentimiento de propiedad del petróleo de la nación y un ferviente deseo compartido de mantener a Pemex en manos de la nación. Durante años, el petróleo, y específicamente los elementos constitucionales asociados con el mismo, fue una cuestión política polémica. Ningún político se atrevía a tocar el tema, y el arreglo se había desarrollado de manera bastante favorable para las arcas del gobierno federal.

Durante años, el legado del nacionalismo y la prohibición constitucional le negaron a Pemex oportunidades de asociación con firmas extranjeras e internacionales y le impidieron beneficiarse de un mayor acceso a tecnología,

31 Alejandro Chanona Burguete y Alberto Lozano Vázquez, “Mexico: Situation and Challenges of Energy Security and Environmental Sustainability at the Beginning of the Twenty-First Century,” in *Energy Security and Environmental Sustainability in the Western Hemisphere*, editado por Remi B. Piet, Bruce M. Bagley, and Marcelo R. S. Zorovich (Lanham, MD: Lexington Books, 2017), 81–111.

32 Diana Villiers Negroponete, “Mexico’s Most Critical Challenge: Energy Reform,” Brookings, 20 de noviembre de 2013, www.brookings.edu/opinions/questions-about-energy-reform-in-mexico/.

33 33 Ibid.

know-how y eficiencias fiscales y administrativas. A medida que la revolución de la lutita explotó, la producción de hidrocarburos no convencionales floreció en los EE.UU. y con nuevos desarrollos se buscó explotar los recursos disponibles en las aguas profundas del Golfo de México, los obstáculos de este aislamiento autoimpuesto se hicieron cada vez más evidentes. Las asociaciones multinacionales de todo el mundo, incluyendo varias compañías petroleras nacionales, han perforado y descubrieron importantes reservas de petróleo justo al otro lado de la frontera terrestre y marítima en los Estados Unidos, y México se ha quedado fuera.

Dada la creciente importancia del petróleo para México en la década de 1930, particularmente debido a importantes descubrimientos de recursos en los años previos a la nacionalización, los historiadores han señalado que las acciones de expropiación del presidente Cárdenas fueron nacionalistas, pero bastante racionales. La nacionalización fue una respuesta comprensible a varios desacuerdos con las compañías extranjeras que operaban en México en ese momento y el contenido de la constitución de 1917 con respecto al petróleo. Quizás igual de importante, la expropiación también vinculó directamente a Pemex con el PRI, consolidando las relaciones del partido con los sindicatos de trabajadores petroleros y los estados ricos en petróleo a lo largo del Golfo de México.

Durante la mayor parte de los 75 años posteriores, los gobiernos sucesivos del PRI colocarían a Pemex en el centro de su desarrollo económico y presupuesto. Aunque se puede ver que el vínculo directo entre Pemex y el PRI históricamente ha tenido gran influencia para evitar cambios o reformas, al mismo tiempo este vínculo le brindó al candidato del PRI, Enrique Peña Nieto, una posición favorable para las negociaciones: solo él, el líder del PRI nuevo y con visión hacia el futuro podría enfrentar a los fantasmas del pasado y superar la oposición a la reforma del sector energético y al cambio de Pemex.

Se acabó el petróleo fácil: la caída de la producción de petróleo y la maldición de Cantarell

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), México es el undécimo productor de petróleo del mundo. Sin embargo, sus fundamentos de mercado han estado cambiando rápidamente. Las caídas en la producción y el crecimiento de la demanda han provocado grandes desequilibrios, lo que ha conducido a la mayor parte de los debates de reforma y esfuerzos políticos de la última década.³⁴ Además, los datos publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) a principios de 2018 señalan que las reservas de petróleo del país disminuyeron en más del 7 por ciento con respecto al año anterior.³⁵ De hecho, una de las promesas centrales del gobierno reformista de Peña es que las reformas del sector energético dirigidas a Pemex y que permiten la inversión privada generen un aumento en la producción de petróleo de 500,000 barriles por día (bpd) para el final del sexenio de la administración en 2018.

¿Cuál es el motivo de este desequilibrio? En una palabra, Cantarell. A principios de la década de 1970, un pescador de nombre Rudesindo Cantarell, que operaba en la Bahía de Campeche, en la parte sur del Golfo de México, informó a la oficina local de Pemex que sus redes de pesca estaban siendo arruinadas por petróleo. Después de mayor investigación en la década de 1970, resultó que el campo petrolero Cantarell de Pemex era el

34 International Energy Agency (IEA), *Mexico Energy Outlook*, World Energy Outlook Special Report (Paris: Organization for Economic Cooperation and Development [OECD]/IEA, 2016), www.iea.org/publications/freepublications/publication/MexicoEnergyOutlook.pdf.

35 David Alire Garcia, "Mexico Oil Reserves Dip Again as Private Firms Begin to Contribute," Reuters, March 23, 2018, www.reuters.com/article/us-mexico-oil-reserves/mexico-oil-reserves-dip-again-as-private-firms-begin-to-contribute-idUSKBN1GZ2UY.

tercer yacimiento petrolero más grande del mundo, y con el respaldo de la producción de Cantarell, Pemex se convirtió en uno de los mayores exportadores de petróleo del mundo. La producción en Cantarell tuvo su gran auge hasta 2004, cuando alcanzó un máximo de 2.136 millones de bpd.³⁶

La importancia del impacto histórico y el legado de Cantarell es evidente en el sector petrolero mexicano hasta el día de hoy. Junto con la bonanza que este campo proporcionó, también sirvió para evitar que se notaran innumerables ineficiencias en la compañía petrolera nacional. Debido a lo prolífico que se volvió el campo de Cantarell, durante un tiempo Pemex y México no tuvieron que lidiar con las cuestiones más importantes de sus propias deficiencias, en particular con relación al desarrollo de la gestión fiscal de Pemex y su acceso al know-how y a la tecnología, cuestiones que se abordaban de maneras habitual en la industria petrolera. Cuando Cantarell comenzó su declive, fue de manera muy rápida y significativa. Para 2008, la producción de Cantarell había caído a poco más de 1 millón de bpd, y en el momento de la reforma energética, la producción del campo había caído a menos de 400,000 bpd. La pérdida de más de 1.7 millones de barriles por día de un campo es una estadística preocupante cuando se consideran las implicaciones para la producción en general y para los ingresos de Pemex y del gobierno.

Como lo confirma la reciente evaluación de la IEA sobre el petróleo mexicano, el problema no es la disponibilidad de recursos.³⁷ No se cuestiona el potencial geológico de México, particularmente en sus *plays* de petróleo y gas en aguas profundas poco exploradas y no convencionales. Lo que se cuestiona es el acceso a esas reservas, es decir, explorar, descubrir y producir comercialmente de tales reservas ha sido durante mucho tiempo el centro del debate nacional en México sobre el papel de Pemex y la opción de abrir la industria petrolera para que puedan participar compañías privadas y extranjeras.

Pemex, petróleo y presupuesto federal

Por fortuna, a pesar de ser un importante exportador de petróleo, México no ha sufrido los efectos prototípicos de la maldición de los recursos.³⁸ El petróleo como porcentaje de las exportaciones alcanzó su punto máximo en 1982 con un 77 por ciento y ha disminuido constantemente desde entonces, su exportación llegó debajo del 40 por ciento para 1988 y debajo del 15 por ciento para 1993; en la actualidad, el petróleo representa alrededor del 4 por ciento de las exportaciones totales de México.³⁹ La agresiva liberalización del comercio y del mercado de México ha llevado a un importante crecimiento en la fabricación y diversificación de los ingresos de exportaciones. Sin embargo, estas cifras no se relacionan adecuadamente con el efecto real que el petróleo ha tenido en México, al que podría llamársele la “maldición de Cantarell”.

Desde que comenzó a producir en 1979, se estima que el campo Cantarell por sí solo ha generado más de medio billón de dólares en ingresos para Pemex y México. La dependencia de México del petróleo y de su

36 Daniel Romo, “The Cantarell Oil Field and the Mexican Economy,” *Problemas del Desarrollo: Revista Latinoamericana de Economía* 46, no. 183 (Octubre-Diciembre 2015), https://probedes.iiec.unam.mx/en/revistas/v46n183/body/v46n183a6_1.php.

37 IEA, *Mexico Energy Outlook*.

38 Charles McPherson, “Governance, Transparency, and Sustainable Development,” in *Energy and Security: Strategies for a World in Transition*, editado por David L. Goldwyn and Jan H. Kalicki (Washington, DC; Baltimore: Woodrow Wilson Center Press; Johns Hopkins University Press, 2013), 444–65.

39 “Mexico Exports, Imports, and Trade Partners,” Observatory of Economic Complexity, MIT, 2018, <https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/mex/>.

compañía petrolera nacional, Pemex, para el presupuesto federal es bastante real; en muchos sentidos, el petróleo ha sido un salvavidas económico para el presupuesto nacional, que ha permitido a los gobiernos sucesivos evitar reformas fiscales y tributarias necesarias. Esta dependencia se extiende a los estados y municipios, que cuentan con transferencias federales para cubrir sus presupuestos. Según un análisis, el 89 por ciento del ingreso estatal actualmente proviene del gobierno federal. A medida que la industria petrolera de México creció, particularmente con el enorme descubrimiento del campo petrolero de Cantarell, el presupuesto federal desarrolló una dependencia del petróleo; hoy en día, aproximadamente el 30 por ciento de los ingresos del presupuesto federal provienen de Pemex.

Las interpretaciones del impacto económico y la “maldición” que Cantarell ha tenido, tanto para el desarrollo estructural de México como para Pemex, han variado enormemente. Esos análisis no serán revisados. Lo que es importante tener en cuenta es cómo la dependencia del recurso creada por Cantarell, a su vez, llevó a una mala gestión en el campo, así como a ineficiencias y, en última instancia, a una enorme carga fiscal sobre Pemex impuesta por el gobierno federal.⁴⁰ En un intento por maximizar lo que al principio era el campo altamente presurizado en Cantarell, Pemex perforó cientos de pozos, lo que creó una producción similar a una liberación descontrolada de petróleo crudo. El desarrollo de Cantarell finalmente llegó a un estado crítico de mala gestión debido a la tecnología ineficaz, los presupuestos de capital insuficientes y una presión intensa para producir la mayor cantidad de petróleo posible y maximizar su renta para las recaudaciones federales.⁴¹

Con el beneficio de la retrospectiva, Cantarell parece haber permitido a Pemex y a México eludir los desafíos que otras naciones enfrentaban en sus sectores petroleros. Estos problemas incluyen preocupaciones tales como atraer y administrar inversiones internacionales y colaborar con compañías petroleras internacionales, tratar con fuerzas laborales infladas, remediar graves ineficiencias administrativas y fiscales y abordar el problema más difícil de discutir: la corrupción. Una historia posiblemente apócrifa que circula en México durante varios años se refiere a una pregunta planteada a un alto funcionario del gobierno mexicano sobre el gigantesco campo: ¿Qué hubiera pasado si México nunca hubiera descubierto Cantarell? Su respuesta: “México probablemente sería uno de los países más desarrollados del mundo”.

Para una serie de gobiernos del PRI, el petróleo surgió como una forma importante de moneda fuerte, y en algunos casos las ganancias del petróleo fueron fundamentales en los esfuerzos para evitar una crisis financiera, como la crisis del peso de 1994. Después de que el Banco de México devaluara el peso a fines de 1994 en respuesta a una serie de problemas políticos y financieros que habían dejado a los mercados del país en crisis, México estaba al borde de incumplimiento de pago de la deuda externa. En enero de 1995, los EE.UU. proporcionaron un apoyo financiero internacional de aproximadamente \$50 mil millones. Las ventas de petróleo mexicano se utilizaron, con bastante éxito, como garantía para los aproximadamente 20 mil millones de dólares en créditos otorgados por EE.UU. a México, que en realidad se pagaron aproximadamente con tres años de anticipación.⁴²

40 Jeremy Martin, “Oil in Mexico & United States Energy Security: A Tale of Symbiosis,” *Journal of Energy Security*, 12 de enero de 2010, www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=224:oil-mexico-us-energy-security&catid=102:issuecontent&Itemid=355.

41 Romo, “The Cantarell Oil Field and the Mexican Economy.”

42 David E. Sanger, “Mexico Repays Bailout by U.S. Ahead of Time,” *New York Times*, 16 de enero de 1997, www.nytimes.com/1997/01/16/business/mexico-repays-bailout-by-us-ahead-of-time.html.



La mayor parte de la dependencia fiscal ha sido cubierta por, o quizás más precisamente, ha sido asignada a Pemex. De hecho, debido a las onerosas demandas fiscales que se le han impuesto, Pemex no ha podido administrar con éxito sus varios años de ganancias antes de impuestos y no ha obtenido ganancias desde 2006. A través de regalías e impuestos onerosos, durante años el gobierno federal ha exprimido a Pemex; la compañía paga impuestos de aproximadamente el 60 por ciento, aunque en algunos casos la tasa efectiva puede aumentar hasta el 100 por ciento.⁴³ Una revisión de las estadísticas del aumento del precio del petróleo en 2008 subraya el alcance de la dependencia fiscal de México en Pemex. A pesar de los precios récord del petróleo en 2008, Pemex perdió \$8.1 mil millones en ingresos de \$98 mil millones y pagó al gobierno federal \$57 mil millones en impuestos y regalías. Como resultado de su carga fiscal, Pemex no ha podido dirigir una inversión adecuada hasta hace poco, y se ha endeudado de manera considerable para cumplir con los requisitos. Puede que no haya un resumen más breve y claro del legado del gobierno mexicano y su compañía petrolera nacional que el expuesto por el informe conjunto de ITAM/Wilson Center *Un nuevo comienzo para el petróleo mexicano*, que señaló que “Pemex no opera bajo una lógica de generación de valor, sino de extracción de renta”.⁴⁴

Más allá del petróleo, la reciente evolución más amplia de la economía mexicana también genera debate. Desde su incumplimiento de pago de la deuda externa en 1982, México ha dado grandes pasos para abrir su economía y ha seguido una agenda agresiva de libre comercio. México ha reducido el papel del estado en la economía y ha adoptado mercados mundiales. México, Canadá y los Estados Unidos firmaron el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) en 1994. México también ha firmado tratados de libre comercio con otros más 40 países, y debido a sus agresivas políticas comerciales, el 90 por ciento del comercio se lleva a cabo bajo tratados de libre comercio.

Para muchos, las reformas económicas de México en las últimas dos décadas lo han convertido en un ejemplo del Consenso de Washington. México tuvo mucho éxito en reducir la inflación, privatizó una gran cantidad de empresas públicas ineficientes, aumentó su disciplina fiscal y redujo la carga de la deuda externa de la nación como porcentaje del producto interno bruto (PIB). Sin embargo, el crecimiento económico en México ha sido lento, si no es que deslucido. Un análisis del crecimiento del PIB per cápita destaca el desafío que enfrenta México: en América Latina, ha seguido el ritmo de Argentina, pero no de Chile o Brasil, y su crecimiento es muy inferior al del sudeste asiático y Europa central y oriental. A pesar de sus reformas económicas, sus logros no han sido suficientes en términos de crecimiento por una variedad de motivos, específicamente por la provisión deficiente de crédito, la persistencia de la informalidad, el control de los mercados de insumos clave por parte de las élites, la ineficacia continua de la educación pública, el papel de China como competencia en productos de exportación y la vulnerabilidad a situaciones adversas externas.

Parte de la razón de este retraso en la competitividad y la productividad es que la revolución en las relaciones comerciales de México y su industria manufacturera contrasta con la prolongada negativa de hacer lo mismo en el sector energético. Muchos en México han comentado que hasta las reformas de 2013-2014, la economía de México había sido modernizada sólo en parte, y que las fallas del sector energético, en términos de disminución de la producción de petróleo y precios de la electricidad no competitivos para los consumidores industriales

43 ITAM and Mexico Institute, *A New Beginning for Mexican Oil: Principles and Recommendations for a Reform in Mexico's National Interest* (Washington, DC: ITAM/Wilson Center, Noviembre 2012), www.wilsoncenter.org/sites/default/files/wood_new_beginning_mexico.pdf.

44 Ibid.

fueron uno de los principales obstáculos que limitaron la prosperidad de México. El problema era que resultaba imposible llegar a un consenso sobre cómo resolver estos problemas.

Intentos de reforma anteriores

La administración de Peña Nieto no fue la primera en intentar reformar el sector energético mexicano. Anteriormente, en la administración del presidente Carlos Salinas de Gortari (1988 a 1994), hubo intentos de modernizar el sector e inyectar mayores niveles de participación privada. Si bien Salinas de Gortari no pudo abrir el sector de hidrocarburos, sí logró asegurar una apertura parcial del sector de la electricidad a través de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992. Esa legislación hizo cinco exenciones a la posición de monopolio de los generadores de energía eléctrica públicos, lo que permitía generadores de energía privados por los siguientes motivos:

- Para contratos de autoabastecimiento
- Por cogeneración
- Para la venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE)
- Como pequeños productores de energía eléctrica (menos de 30 megavatios (MW) de capacidad)
- Para importación o exportación

Estas cinco excepciones, en particular la primera y la tercera, más tarde demostraron ser de vital importancia para ayudar a México a satisfacer la creciente demanda de electricidad y proporcionar acceso a electricidad más barata y energía verde para las empresas privadas. Igualmente importante, se destacó la diferencia en el nivel de sensibilidad política entre la electricidad y el petróleo en México.

El 2 de febrero de 1999, el presidente Ernesto Zedillo intentó lograr mayores avances con la reforma. Propuso una reforma de los artículos 27 y 28 de la Constitución para permitir mayores oportunidades para la inversión privada en el sector eléctrico y, fundamentalmente, la participación privada en la exploración, producción y procesamiento de petróleo. Esa propuesta, que llegó en un momento de profundas divisiones en la política mexicana, fue rechazada tan rotundamente por el PRD y el PAN que Zedillo desistió de sus planes.

La administración del PAN de Vicente Fox (2000 a 2006) también intentó abrir el sector a la inversión privada. Aunque algunos miembros del PRI apoyaron sus propuestas, Fox también dejó de lado la presentación de propuestas más ambiciosas para la liberalización del petróleo y el gas después de que el PRD y muchos legisladores del PRI rechazaron sus intentos de abrir el sector de la electricidad.

Lo que estos tres esfuerzos anteriores muestran es que los gobiernos mexicanos tradicionalmente han considerado los intentos de abrir el sector de la electricidad como una posible puerta trasera hacia la conversación aparentemente intratable sobre la apertura de la industria de los hidrocarburos a la inversión privada. Sin embargo, las profundas divisiones de la política y la ideología de los partidos mexicanos impidieron que esos intentos siguieran avanzando.

Preparando el camino: la reforma energética de 2008

En diciembre de 2006, Felipe Calderón, quien había servido como secretario de energía de su predecesor, Vicente Fox, asumió la presidencia con un claro entendimiento de los problemas y desafíos de la dependencia



fiscal en el petróleo de México y el pesado legado político en Pemex. Él estaba muy al tanto de las inquietantes señales en torno a las cifras de la producción y del presupuesto de la compañía petrolera nacional. Al final de la administración de Fox, los profundos problemas de Pemex, desde tecnológicos hasta financieros, así como desde la corrupción profundamente arraigada hasta los problemas laborales, se estaban convirtiendo en una cuestión de urgencia nacional. Los secretarios de energía, Elizondo y Canales, hablaron elocuentemente sobre la crisis que se avecinaba para Pemex y para la producción petrolera de México. Para 2005, había pruebas sólidas que sugerían que si no se hacía nada para resolver la disminución en la producción de petróleo en México, este país se convertiría en un importador neto de petróleo para fines de la segunda década del siglo XXI.

En 2008, al reconocer estos problemas, el presidente Calderón y su equipo encargado de los asuntos relacionados con la energía trabajaron con los líderes del Congreso para formular un paquete legislativo y una coalición para aprobarlo. Desde el principio, el partido de izquierda PRD organizó protestas espectaculares, creó “brigadas de resistencia” para oponerse a la reforma y bloqueó al Congreso para impedir una votación. La oposición profundamente arraigada del PRD, así como la renuencia de los elementos más nacionalistas del PRI, significaron que una votación de reforma constitucional, que requería una mayoría de dos tercios en ambas cámaras del Congreso y una mayoría de las legislaturas estatales, no fuera posible de lograr. En cambio, Calderón y su equipo decidieron presentar un paquete legislativo que se centró en la reforma de Pemex, junto con dos nuevas leyes para promover el uso de energías renovables y sostenibles. En marzo, la Secretaria de Energía, Georgina Kessel, y el Director General de Pemex, Jesús Reyes Heróles, publicaron un diagnóstico de 130 páginas de los problemas a los que se enfrentaba la compañía petrolera nacional, y el 08 de abril de 2008, el presidente Calderón presentó el paquete legislativo al Congreso.

Asegurar el apoyo de los legisladores del PRI era de vital importancia, y se logró gracias al apoyo del senador del PRI Manlio Fabio Beltrones, considerado durante mucho tiempo el intermediario entre Calderón y el PRI. Una vez que se obtuvo este apoyo, ni las manifestaciones masivas ni un referéndum no vinculante que organizaron las fuerzas de izquierda pudieron impedir que la legislación avanzara. Sin embargo, entre la firme oposición del PRD y las modificaciones que el PRI introdujo al Congreso, la legislación que surgió fue una reforma diluida del sector energético. En la propuesta original, Calderón había buscado un marco que hubiera contribuido mucho más en la apertura de los hidrocarburos del país a la participación privada. La propuesta incluía medidas que habrían permitido a Pemex participar en empresas conjuntas con compañías extranjeras en la exploración y producción, así como que compañías privadas construyeran y operaran refinerías, ductos e instalaciones de almacenamiento en México.⁴⁵ La propuesta también incluía un giro en la apertura de nuevas fuentes de capital para Pemex: bonos a ciudadanos, que eran bonos abiertos solo a inversionistas mexicanos.

En octubre de 2008, el Congreso finalmente aprobó un conjunto de medidas destinadas a reformar el sector, particularmente Pemex. Una parte central del paquete legislativo se centró en la necesidad de crear un Pemex más moderno y ágil, que tuviera mejor y mayor autonomía a través de una importante modificación de muchos de los estatutos que rigen la compañía, incluida una revisión de los mecanismos contractuales para permitirle contratar firmas externas para ayudarlo a producir petróleo mediante contratos de servicio, los denominados contratos de incentivos. Las nuevas leyes brindaron medidas de transparencia, y también reorganizaron la

45 Clare Ribando Seelke, Michael Ratner, M. Angeles Villarreal, and Curry L. Hagerty, “Mexico’s Oil and Gas Sector: Background, Reform Efforts, and Implications for the United States,” Congressional Research Service R43313, 6 de enero de 2014, <http://usmex2024.uscmediacurator.com/wp-content/uploads/2013/08/Energy-Reform-Analysis-Congress-Report.pdf>.

administración de Pemex y permitieron que los miembros “independientes” del consejo de administración incluyeran a expertos de la industria en el consejo. Tras negociaciones en la típica forma política mexicana, estos nuevos miembros ocuparon sus cargos en mayo de 2009: dos fueron nominados por el PAN, uno por el PRI y el cuarto por el PRD.

Como parte de los esfuerzos relacionados con la industria petrolera y con Pemex, la reforma también estipuló una mayor supervisión de la compañía petrolera nacional por parte de un nuevo órgano regulador de la fase aguas arriba, la CNH. El esfuerzo de la CNH para ejercer su autoridad de supervisión inicialmente condujo a una evaluación y un debate críticos sobre el desarrollo del campo petrolero de Chicontepec, así como a un mayor escrutinio y mandatos para que Pemex redujera la quema de gas y para la regulación de operaciones en aguas profundas. Sus funcionarios fueron nombrados por períodos renovables de cinco años, y el primer presidente de la comisión, Juan Carlos Zepeda, ha renovado su mandato desde entonces.

Un elemento clave de la reforma energética de 2008 fue la disposición para permitir que Pemex desarrollara y ofreciera contratos basados en incentivos, lo que Pemex ha denominado “Contratos Integrados de Exploración y Producción”. De acuerdo con las medidas de la reforma, el nuevo modelo de contrato permitía a Pemex hacer que sus contratos de servicios fueran más flexibles, con pagos más altos por un mayor desempeño. En última instancia, la industria petrolera dentro y fuera de México tenía poco interés en esta forma de contrato. Solo se firmaron algunos pocos contratos de esta naturaleza, en gran parte con compañías de servicios y no con participantes tradicionales de la fase aguas arriba. Tres bloques terrestres maduros en particular (Magallanes, Santuario y Carranza) comenzaron operaciones en relativamente poco tiempo, y la producción de estos proyectos comenzó a aumentar. Sin embargo, los totales de inversión y el impacto en la producción nacional de petróleo han sido insignificantes hasta la fecha.

Las otras dos partes de la reforma de 2008 se centraron en las energías renovables y sostenibles, lo que creó el primer marco de México para la industria de las energías renovables y estableció las bases para una reducción a largo plazo de la huella de carbono del país. En la administración de Calderón se observó un impresionante crecimiento en las energías renovables, especialmente en inversiones en energía eólica, y de acuerdo con la Ley General de Cambio Climático de abril de 2012, México asumió el compromiso de reducir el crecimiento de emisiones en un 30% para el año 2030 (50% para el año 2050), lo que significa obtener el 35% de su energía de fuentes renovables para el año 2024 y establecer un mecanismo nacional para informes sobre emisiones.⁴⁶

Consenso, conflicto y reforma

En su libro *“México, la gran esperanza”*, escrito al estilo clásico de la política estadounidense para su carrera presidencial en 2012, Enrique Peña Nieto presentó una serie de propuestas de reforma económica. Entre las muchas posturas políticas notables se encontraba su argumento de la necesidad de una reforma energética, y específicamente la necesidad de reformas dirigidas a la compañía petrolera nacional, la gigantesca compañía que es Petróleos Mexicanos.⁴⁷ En su campaña, Peña Nieto ejerció presión para “la transformación de Pemex para que,

46 Duncan Wood, “Energy Challenges for the Peña Nieto Administration,” in *The End of Nostalgia: Mexico Confronts the Challenges of Global Competition*, editado por Diana Villiers Negroponete (Washington, DC: Brookings Institution Press, 2013), 57–72.

47 Shannon K. O’Neil, “Enrique Peña Nieto’s Campaign Book,” Council on Foreign Relations (CFR), 22 de noviembre de 2011, www.cfr.org/blog/enrique-Peña-nietos-campaign-book.

al tiempo que se mantenía la propiedad pública de la compañía, se le permitiera una mayor flexibilidad para que pudiera buscar sociedades con inversionistas privados, hacer que las finanzas públicas fueran menos dependientes de esta compañía, se invirtiera parte de la renta del petróleo en energía renovable, de modo que el petróleo fuera la fuente de financiamiento para la ‘inevitable transición energética que México y el mundo experimentarían’.⁴⁸

Como presidente, Peña Nieto agregó otro punto de referencia al largo y sinuoso camino de la narrativa del sector petrolero de México y Pemex. Durante la campaña, en lo que respecta al sector energético, fue incluso más enfático de lo que había sido en su libro. Afirmó en varias entrevistas que apostaría al éxito de su administración en atraer inversiones privadas al sector petrolero de México, lo que podría incluir la venta de acciones en Pemex. Peña Nieto se refirió al tema de la reforma de Pemex como posiblemente el “legado” de su sexenio. En una línea hábilmente elaborada, subrayó que era precisamente debido al legado nacionalista del PRI con respecto al petróleo mexicano que tendría éxito; ante los reporteros, con frecuencia lo comparó con la idea de que el ferviente presidente anticomunista Richard Nixon viajara a China en la década de 1970.⁴⁹ Muchos aceptaron esta suposición y agregaron que, junto con el legado histórico del PRI y su relación y apoyo dentro del poderoso sindicato de trabajadores petroleros, esto era quizás aun más importante para los esfuerzos de reforma.⁵⁰

Cuando Peña Nieto asumió el cargo, México enfrentaba una triple amenaza para su sector energético. En primer lugar, la producción de petróleo estaba disminuyendo rápidamente debido a las ineficiencias y restricciones de un sector petrolero monopolístico. En segundo lugar, los altos precios de electricidad que se cobran a la industria estaban poniendo en grave peligro a la competitividad económica del país. En tercer lugar, las dos empresas nacionales de energía de la nación, CFE y Pemex, estaban limitadas por las restricciones impuestas a sus actividades y finanzas. Parecía que solo una revolución sería suficiente para llevar tardíamente a la industria energética del país al siglo XXI.

El Pacto Por México

Entre su elección en julio de 2012 y su toma de poder el 01 de diciembre, el presidente electo Peña Nieto, su administración entrante y el liderazgo del PRI colaboraron estrechamente con los otros dos principales partidos de México, el PAN y el PRD, para crear una amplia agenda económica para revitalizar la economía de la nación.⁵¹ El Pacto por México se formalizó el 2 de diciembre de 2012 y, además de firmantes del PRI, PAN y PRD, el jefe de gobierno de la Ciudad de México, los gobernadores de los 31 estados de México y los líderes de la Cámara de Senadores y la Cámara de Diputados de la República Mexicana también participaron en la ceremonia de firma.⁵² El pacto, que incluyó 95 iniciativas, fue diseñado para obtener consenso en torno a una serie de ajustes estructurales que ayudarían a México a impulsar el lento crecimiento de los últimos años.

48 Enrique Peña Nieto, *México, la gran esperanza: Un Estado Eficaz para una democracia de resultados* (Ciudad de México: Grijalbo, 2012).

49 Mary Anastasia O’Grady, “Mexico Talks Monopoly Reform,” *Wall Street Journal*, 28 de noviembre de 2011, www.wsj.com/articles/SB10001424052970204452104577060772222754302.

50 Shannon K. O’Neil, “Peña Nieto and Energy Reform,” CFR, 12 de julio de 2012, www.cfr.org/blog/Peña-nieto-and-energy-reform.

51 <http://pactopormexico.org/>

52 Andres Sada, “Explainer: What Is the *Pacto por México*?” Americas Society/Council of the Americas, 11 de marzo de 2013, www.as-coa.org/articles/explainer-what-pacto-por-m%C3%A9xico.

Con el fin de impulsar las oportunidades de empleo para sus ciudadanos, el país tenía que centrarse en su competitividad y comprender por qué se estaba quedando atrás en comparación con economías como Sudáfrica, la India y China. Durante la campaña, Peña Nieto había recalcado muchas de las causas que él y su equipo encargado de asuntos económicos culpaban por el deficiente desempeño económico del país. Las más notables fueron los obstáculos sobre la productividad y la competitividad derivados de los remanentes de las estrategias de crecimiento dirigidas por entidades públicas y las distorsiones del mercado causadas por los monopolios de entidades públicas en el sector energético. Juan Pardinas, Director General del Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), describió el sector energético de México como “herméticamente sellado” y a la par con el de Corea del Norte, obviamente no una estructura corporativa que impulsaría la competitividad global de un país.⁵³ Con respecto a la reforma energética, el pacto definió la necesidad de “llevar a cabo una reforma energética que sirva como motor de inversión y desarrollo... esto convertirá al sector en uno de los motores más poderosos del crecimiento económico a través de la atracción de inversiones, el desarrollo tecnológico y la formación de cadenas de valor”.⁵⁴

Firmado el día después de que Peña Nieto asumió la presidencia, el Pacto por México ofreció a la nueva administración un mapa de ruta política y estratégica inmediato completo con plazos y objetivos para modificar las políticas y hacer realidad las reformas del sector fiscal, educativo, político y, por supuesto, energético. Pero incluso con el enfoque de creación de consenso del pacto y los importantes logros en las reformas educativas, legales y de telecomunicaciones, la cuestión del sector energético resultó demasiado divisiva. El PRD abandonó el pacto en noviembre de 2013, lo que efectivamente lo dejó con poco o ningún futuro.⁵⁵ De este modo, la reforma energética avanzó fuera de la estructura del pacto y se convirtió en un esfuerzo colaborativo de reforma entre el PRI y el PAN en la legislatura.

No obstante, el acuerdo proporcionó el entorno político en el que se podrían lograr avances en las negociaciones y se construyó una coalición lo suficientemente amplia como para permitir que se realizaran reformas ambiciosas. Pero el pacto no era el único acuerdo político que se necesitaba para avanzar con la reforma energética. La propia constitución del PRI tenía una restricción en cuanto a permitir la participación privada en el sector de los hidrocarburos, por lo que a principios de 2013, el congreso del PRI aprobó cambios a su constitución para permitir que el partido apoyara las reformas constitucionales que permitirían la inversión privada.

La propuesta del PAN

El 31 de julio de 2013, el PAN presentó su propuesta de reforma energética a la Cámara de Senadores con el fin de iniciar formalmente el debate sobre el futuro del sector energético del país. Este esfuerzo, que precedió una propuesta formal del gobierno de Peña Nieto, aceleró el debate nacional y se logró que el PRI y el equipo de Peña Nieto también lograran avances en sus esfuerzos. Pero lo más importante, como se haría evidente a medida que se negociara el proyecto de reforma final, la propuesta del PAN impulsó las posibles medidas de reforma más allá de lo que el PRI había estado en privado negociando e insinuando que sería cómodo tratar de lograr.

53 “Monetizing Mexico’s Oil: An Interview with Juan Pardinas, IMCO” (podcast), Institute of the Americas, 21 de noviembre de 2013, www.iamericas.org/media/com_podcastmanager/files/energy/Interview_Juan_Pardinas.mp3.

54 <http://pactopormexico.org/acuerdos/>

55 Pablo de Llano, “La aprobación de la reforma energética fulmina el Pacto por México”, *El País*, 12 de diciembre de 2013, https://elpais.com/internacional/2013/12/12/actualidad/1386874561_675888.html.



La propuesta del PAN pedía que se enmendara la Constitución mexicana, específicamente los artículos 25, 27 y 28, con la legislación de implementación promulgada posteriormente. Estableció medidas para abrir el sector del petróleo y el gas del país (y los mercados de electricidad) a la inversión privada y la competencia. La propuesta también sugirió la creación de un Fondo Mexicano del Petróleo para administrar las ganancias del petróleo y, al hacerlo, corregir la dependencia fiscal del país en los ingresos del petróleo. Además, el PAN estableció un plan para proporcionar a Pemex (y a la empresa pública monopolio de México, la CFE) una mayor autonomía por medio de cambios a sus políticas de gobierno corporativo y a sus consejos de administración, específicamente, eliminando los cinco puestos sindicales en el consejo de Pemex. La propuesta también incluía un enfoque en la sostenibilidad y el cambio climático.⁵⁶

En particular, la propuesta del PAN estableció una estructura para imbuir a la CNH, la reguladora de la fase aguas arriba creada durante la reforma de 2008, con la capacidad de ofrecer concesiones y contratos con participantes privados del mercado para la exploración y producción de hidrocarburos en México. En términos de contratos internacionales relacionados con el petróleo, una concesión era una desviación importante no solo del legado histórico de México, sino también de lo que los líderes del país habían indicado previamente como posible en la reforma energética. Algunos le llamaron una desviación radical del *status quo*, y ciertamente fue más allá de lo que el PRI había indicado que pretendían lograr en la legislatura.

Cuando se trata de contratos petroleros internacionales, esencialmente hay dos estructuras. La primera es un sistema concesionario. Como lo describe David Johnston en su capítulo de *Escape de la maldición de los recursos*, en un sistema de concesiones “el gobierno le otorga a la compañía el derecho de tomar el control de todo el proceso, desde la exploración hasta la comercialización, dentro de un área fija durante un período específico de tiempo”. La segunda estructura es un sistema basado en contratos que normalmente es uno de dos subconjuntos: contratos de producción compartida y contratos de servicio. De gran importancia para México, debido a su legado histórico y su total prohibición de la privatización de los hidrocarburos, fue lo que Johnston denomina “la característica distintiva” de cada modalidad de contrato. La distinción clave se reduce a dónde, cuándo y si la propiedad de los hidrocarburos se puede transferir a una compañía privada.⁵⁷ La propuesta del PAN presentó un marcador claro que describía una estructura de contrato para permitir una forma de propiedad privada de los recursos de hidrocarburos de México.

Al establecer una reforma que incluía un contrato de tipo de concesión, la propuesta del PAN divergió marcadamente de las medidas de 2008 e iba en contra de manera directa del legado de México de su completa y absoluta propiedad de sus recursos del subsuelo y la riqueza que esos recursos podrían generar. Además, las medidas dirigidas a las compañías nacionales del sector energético de México significaron un cambio masivo en la forma en que el país gestionaba el sector y el papel del gobierno dentro de ese sector.⁵⁸

56 Mayer Brown, “Sweeping Mexico Energy Reform Proposal,” 2 de agosto de 2013, www.mayerbrown.com/files/Publication/9eeecff5-e629-40ab-90ea-24bdd938498d/Presentation/PublicationAttachment/d021ea0d-1171-40ca-847e-3827cdf1b473/PAN_Energy_Reform_Proposal_0813_V4.pdf; and Negroponte, “Mexico’s Most Critical Challenge.”

57 David Johnston, “How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts,” in *Escaping the Resource Curse*, editado por Macartan Humphreys, Jeffrey D. Sachs, and Joseph E. Stiglitz (New York: Columbia University Press, 2007), 56.

58 Negroponte, “Mexico’s Most Critical Challenge.”

Propuesta del PRI

El 12 de agosto de 2013, apenas dos semanas después de que el PAN presentara su ambiciosa propuesta para reformar el sector energético de México, una propuesta que fue más allá y divergió más del legado petrolero nacionalista del país de lo que se esperaba, el PRI y la administración de Peña Nieto establecieron el esquema de la reforma energética de su partido. En un anuncio televisado de Los Pinos, el palacio presidencial, el presidente declaró que la propuesta de su partido y su administración “convertiría al sector energético en uno de los motores más poderosos de la economía nacional”. Además, argumentó que la reforma fue el primer paso para México hacia un sector energético del siglo XXI.⁵⁹

Al hacer referencia a Lázaro Cárdenas, Peña Nieto caminó de puntillas sobre un campo minado por la política al proponer la restauración de una cláusula que había sido escrita en la constitución en 1940, pero que luego fue eliminada. La cláusula permitía al gobierno y a Pemex celebrar contratos de participación en la producción y las ganancias con empresas extranjeras y empresas privadas mexicanas. Peña Nieto especificó cautelosamente que solo buscaría la aprobación legislativa para los acuerdos de participación en las ganancias, de este modo se evitaría que las empresas privadas y extranjeras pudieran poseer físicamente el petróleo mexicano. Sin embargo, esta propuesta también significaba que las compañías tendrían un incentivo significativamente menor para invertir en el sector energético mexicano.

De manera similar a la propuesta del PAN, el PRI presentó una propuesta para el sector del petróleo y el gas que tenía en su centro enmiendas constitucionales que pondrían fin al monopolio de Pemex en la fase aguas arriba en el país y expondría a la compañía petrolera nacional a la competencia al permitirle a ésta y a otras nuevas compañías privadas participar en el mercado y celebrar contratos de participación en las ganancias con el gobierno federal de México. La propuesta del PRI incluía medidas dirigidas a reformar la compañía petrolera nacional Pemex y convertirla en una entidad orientada comercialmente; el conjunto de cambios estructurales y fiscales propuestos para la compañía le permitiría, por ejemplo, establecer asociaciones y empresas conjuntas con el sector privado. La legislación secundaria o de implementación se promulgaría después de que las enmiendas constitucionales fueran aprobadas y utilizadas para agregar más detalles a la reforma.

A diferencia de la propuesta del PAN, las medidas del PRI no incluían la posibilidad de contratos de concesión, sino que específicamente señalaban que se mantendría la propiedad histórica y constitucional de México y el control de sus reservas del subsuelo e hidrocarburos y la prohibición de la propiedad privada. En un esfuerzo por evitar el debate sobre la relevancia de la propuesta para el sector petrolero internacional, Enrique Ochoa Reza, entonces subsecretario de hidrocarburos, organizó una conferencia de prensa para hablar sobre la propuesta y trató de tranquilizar a los posibles inversionistas con respecto a la estructura de los contratos petroleros bajo la reforma de Peña Nieto. Destacó que el modelo que el gobierno seguiría con respecto a los contratos de participación en las ganancias permitiría el elemento crítico y el concepto muy debatido del registro de reservas de acuerdo con las regulaciones pertinentes de la Comisión de Bolsa y Valores de los EE.UU.⁶⁰

59 Dudley Althaus, “The Great Mexican Gamble: Can Big Oil Save the Country's Economy?,” PRI, 13 de agosto de 2013, www.pri.org/stories/2013-08-13/great-mexican-gamble-can-big-oil-save-countrys-economy.

60 Hugh Tucker, James A. DeMent Jr., Pamela M. Giblin y Carlos A. Solé III, “Mexico's President Enrique Peña Nieto Proposes Historic Energy Reforms,” Baker Botts LLP, 13 de agosto de 2013, www.lexology.com/library/detail.aspx?g=f8891013-5980-459e-bbcb-7ac067eb7679.

Otras propuestas

Si bien el PRD, a través de su participación en el Pacto por México, había aceptado los lineamientos básicos para la reforma energética estructural, el partido estaba fracturado con respecto a los contornos de la reforma que apoyaría. De hecho, el candidato presidencial del PRD, Andrés Manuel López Obrador (a menudo llamado “AMLO”, por sus iniciales), renunció al partido en oposición al pacto y se opuso específicamente a los esfuerzos encaminados a abrir el sector energético de México a la participación privada. Después de dejar el PRD, López Obrador formó un nuevo movimiento político, MORENA, que finalmente se convirtió en un partido político autorizado por las autoridades electorales mexicanas.

En general, los líderes del PRD se opusieron a la apertura del mercado que era el núcleo de las propuestas del PAN y del PRI, mientras que la postura de MORENA era de oposición pura y rechazo absoluto de cualquier forma o apertura del sector energético de México a la participación privada. El elemento más notable de la postura de López Obrador y MORENA fue el llamado a un plebiscito o referéndum nacional sobre la reforma energética.⁶¹

Al ver las propuestas del gobierno, Cuauhtémoc Cárdenas, el hijo del ex presidente Lázaro, el fundador del PRD y el principal pensador del partido en temas de energía, denunció de inmediato lo que vio como una traición al legado de su padre y llamó a sus compatriotas nacionalistas a protestar contra la “privatización” de Pemex. Los seguidores de López Obrador se unieron a esta facción y planearon y proyectaron demostraciones masivas contra las propuestas. Pero en la Ciudad de México, donde los manifestantes antigubernamentales toman regularmente las calles, las protestas contra la reforma energética fueron opacadas por las del SNTE, que también se oponía a la reforma educativa del gobierno. Una protesta inicial convocada por López Obrador reunió a solo 25,000 personas. Una segunda marcha sobre la avenida Reforma de la Ciudad de México en conjunto con el PRD también logró atraer solo 25,000 personas, y en un tercer intento de López Obrador unas pocas semanas después los números bajaron a 12,500 personas.

En su lugar, el PRD en general buscó reformar Pemex, en particular con respecto a su carga fiscal y tributaria, y aunque el partido abogó por una mayor autonomía presupuestaria y una compañía petrolera nacional más fuerte para revitalizar el sector energético, también enfatizó la necesidad de enfrentar la corrupción masiva dentro de la firma. Cuauhtémoc Cárdenas abogó por una reforma centrada en tres pilares: (1) no enmendar el artículo 27 de la Constitución; (2) una nueva autonomía de administración y estructura de gobierno para Pemex; y (3) una reforma fiscal para compensar la insolvencia de Pemex.⁶²

La promoción de la reforma energética, 2013-2014

La opinión pública mexicana se ha opuesto durante mucho tiempo a la apertura del sector energético. Quizás la manifestación más sorprendente de esta oposición fue el contraste de las respuestas de la población a dos preguntas en un estudio realizado en 2006 por el Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE). La encuesta titulada *México y el mundo 2006* planteó preguntas a los mexicanos sobre sus opiniones con respecto a los asuntos internacionales y los países extranjeros. La primera de las dos preguntas clave preguntaba a los mexicanos si estarían de acuerdo en que “México y los Estados Unidos se convertirán en un solo país si esto

61 Negroponte, “Mexico’s Most Critical Challenge.”

62 Burguete and Vazquez, “Mexico;” and Seelke et al., “Mexico’s Oil and Gas Sector.”

significaría un mejor nivel de vida para ellos”. Para sorpresa de la mayoría de los analistas, el 54 por ciento de mexicanos estuvo de acuerdo con la propuesta. Más adelante en el estudio, otra pregunta decía: “¿debería el gobierno mexicano permitir o no permitir que los extranjeros inviertan en la producción, exploración o distribución de petróleo?” En este caso, el 76 por ciento de los encuestados en todo el país respondió “No”.⁶³ Al contrastar la respuesta a estas dos preguntas, ¡parece más probable que los mexicanos vendan su país que su petróleo!

Esta abrumadora oposición a la participación extranjera en el sector petrolero refleja décadas de retórica nacionalista; la celebración de la expropiación petrolera; y los estrechos vínculos entre los símbolos de la bandera, Pemex y la soberanía del país. Las encuestas de opinión mostraron constantemente que los mexicanos rechazaron la opción de abrir el sector energético a la inversión extranjera y privada, como sucedió en el resto de la economía. Este rechazo era en parte el resultado de la percepción de que la privatización de los sectores de la banca y las telecomunicaciones en la década de 1990 había provocado una concentración injusta del poder económico en manos de unos pocos individuos y grupos.

Pero la situación en 2013 daba algo de esperanza. Si bien los esfuerzos de reforma de 2008 habían sido disuadidos por realidades políticas y habían hecho poco para mejorar las perspectivas del sector, la opinión pública en México parecía aceptar cada vez más la idea de que Pemex y la producción nacional de petróleo estaban en problemas. Además, el hecho de que el PRI estaba impulsando los esfuerzos de reforma y que la propuesta inicial había sido modesta fueron factores de gran ayuda. En septiembre de 2013, la firma estadounidense ViaNovo publicó una encuesta que mostró un giro sorprendente sobre el tema.⁶⁴ La encuesta reveló que el 53 por ciento de los mexicanos apoyaba la propuesta del gobierno y solo el 38 por ciento se oponía. En parte, esto reflejaba el período de luna de miel que el gobierno de Peña Nieto estaba experimentando en ese momento, y en parte indicaba algo de la ignorancia de los mexicanos sobre el contenido de las reformas. No obstante, esto también mostraba que las preocupaciones sobre Pemex habían llegado a una amplia sección del público.

Esto se debió a que hubo múltiples diagnósticos de los problemas que enfrenta la compañía petrolera nacional. Además de los estudios presentados durante el intento de reforma de 2008, las noticias en los periódicos y la televisión estaban llenas de historias sobre la disminución de la producción de petróleo y los problemas financieros y laborales de Pemex, junto con artículos sobre el éxito de los esfuerzos de modernización en otros países.

La sociedad civil también hizo su parte. El Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) dedicó su informe internacional de competitividad de 2013 a la industria petrolera, titulado *Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del siglo XXI*.⁶⁵ En ese informe, el IMCO destacó las muchas fallas del sistema mexicano, incluida la falta de inversión en investigación y desarrollo, la escala de inversión ineficiente en Pemex

63 Guadalupe González and Susan Minushkin, *Public Opinion and Foreign Policy in Mexico* (Ciudad de México: Centro de Investigación y Docencia Económicas, junio 2007), <http://libreriadecide.com/librospdf/DTEI-156.pdf>.

64 “Vianovo Releases New Poll on Mexico Energy Reform,” Vianovo, 20 de septiembre de 2013, <https://vianovo.com/news/vianovo-releases-new-poll-on-mexico-energy-reforms>.

65 Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), *Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del siglo XXI* (Ciudad de México: IMCO, 2013), https://imco.org.mx/indices/documentos/2013_ICI_Libro_Nos_cambiaron_el_mapa_Mexico_ante_la_revolucion_energetica.pdf.



y el sorprendente hecho de que tanto Cuba como Corea del Norte permitían una mayor inversión extranjera en sus industrias petroleras que México. Al mismo tiempo, el informe de IMCO enfatizó el enorme potencial de petróleo y gas de México y argumentó que la única manera de explotar completamente estos recursos naturales era abrir el sector a la inversión privada y extranjera.

Otro informe, esta vez del Instituto México del Centro Woodrow Wilson y el ITAM (Instituto Tecnológico Autónomo de Métrico) presentó un argumento diferente. En lugar de centrarse en el diagnóstico, *Un nuevo comienzo para el petróleo mexicano* estableció términos de referencia para un proceso exitoso de reforma energética en México, explicando la terminología básica y proponiendo principios rectores. Con base en una serie de reuniones con expertos en energía en la Ciudad de México en 2012, el informe abogó por una reforma en la que “los principios gemelos del pragmatismo económico y la flexibilidad operativa deberían tener una posición central”, una que fuera “lo más simple y directa posible y que abriera, en lugar de cerrar, las opciones políticas para México”. También afirmaba que “se necesitaba la participación de terceros en áreas donde Pemex no podía satisfacer las necesidades energéticas de la nación”.⁶⁶

Estas ideas y muchas otras se convirtieron en parte del diálogo político en torno al proceso de reforma. Entre septiembre y octubre, la Cámara de Senadores organizó foros sobre la reforma energética, que contaron con la participación de expertos analistas nacionales e internacionales. Los foros reforzaron la idea de que el *status quo* actual era insostenible. El 31 de octubre de 2013, el Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, el Director General de la CFE, Francisco Rojas Gutiérrez, y el Director General de Pemex, Emilio Lozoya, brindaron sus declaraciones en la Cámara de Senadores.

El movimiento estaba acumulando fuerza, pero era difícil llegar al consenso. El 28 de noviembre, se rompieron las negociaciones entre los partidos y el PRD abandonó la mesa de negociaciones y el pacto. A partir de este momento, las negociaciones serían dominadas por el PRI y el PAN, lo que resultaría en un cambio definitivo hacia una mayor liberalización en el nuevo modelo energético.

Aprobación

Después de meses de negociaciones y esfuerzos para crear consenso para las medidas de reforma finales y las enmiendas constitucionales, el gobierno de Peña Nieto presentó su propuesta al Congreso a principios de diciembre de 2013. Como se mencionó anteriormente, el debate en el Congreso y la respuesta pública dieron lugar a protestas, recriminaciones y acusaciones de traición. Pero la capacidad de la administración para aprovechar los factores políticos convergentes y para encontrar y lograr un equilibrio adecuado entre su propuesta deseada y la del PAN, junto con el renuente reconocimiento por parte del PRD de la necesidad desesperada de hacer frente a la situación de un Pemex tambaleante, permitieron una rápida aprobación final. La Cámara de Diputados aprobó la revisión energética con 353 votos a favor y 134 en contra, luego de la previa aprobación de la Cámara de Senadores de 95 a 28 votos.⁶⁷

Como se requería para las enmiendas constitucionales de la reforma, 24 de los 32 estados y el distrito federal de México superaron el último obstáculo mediante una aprobación mayoritaria en las legislaturas estatales para

66 ITAM and Mexico Institute, *A New Beginning for Mexican Oil*.

67 “This Is How You’re Stripping the Nation!”; Fausset y Wilkinson, “Mexico’s Congress Passes Energy Reform Bill”; and Gutierrez y Graham, “Mexico Senate Passes Energy Bill.”

ratificar la reforma. Si bien la votación final reflejó una afirmación de la conveniente coalición de centroderecha del PAN y el propio PRI de Peña Nieto, las medidas finales demostraron reflejar de manera más completa la propuesta del PAN sobre el petróleo, en particular en cuanto a las modalidades contractuales, entre otras razones debido a que el PAN no otorgaba su apoyo hasta que el gobierno accediera a adoptar un enfoque más ambicioso.

Enmiendas constitucionales

La pieza fundamental de la reforma energética de Peña Nieto, y un elemento que había abordado desde su campaña presidencial, fue la necesidad de enmendar la Constitución mexicana y anular la prohibición aparentemente inmutable de la participación e inversión de compañías privadas en el sector energético del país. En ninguna parte fue esto más relevante que para el petróleo y el ícono nacional que era Pemex. Cuando Peña Nieto preparó las medidas de reforma y las presentó al Congreso, pudo sacar provecho de importantes lecciones aprendidas de las anteriores administraciones del PAN. Sus predecesores habían hablado enérgicamente sobre la reforma, pero habían demostrado ser políticamente incapaces de realizar algo más que cambios marginales e incrementales en el sector energético de la nación, y por lo tanto habían sido ineficaces para revertir las tendencias preocupantes de la crisis de producción de petróleo, ineficiencias cada vez más arraigadas y fallas de Pemex. Tal como Peña Nieto lo señaló durante la ceremonia de firma del 20 de diciembre de 2013, con muchos aplausos de toda la industria energética mundial, se había logrado la victoria en el enfrentamiento contra un enorme legado histórico de “mitos y tabúes” sobre el sector energético de México.

La reforma de Peña Nieto incluyó con éxito enmiendas a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución mexicana. Estas enmiendas efectivamente abrieron el sector petrolero del país a la participación privada y a nuevas oportunidades contractuales para buscar el desarrollo de los hidrocarburos, aunque las medidas de reforma cuidadosamente indicaron que el país mantendría la propiedad del subsuelo de la nación.

Al vender su reforma, el gobierno de Peña Nieto estableció seis principios fundamentales para las reformas constitucionales. Aunque estos principios solo se han cumplido parcialmente al momento de redactar este documento, es importante mencionarlos:

- Los hidrocarburos siguen siendo propiedad de la nación.
- Una mayor competencia en el sector energético traerá una mayor productividad, más competitividad y mejores precios.
- Agencias reguladoras fuertes.
- Transparencia.
- Energía limpia.
- Fortalecimiento de Pemex y la CFE.

Si bien las reformas relacionadas con los hidrocarburos acapararon el interés de casi todos los medios y la atención política, el paquete de la reforma fue mucho más allá del petróleo y el gas. En el sector de la electricidad, se modificó el estatus legal de la CFE, con cambios estructurales que esencialmente desglosaron a la empresa en unidades más pequeñas. Al igual que con Pemex, la CFE se convertiría en una empresa productiva del estado; del mismo modo, el consejo de la CFE tendría una reestructuración para que incluyera miembros independientes. En la generación de electricidad, la reforma eliminó todas las limitaciones a la participación privada que quedaban después de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992. Por



primera vez en décadas, la generación se convertiría en una actividad totalmente competitiva en México, y se permitiría la inversión privada en toda la cadena de valor. La red de transmisión se retiró de las manos de la CFE y se transfirió a una nueva agencia conocida como CENACE (Centro Nacional de Control de Energía). El acceso adecuado a los suministros de gas natural para la generación fue posible mediante la construcción de ductos transfronterizos a los EE.UU. y la creación de una agencia reguladora nacional de transporte de gas, el CENAGAS (Centro Nacional de Control de Gas Natural). Finalmente, la industria de las energías renovables se promovió al permitir la inversión privada en la generación de energía geotérmica y mediante nuevas leyes para promover las energías limpias.

Legislación secundaria

Aunque las enmiendas constitucionales fueron una pieza fundamental del proceso de reforma energética en México, fueron diseñadas para ser intencionalmente amplias y expansivas. Se requería una legislación secundaria o de implementación para complementar y proporcionar especificidad para la mayoría de los aspectos de la reforma energética y su implementación. Este fue particularmente el caso con respecto a la estructura y los parámetros para la inversión privada en el sector petrolero de México, así como la manera en que las reformas buscaron transformar a Pemex. Por lo tanto, poco después de la firma de las enmiendas constitucionales en diciembre de 2013, la administración de Peña Nieto comenzó a trabajar con el Congreso para elaborar la legislación secundaria necesaria que solo necesitaría una mayoría simple para su aprobación.

Los detalles de la legislación secundaria se negociaron durante el primer semestre de 2014. Si bien hubo un acuerdo significativo sobre el objetivo general de la reforma, hubo muchos desacuerdos con respecto a la legislación secundaria. Los representantes de la industria ejercieron mucha presión para obtener una legislación que ampliara su libertad de acción y fortaleciera el marco regulatorio para obtener mayor certeza. El presidente Peña Nieto presentó un paquete de 21 leyes (9 leyes nuevas y 12 enmiendas de ley en todo el ámbito del sector energético de México) para la implementación de las reformas constitucionales para su revisión y debate en el Congreso en abril de 2014. Si bien las leyes representaron literalmente docenas de cambios que afectarían el futuro de la perspectiva energética del país, se pueden dividir en dos elementos críticos: fiscal y gobernanza. Incluso entonces, hubo drama. Por ejemplo, en junio el PAN abandonó las negociaciones de la Cámara de Senadores durante tres semanas después de una ruptura en las conversaciones con el PRI. Sin embargo, el 6 de agosto, en un período sorprendentemente corto desde la reforma constitucional en diciembre, el Congreso aprobó la legislación secundaria y la remitió al poder ejecutivo para su firma. Peña Nieto firmó las nuevas leyes el 11 de agosto de 2014.

Resultados finales

Más allá de simplemente enfrentarse a los fantasmas históricos en el sector y abrir la posibilidad de inversión privada, las enmiendas constitucionales y la legislación secundaria reorganizaron significativamente la gobernanza energética y la estructura institucional del país. Específicamente, la reforma puso fin al monopolio de Pemex en la producción de petróleo y gas y estableció un proceso mediante el cual la compañía petrolera nacional se convertiría en una “empresa productiva del estado” (se analiza más adelante). Los elementos críticos fiscales y de gobernanza en las enmiendas y la legislación secundaria se referían a los cambios a la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos de Hidrocarburos. Las modificaciones en estas leyes codificaron y autorizaron efectivamente la inversión y la participación de compañías privadas en la fase aguas arriba de México. Además, explicaron

las posibles modalidades contractuales mediante las cuales el gobierno permitiría y buscaría la participación de compañías privadas en el desarrollo de los recursos de hidrocarburos del país. Se incluían cuatro tipos de contratos: licencias, contratos de producción compartida, contratos de participación en las ganancias y contratos de servicio. (El último de ellos fue el elemento clave que no tuvo éxito en las medidas de reforma de 2008).

Además, las leyes asignaron la autoridad y la responsabilidad de la regulación de la fase aguas arriba del país a la CNH, quizás el resultado más exitoso del esfuerzo de reforma de 2008. El otro órgano regulador existente, la CRE (Comisión Reguladora de Energía) se fortaleció aun más y, al igual que con la CNH, la ley garantizó su autonomía. Se creó un nuevo órgano regulador, la ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente), responsable de la seguridad industrial y la protección del medio ambiente en toda la cadena de valor del petróleo. Sin embargo y desafortunadamente, la ASEA careció de la independencia institucional de la CNH o la CRE, y funcionaba como una dependencia de la secretaría de medio ambiente. Este acuerdo sería severamente criticado en años posteriores, ya que dejaba la puerta abierta a posibles interferencias políticas en el entorno regulatorio.

Las leyes también crearon a CENAGAS, el nuevo operador independiente de la red de gasoductos de gas natural de la nación. Además, la Ley de Hidrocarburos también estipuló que la Secretaría de Energía (SENER) mantendría la autoridad para otorgar permisos para el tratamiento y refinación del petróleo; procesamiento de gas natural; importación y exportación de petróleo crudo, gas natural y productos derivados del petróleo; y actividades que anteriormente eran realizadas exclusivamente por Pemex.⁶⁸

En el sector de la electricidad, la descentralización de la CFE fue el desafío más serio a superar para lograr un sector totalmente competitivo. Los participantes y analistas del mercado continuaron expresando dudas e inquietudes sobre la voluntad de la CFE con respecto a renunciar a su posición monopolística. Sin embargo, en las rondas de licitación posteriores para la capacidad de generación se observó un gran interés por parte de las compañías extranjeras y nacionales, con precios récord para la electricidad renovable que beneficiarán a México en los próximos años (consulte los capítulos de Peter Nance y Lisa Viscidi).

Es importante destacar que, además de todos los cambios importantes en el sector energético del país, la intención más amplia de las reformas energéticas y la posterior Ley de Transición Energética, dichas reformas y Ley enfatizan el deseo del gobierno mexicano de construir un sector energético que satisfaga la necesidad de cambiar a un modelo de crecimiento de bajo en carbono. De hecho, México se ha comprometido firmemente a impulsar un despliegue de energías limpias y establecer metas y objetivos ambiciosos de reducción de emisiones como parte de su acuerdo como signatario del Acuerdo de París sobre el Cambio Climático.

El drama y la intriga de décadas de análisis y debate en México sobre la necesidad de modernizar el sector energético finalmente llegó a su fin en un período de menos de 13 meses. El ritmo vertiginoso del proceso de reforma fue extraordinario en comparación con la velocidad con la que avanzó la reforma energética en otros países, y fue una muestra de las habilidades de negociación política, la experiencia y la dedicación del personal de la SENER. De todas las reformas de México, los cambios en el sector energético siguen siendo los más significativos y de mayor alcance y serán los de mayor impacto a largo plazo, si se les permite seguir su curso. La política y las decisiones electorales del país determinarán si ese es realmente el caso.

68 IEA, *Mexico Energy Outlook*.

Las letras pequeñas de la reforma energética de México

Guillermo José García Sánchez, Profesor Asociado, Facultad de Derecho de la Universidad de Texas A&M

Hace cinco años, cuando México transformó su sector energético, la mayoría de los analistas estaban preocupados con respecto a la capacidad del gobierno para implementar la reforma. ¿Cómo serían los contratos de la fase aguas arriba? ¿Serían transparentes las subastas? ¿Cómo reaccionarían las compañías internacionales? Después de dos rondas de subasta exitosas, 107 contratos firmados y la creación de agencias reguladoras viables para gestionar y supervisar la agenda de la reforma, las preguntas han cambiado. Hoy en día, la capacidad de México para implementar las reformas energéticas y atraer inversión extranjera ya no está en duda. Ahora, las preguntas más importantes sobre la reforma se refieren a su sostenibilidad a largo plazo. ¿Puede sobrevivir a los ciclos electorales de México? ¿Continuará México por el mismo camino que fomenta la participación privada en el desarrollo de nuevos campos? ¿Qué tan seguras están las inversiones actuales en México luego del surgimiento del populismo y el nacionalismo en la narrativa política mexicana?⁶⁹ En otras palabras, con miras al futuro, ¿son los cimientos de los pilares legales necesarios lo suficientemente firmes para resistir cualquier huracán político?

La respuesta a estas preguntas en el ámbito legal, como con muchas cuestiones legales, no están claras. La reforma incluyó no solo los sectores del petróleo y el gas, sino también la producción y distribución de energía en todo el territorio mexicano.⁷⁰ Este capítulo no puede abordar completamente todos los sectores cubiertos por la reforma; más bien, se centrará en por qué la arquitectura legal de la reforma energética para actividades de la fase aguas arriba no es tan “a prueba de balas” e “irreversible” como afirman algunos funcionarios mexicanos.⁷¹ Dos puntos débiles pueden impedir que la reforma logre la estabilidad deseada a largo plazo. En primer lugar, el corazón de la reforma energética no se encuentra en el texto de la constitución, sino en los artículos transitorios de la reforma.

El equipo legal del presidente decidió insertar los términos sustanciales de la reforma, especialmente el tipo de contratos que el estado podría firmar, como artículos “transitorios” en lugar de optar por pelear las batallas políticas necesarias para convertirlos en disposiciones constitucionales. En segundo lugar, y quizás la mayor

69 Véase el especial “Latin America First?” edición de *Americas Quarterly*, www.americasquarterly.org/content/latin-america-first. Según el informe de Goldman Sachs sobre México de marzo de 2018, “AMLO [Andrés Manuel López Obrador] podría cambiar el *status quo* del sector petrolero al ralentizar la implementación de la reforma del sector energético, haciéndolo menos predecible y menos amigable para el mercado, e interviniendo más en el sector directamente, e indirectamente otorgando más dinero, poder e influencia a la ineficaz compañía petrolera nacional, Pemex”. Véase Alberto Ramos, Paulo Mateus y Gabriel Fritsch, “Mexico: Facing 100 Days of Uncertainty and Potential Drama,” Goldman Sachs Economics Research, 23 de marzo de 2018, www.lapoliticaonline.com.mx/files/content/110/110415/Mexico_Facing_100_days_of_Uncertainty_and_Potential_Drama.pdf.

70 “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, DOF (Edición Vespertina), 2 (20 de diciembre de 2013),” http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013 (en lo sucesivo, Reforma Constitucional).

71 Según el Secretario de Energía de México, Pedro Joaquín Codwell, quien también es presidente del consejo de administración de Pemex, la reforma energética es “irreversible”, ya que sus principales disposiciones están consagradas en la constitución y se requeriría una mayoría absoluta en el Congreso para revertirla.” Véase Ana Isabel Martínez, “Mexico Energy Minister Says Election No Obstacle to 2018 Oil Auctions,” *Reuters*, 9 de febrero de 2018, www.reuters.com/article/us-mexico-energy/mexico-

debilidad de la reforma, fue la incapacidad de los diseñadores para superar la cultura legal que rodea la tradición mexicana de hiper-presidencialismo. El presidencialismo mexicano tiende a consolidar el poder estatal en el presidente como la figura central en la determinación de la política pública, en lugar de depender de agencias independientes para controlar las decisiones políticas clave en sus áreas de supervisión asignadas.

Este segundo punto merece mayor atención. Por razones políticas y estratégicas, los “padres fundadores” de las reformas se aseguraron de que el residente tenga en última instancia el control del futuro del sector energético. El presidente podría verse limitado en su capacidad de modificar los contratos existentes, pero un nuevo presidente sin duda puede frenar los proyectos futuros, los procesos de licitación planificados y la participación de actores privados en las próximas etapas de la reforma. Cuando se trata del sector del petróleo y el gas, las compañías privadas pueden constitucionalmente tener la autorización para firmar contratos con el estado, pero el presidente sigue siendo el que controla los términos de los contratos, el régimen fiscal que se les asigna e incluso la posibilidad que nuevos campos se abran a la exploración. Las nuevas agencias, en particular la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), no tienen la independencia de elegir a los socios del estado mexicano o garantizar que el proceso de toma de decisiones sea transparente. El poder ejecutivo es el que tiene el papel, la pluma e incluso la llave de la sala donde se firmará el contrato. Desde el punto de vista de las políticas, es posible que México no esté abierto a operaciones comerciales en las próximas etapas de desarrollo de exploración y producción (E&P). Todo dependerá de si el próximo presidente decide si es del interés nacional de México invitar a compañías privadas o asignar los nuevos campos a Pemex.

“Procedimientos de protección legal” constitucionales transitorios

La propuesta de reforma energética de 2013 provocó un debate entre los especialistas en cuestiones legales sobre si la reforma estaba modificando sustancialmente el orden constitucional.⁷²

El presidente Peña Nieto y su equipo de expertos intentaron comunicar que, de hecho, la reforma seguía la visión del último presidente de la revolución mexicana, el presidente Lázaro Cárdenas.⁷³ El equipo de Peña Nieto propuso reinsertar la redacción de la constitución que Cárdenas había empleado para constitucionalizar la expropiación de la industria petrolera en 1938.⁷⁴ La reforma de Cárdenas prohibió textualmente que el estado otorgara concesiones a compañías privadas para la producción de hidrocarburos, pero mantuvo la posibilidad de que el gobierno firmara otros tipos de contratos con compañías privadas.⁷⁵ En otras palabras, sería constitucionalmente permisible firmar contratos con compañías privadas, pero no otorgarles concesiones. “No fue hasta principios de la década de 1960, cuando se promulgó una enmienda, que la constitución prohibió la firma de contratos con compañías privadas y reservó todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos a Pemex”, explicó Peña Nieto en su discurso de 2013 al presentar la reforma.⁷⁶ Irónicamente, en opinión del

72 Véase, por ejemplo, George Baker, “Concesión ‘vs’ licencia”, *Diario Milenio*, 29 de junio de 2015, www.milenio.com/firmas/george_baker/Concesion-vs-licencia_18_545525470.html.

73 “Palabras del Presidente Enrique Peña Nieto, durante la Presentación de la Iniciativa de Reforma Energética”, 12 de agosto de 2013, www.gob.mx/presidencia/prensa/palabras-del-presidente-enrique-pena-nieto-durante-la-presentacion-de-la-iniciativa-de-reforma-energetica.

74 Ibid.

75 Ibid.

76 Ibid.

gobierno de Peña Nieto, la reforma restableció el régimen legal de 1938 para meter a México a la revolución energética del siglo XXI.

En opinión de la administración, esta forma inusual de enmendar la constitución invalidó cualquier argumento de la oposición del Congreso sobre que la administración había violado el espíritu de la expropiación de 1938 y los valores de la identidad revolucionaria nacional.⁷⁷ Sin embargo, fue un error estratégico. La administración de Peña Nieto no especificó en el texto constitucional qué tipo de contratos podrían ser firmados por el estado. La enmienda no definió qué es una concesión, ni estableció los términos de los otros tipos de contratos.⁷⁸

La administración estableció en los artículos transitorios el tipo de contratos que la Constitución no definió. Legalmente, esto dejó abierta la posibilidad de contradicciones entre el texto constitucional, las disposiciones transitorias y las regulaciones secundarias. En última instancia, estos contratos en el régimen transitorio son el elemento más importante que define la relación legal entre el estado y el sector privado y se convierten en la fuente principal de los derechos de los inversionistas.⁷⁹

¿Concesiones o licencias?

Las actividades en la fase aguas arriba han cambiado radicalmente desde la década de 1910, cuando los revolucionarios mexicanos redactaron la Constitución mexicana. En aquella época, la relación contractual más común (y se podría argumentar que casi la única) entre los estados y las compañías eran los clásicos acuerdos de concesión.⁸⁰ Estas concesiones asignaban derechos de exploración y producción en diversas áreas durante largos períodos de tiempo a una sola compañía y se otorgaban títulos de propiedad de los recursos *in situ* (en el terreno).⁸¹ Estos contratos de concesión generalmente reservan pocos derechos para el estado “a excepción del derecho a recibir un pago con base en la producción”, generalmente en la forma de impuestos sobre la renta y regalías.⁸² La característica esencial de los primeros contratos de concesión era que el “concesionario disfrutaba

77 Ibid.

78 La constitución no especifica qué es una concesión. Ni los artículos transitorios ni la Ley de Hidrocarburos aprobados después de la reforma lo especifican. La Ley de Hidrocarburos define solo la asignación y el contrato de exploración y producción (“Asignaciones: el acto administrativo mediante el cual el poder ejecutivo federal otorga derechos exclusivos al receptor de la asignación para participar en la exploración y explotación de hidrocarburos en un Área Contractual por un tiempo específico”) (Contrato de exploración y extracción: un acto legal en el cual el Estado mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, acepta la exploración y extracción de hidrocarburos en un área contractual por un período específico de tiempo”.

79 Según lo declarado por F. Rouhani en el contexto de la legislación iraní, “La Ley del Petróleo establece los principios generales según los cuales se pueden celebrar contratos, y describe las variedades de relaciones autorizadas, pero una vez que un contrato se celebra y se ratifica en la Legislatura, la Ley del Petróleo prácticamente se desvanece porque el propio contrato es la ley adecuada y suficiente”. Véase F. Rouhani, *International Agreements and Contracts in the Field of Petroleum 9* (United Nations Inter-Regional Seminar on Techniques of Petroleum Development, 23 de enero–21 de febrero de 1962).

80 Ernst E. Smith et al, *International Petroleum Transactions*, 3rd ed., (Westminster, CO: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2010), 429 (“Early grants of mineral rights were made through classic concession agreements. The characteristics of this agreement were: (1) a grant of rights to mineral development over vast acreage; (2) for a relatively long period; (3) providing to the IOC extensive control over the schedule and manner in which the mineral reserves were developed, and (4) reserving few rights to the sovereign, except the right to receive a payment based upon production.”)

81 Ibid, 429.

82 Ibid.

de una libertad casi total” y control sobre los recursos en todas las facetas de las operaciones petroleras.⁸³ Por ejemplo, antes de la nacionalización de 1938, la compañía Mexican Eagle Oil Company, controlada por los británicos, tenía una concesión sobre todas las tierras de propiedad federal a lo largo del Golfo de México.⁸⁴

En los contratos contemporáneos de exploración y producción firmados entre los estados y las compañías privadas, los términos, *concesiones*, *licencias* e incluso los *contratos de exploración y producción* se “usan a menudo indistintamente”.⁸⁵ En palabras de Gordon Barrow, “hay varios sinónimos para este instrumento [concesión], como permiso, licencia y arrendamiento”.⁸⁶

Las concesiones modernas en todo el mundo minimizan o eliminan los términos generales de las concesiones clásicas y amplían el control del gobierno sobre las operaciones de las compañías privadas.⁸⁷ En todo el mundo, uno podría encontrar fácilmente contratos denominados “concesiones”, pero que ya no le dan a la compañía privada el control total del recurso. Estos contratos tendrán, entre otras cosas, varios niveles de control gubernamental, diferentes términos iniciales de operación, diferentes obligaciones mínimas de trabajo exploratorio, diferentes planes de trabajo aprobados por las secretarías a cargo de la supervisión y diferentes compromisos con respecto a los planes específicos para el desarrollo de los recursos, Incluyendo los términos para el abandono del área.⁸⁸ Además, las concesiones contemporáneas “incluyen las primas pagaderas al momento de la firma del contrato, tras el descubrimiento de un campo petrolero o al alcanzar ciertos niveles de producción”.⁸⁹ En otras palabras, el término *concesión* no es muy preciso hoy en día. Sin una definición legal adecuada, como en el texto constitucional de la reforma energética de México, el término no deja claro el tipo de relación

83 *Arabia Saudita v. Arabian American Oil Co.* Award, 27 I.L.R. 117, 161 (Agosto 23, 1985) (“The concessionaire enjoys a nearly total freedom, and is neither bound by clauses concerning maximum tariffs for sales nor prohibitions of preferential tariffs, which are the usual features of the cahiers des charges in public service concessions. Mining concessions are not public works concessions either, because the mineral deposits become the property of the concessionaire who, at the end of his concession, will have to return them to the State with their exploitable substance diminished and sometimes even exhausted.”). Véase también Zhiguo Gao, *International Petroleum Contracts, Current Trends and New Directions* (London: Graham & Trotman, 1994), 12–13.

84 George Philip, *Oil and Politics in Latin America: Nationalist Movements and State Companies* (Cambridge, UK: Cambridge University Press, 1982); y Jesús Silva Herzog, *Historia de la expropiación de las empresas petroleras* (Ciudad de México: Instituto Mexicano de Investigaciones Económicas, 1964), 18–32.

85 Smith et al., *International Petroleum Transactions*, 443; another example of how they are used interchangeably can be found in Carmen Otero García-Castrillón, “Reflection on the Law Applicable to International Oil Contracts,” *Journal of World Energy Law & Business* 6, no. 2 (2012) 133.

86 Gordon Barrows, “A Survey of Incentives in Recent Petroleum Contracts,” in *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, editado por Nicky Beredjick y Thomas Wälde (Londres: Graham & Trotman, 1998), 226.

87 Smith et al., *International Petroleum Transactions*, 443.

88 Carol Nakhle, “Petroleum Fiscal Regimes: Evolution and Challenges,” in *Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, editado por Philip Daniel, Michael Keen y Charles McPherson (Londres, Routledge, 2010), 89 y 95.

89 *Ibid.* Por ejemplo, en el caso de los Estados Unidos, el régimen de arrendamiento actual es una forma de concesión (“en general, los arrendamientos federales en zona marítima, una forma de concesión, incluyen los siguientes términos y disposiciones: un arrendamiento que consta de un área compacta que no exceda de 5,760 acres; un contrato de arrendamiento de cinco años (hasta diez años para ciertos contratos de arrendamiento de aguas profundas) y una cláusula habendum que establezca un término secundario durante el tiempo en que se produzca petróleo o se pague en cantidades pagaderas o se estén realizando operaciones de perforación o de reacondicionamiento de pozos aprobadas; pago del monto o valor especificado por el sistema de licitación, el derecho a explorar, desarrollar y producir petróleo y gas condicionado a los requisitos de diligencia debida y a la aprobación de un plan de pago de regalías; y ofertas de producción a refinerías pequeñas o independientes”). Véase Owen L. Anderson and Christopher Kulander, *The Offshore Petroleum Licensing Regime in the United States, in Regulation of the Upstream Petroleum Sector: A Comparative Study of Licensing and Concession Systems*, editado por Tina Hunter (Cheltenham, UK: Edward Elgar, 2015), 167.

contractual que surgirá entre el estado y la compañía privada. Aquí es donde los artículos transitorios juegan su papel.

El cuarto artículo transitorio especifica que el Congreso debe regular el tipo de contratos que el gobierno puede firmar con compañías privadas con relación a la explotación de los recursos nacionales en nombre de la nación. Además, la disposición transitoria le ata las manos del Congreso al afirmar que estos contratos “deben ser, entre otros, contratos de servicio, contratos de participación en las ganancias o en la producción, o licencias”.⁹⁰ En términos de las consideraciones del estado, el artículo transitorio establece que estos contratos deben ser: “I) contratos de efectivo por servicios; II) un porcentaje de la ganancia, para los contratos de participación en las ganancias; III) un porcentaje de la producción, para los acuerdos de producción compartida; IV) con la transferencia onerosa de hidrocarburos después de haber sido extraídos del subsuelo, en el caso de licencias, o V) cualquier combinación de los anteriores”.⁹¹ En lugar de dar instrucciones temporales al Congreso sobre la regulación de la reforma constitucional, las disposiciones transitorias dieron instrucciones específicas sobre el contenido de la legislación que el Congreso tenía que adoptar.

Con respecto al tipo de contratos que deben incluirse en la legislación secundaria, las disposiciones transitorias son similares a las concesiones o licencias modernas en otras partes del mundo. Además, el artículo 5 transitorio otorga el derecho sustantivo a las compañías internacionales de informar o registrar los beneficios esperados de estos contratos para fines contables y financieros. En otras palabras, las llamadas licencias autorizadas por el artículo transitorio son similares a contratos de concesión contemporáneos.⁹² La única diferencia fundamental es que los hidrocarburos se transfieren a la compañía una vez que se extraen, en lugar de in situ, y tras el pago de las regalías.⁹³ Sin embargo, al igual que en la concesión moderna, en la licencia mexicana el operador privado asume todos los costos y riesgos y conserva el derecho exclusivo de explorar y extraer los hidrocarburos ubicados en un área específica.⁹⁴ Según lo declarado por el renombrado especialista en asuntos legales, Diego Valadés, “en una sección de la Constitución, los contratos denominados como concesiones serán rechazados, y luego en otra sección, se permitirán bajo una denominación equivalente”.⁹⁵

Una particularidad de estas disposiciones es que el presidente Peña Nieto y su equipo no pudieron incluir el tipo moderno de concesiones en la Constitución. Dicho de otra manera, no establecieron la fuente más crítica de derechos sustantivos para las compañías privadas en el texto de la constitución; más bien, lo hicieron en sus disposiciones transitorias. Quizás el gobierno de Peña Nieto temía la agitación política que el término podría generar. En cambio, promulgaron las disposiciones en los artículos transitorios con la esperanza de que hubiera menos polémica. Trataron la constitución no como la ley suprema del país, sino como un contrato de adhesión

90 Artículo Transitorio 4.

91 Ibid.

92 Véanse comentarios de José Antonio Prado de Holland and Knight en Alejandra López, “Confunden términos licencia y concesión”, *Reforma*, 8 de junio de 2015, www.reforma.com/aplicacioneslibre/articulo/default.aspx?id=560100&md5=8651197a2972748724fcac21ebf63411&ta=0dfdbac11765226904c16cb9ad1b2efe&po=4; and Alejandro Guzmán Rodríguez, “¿Contratos o Concesiones?” *Energía a Debate*, n.d., www.energiaadebate.com/¿contratos-o-concesiones/.

93 Ibid.

94 Véase, por ejemplo, Contrato No. CNH-R01-L04-A1.CPP/2016 con China Offshore Oil Corporation E&P Mexico, S.A.P.I. de C.V., Sección 2.1, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/198308/Contrato_Area_1_Cinturon_Plegado_Perdido.pdf.

95 Diego Valadés, “La Constitución desfigurada”, *Reforma*, 12 de diciembre de 2013.

que ocultaba en letras pequeñas los términos más importantes, con la esperanza de que los opositores no se dieran cuenta hasta que fuera demasiado tarde.

Artículos transitorios como las letras pequeñas

¿Ocultar los derechos sustantivos de importantes reformas constitucionales en los artículos transitorios es una práctica parlamentaria regular en México? No. Las buenas prácticas legislativas dictan que no es la naturaleza de los artículos transitorios ser el corazón de una enmienda constitucional. En el derecho civil, una sección de transición tiene el propósito de determinar el cumplimiento de la legislación aprobada.⁹⁶ Por ejemplo, las disposiciones transitorias explican qué leyes están siendo revocadas y sustituidas por la nueva ley; definen qué autoridad estará a cargo de su cumplimiento, indican a las agencias o al Congreso que deben aprobar una legislación específica o asignar un presupuesto para dar vida a las reformas, así como funciones similares. Se aseguran de que no haya una “anarquía” legal entre el momento en que la nueva ley entra en vigor y la antigua ley queda derogada.⁹⁷ En otras palabras, brindan los detalles necesarios para que la legislación se convierta en una realidad, son de carácter temporal y auxiliar y, por lo tanto, no se consideran el corazón ni la parte central de la legislación.⁹⁸ Algunos analistas argumentan que “una vez que el artículo transitorio cumple su función pierde su eficacia, esa es la razón por la que no puede establecer disposiciones generales que sean vinculantes para particulares”.⁹⁹ Este no es el caso de los artículos transitorios de la reforma energética.

Como se mencionó anteriormente, las disposiciones transitorias son el centro de la reforma. De las 6,900 palabras que conforman la reforma energética mexicana, 6,000 se encuentran en los artículos transitorios.¹⁰⁰ El núcleo de la reforma no está regulado en la constitución, sino en estos artículos “provisionales”.¹⁰¹

96 Ibid.

97 “Artículos Transitorios. Formas Parte del ordenamiento Jurídico Respectivo y su Observancia es Obligatoria”, Segundo Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Sexto Circuito, Tesis Aislada, VI.2o.A.1 K, Num. De Registro: 188686, Novena Época, Semanario Judicial de la Federación y su gaceta, Tomo XIV, Octubre de 2001.

98 Francisco Berlin Valenzuela, *Diccionario de Términos Parlamentarios* (1997). (“Artículo transitorio. Disposición numerada en forma consecutiva de un tratado, ley o reglamento que tiene una vigencia momentánea o temporal. Su carácter es secundario, en la medida que actúa como auxiliar de los artículos principales, para precisar el momento de la entrada en vigor del nuevo texto legal o para determinar otras especificaciones sobre las condiciones en que la nueva legislación comenzará a surtir efectos legales.”). Véase también Sergio Nudelstejer, “Artículo Transitorio en México”, *Enciclopedia Legal*, <http://mexico.leyderecho.org/articulo-transitorio/#Recursos> (“En México, el término ‘artículo transitorio’ hace referencia a una disposición que se agrega después de que la materia a legislar ha sido tratada en su propio articulado y su efecto jurídico está limitado en el tiempo.”)

99 Carla Huerta Ochoa, “Artículos Transitorios y Derogación”, *Boletín Mexicano de Derecho Comparado* 102, <https://revistas.juridicas.unam.mx/index.php/derecho-comparado/article/view/3693/4524>. (Para conocer la naturaleza de los artículos transitorios no es necesario realizar un análisis semántico, pues el término transitorio es elocuente, de su denominación se infiere que la función de estos artículos es, en principio, temporal y sirve para regular los procesos de cambio en el sistema jurídico. Su naturaleza jurídica se define por su función que se refiere a la aplicabilidad de otras normas, ya sea al señalar la entrada en vigor de una disposición o al derogarla. El artículo transitorio pierde su eficacia una vez que ha cumplido su cometido, por ello es que no puede establecer prescripciones genéricas con carácter vinculante a los particulares.)

100 Valadés, “La Constitución desfigurada.”

101 Ron Snipeliski Nischli llama a los artículos transitorios “una nueva modalidad” del legislador constitucional para “detallar ciertos aspectos del texto constitucional” en los artículos “transitorios” que no son en absoluto transitorios, porque comparten la misma naturaleza y características de otras disposiciones constitucionales” Ron Snipeliski Nischli, “Artículo 27,” *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos Comentada*, Vol. 1, editado por Jose Ramón Cossío Díaz (Mexico: Tirant lo Blanch, 2017), 558.



En un estudio de Diego Valadés, “de los 21 artículos transitorios, once tienen disposiciones importantes que deberían formar parte del texto de la Constitución”.¹⁰² En estos artículos es donde el lector puede encontrar el tipo de contratos de exploración y desarrollo que el gobierno puede firmar con compañías privadas: contratos de licencia, de participación en la producción y en las ganancias, y contratos de servicios. Por otra parte, es en estos artículos “temporales” donde a las compañías se les otorga el derecho a registrar las reservas concedidas por los contratos. En otras palabras, el corazón y el alma de la reforma energética de México con respecto a la fase aguas arriba de la cadena de producción no está en la Constitución, sino en estas disposiciones transitorias. Según palabras de Diego Valadés, “en México nadie había usado los artículos transitorios para engañar y ocultar, como lo hicieron en el caso de esta reforma”.¹⁰³ Queda a responsabilidad del Suprema Corte de Justicia de la Nación determinar el posible impacto de modificar la naturaleza de dichos artículos transitorios que potencialmente podrían contener contradicciones con el texto constitucional.¹⁰⁴

En el pasado, la Suprema Corte ha declarado que las disposiciones transitorias son parte de la enmienda constitucional en la medida en que ayuden a darle vida.¹⁰⁵ Sin embargo, estas resoluciones se dieron principalmente en el contexto de determinar las obligaciones de ciertas autoridades para aprobar una legislación secundaria o el momento de la entrada en vigor de dicha legislación.¹⁰⁶ La Suprema Corte nunca ha emitido resoluciones sobre el posible resultado de una contradicción de los derechos sustantivos otorgados directamente a los individuos en artículos transitorios, como los derechos de las compañías privadas a registrar reservas, y el texto de la constitución. Un nuevo gobierno podría argumentar en un tribunal que el texto constitucional limita los derechos de las compañías privadas con respecto a la prestación de servicios al estado, lo que sería una contradicción con los términos de los artículos transitorios que aprueban licencias que otorgan derechos exclusivos de exploración y producción de recursos de hidrocarburos. No sabemos cómo reaccionará la Suprema Corte si se le pide que determine si existen contradicciones entre la constitución y los derechos sustantivos que se establecen en los artículos transitorios. Pero lo que sí sabemos es que al “desfigurar la constitución”, los ingenieros jurídicos de la reforma entregaron armas a sus detractores para que estos últimos pudieran combatir la reforma ante los tribunales.¹⁰⁷

Si el gobierno de Peña Nieto hubiera incluido todo en el texto de la Constitución, la alternativa disponible para los detractores hubiera sido luchar por una enmienda constitucional. Sin embargo, con la arquitectura legal adoptada, un nuevo presidente podría argumentar que los contratos existentes violan el espíritu de la constitución porque, según su entendimiento, los términos son muy parecidos a los de una concesión. Por lo tanto, el nuevo presidente no necesitaría enmendar la constitución para objetar la arquitectura contractual existente de la reforma.

102 Valadés, “La Constitución desfigurada.”

103 Ibid.

104 Esta es una de las consecuencias de incluir derechos sustantivos en la constitución. Véase Snipeliski Nischli, “Artículo 27,” 558.

105 Amparo en Revisión 1106/2015, resuelto 02/03/2016, Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nacional; véase también Acción de Inconstitucionalidad 99/2016 y acumulada 104/2016 (con relación a jueces electorales); Acción de Inconstitucionalidad 58/2016 (ley anticorrupción en Chihuahua); Acción de Inconstitucionalidad 56/2006 (ley anticorrupción en Veracruz).

106 Ibid.

107 Valadés, “La Constitución desfigurada.”

El presidente al mando de la reforma energética

Sin embargo, es la estructura del proceso de toma de decisiones, no las disposiciones transitorias, lo que puede ser el mayor desafío para la implementación del nuevo modelo energético. Los diseñadores de la reforma se aseguraron que el poder ejecutivo desempeñara un papel importante en el establecimiento de la dirección, el ritmo y el contenido del sector energético en México.¹⁰⁸ Al menos tres prerrogativas ejecutivas son la clave para el futuro de la reforma en el sector energético aguas arriba: el poder para determinar la política energética del estado, la prerrogativa para determinar las áreas y los contratos que se abrirán a subasta, y la autoridad para determinar los términos financieros y fiscales de los contratos.¹⁰⁹ Las tres están en las manos de las secretarías que están directamente bajo el control del presidente en ejercicio.

SENER, la llave maestra

De acuerdo con el diseño constitucional, el secretario de energía, quien es nombrado directamente por el presidente, tiene el poder de “establecer, dirigir y coordinar la política energética” en México.¹¹⁰ Cuando se trata de actividades relacionadas con los hidrocarburos y la transición y distribución de energía, se consideran actividades “estratégicas” del estado de interés social y público, y como consecuencia tendrán preferencia sobre cualquier otra actividad que se beneficie de desarrollos en la superficie o subsuelo del territorio nacional”.¹¹¹

Como consecuencia, el secretario de energía puede decidir qué áreas se adjudicarán mediante cesiones a entidades productiva del estado (principalmente Pemex) y cuáles se adjudicarán bajo contratos a través de subastas donde puedan participar entidades privadas y públicas (figura 3.1). El riesgo del futuro de la reforma energética radica en esta división de tareas. Independientemente de los contratos existentes, quienquiera que termine ganando la elección tendrá que decidir si las nuevas áreas se adjudicarán a Pemex o estarán abiertas a la competencia.

La legislación secundaria, la Ley de Hidrocarburos, trata de disminuir los fundamentos con base en los cuales la secretaría puede adjudicar cesiones a Pemex forzándola a justificar su decisión “como el mecanismo más adecuado para el interés de la nación en términos de producción y que garantiza el suministro de hidrocarburos y que el receptor de la cesión tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos de la manera más eficiente y competitiva”.¹¹² En este proceso adjudicativo, la CNH debe dar su opción mediante la emisión de un informe técnico.¹¹³ Sin embargo, constitucionalmente, nada le impide al nuevo secretario de energía modificar las rondas posteriores y el plan de desarrollo establecido por la administración anterior en nombre del “interés nacional”. En caso de discrepancia entre la constitución y la legislación secundaria, los tribunales federales podrían fácilmente declarar la ley secundaria como inconstitucional por limitar los poderes del ejecutivo en contra del texto y el espíritu de la reforma.

108 Véase Snipeliski Nischli, “Artículo 27,” 557.

109 Reforma Constitucional, Artículo 6 Transitorio y Artículo 10 Transitorio.

110 Ibid., Artículo 10 Transitorio.

111 Ibid., Artículo 18 Transitorio.

112 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), DOF: 11/08/2014 (en lo sucesivo, Ley de Hidrocarburos), Artículo 6.

113 Ibid.

Figura 3.1. Cesiones



El segundo poder de la Secretaría de Energía radica en su capacidad para diseñar el contenido de los contratos y las directrices técnicas de los procesos de licitación. La CNH puede “ayudar técnicamente” al secretario de energía a definir estas disposiciones, pero el diseño final es responsabilidad de la secretaría. Una vez que se encuentra una nueva área, la secretaría determina qué tipo de relación contractual regirá su desarrollo: cesiones, contratos de participación en la producción o en las ganancias, o licencias. La CNH está a cargo de las subastas, la firma del contrato en nombre del estado y, lo más importante, de supervisar y hacer cumplir los términos del contrato.

Quizás el poder más importante de la CNH con respecto a la implementación de reformas a largo plazo radica aquí. Si las empresas no cumplen con sus obligaciones en virtud de los contratos o de acuerdo con la ley, solo la CNH puede cancelar la relación contractual en caso de un conjunto de motivos preestablecidos.¹¹⁴ Dichos motivos podrían incluir la posibilidad de que las compañías no comiencen sus operaciones en un período determinado, no inviertan en el campo según lo acordado en los contratos, transfieran los derechos contractuales sin autorización; un accidente que afecte la producción y sea causado por negligencia o conducta fraudulenta, no se reporte la información apropiada con respecto a la producción y los costos a las autoridades, o no se realicen los pagos correspondientes al estado de acuerdo con los términos del contrato.¹¹⁵ De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, estos son los únicos motivos para cancelar un contrato de exploración y producción y reposición del área sin compensación.¹¹⁶ El procedimiento para determinar la terminación de estos contratos se considera un acto administrativo y no está sujeto a arbitraje. En resumen, la Secretaría de Energía no puede cancelar los 107 contratos existentes; en cambio, la CNH es el único organismo que puede hacer esta determinación dadas determinadas circunstancias establecidas en la Ley de Hidrocarburos.¹¹⁷

114 Ibid., Artículo 20.

115 Ibid.

116 Ibid. (El Ejecutivo Federal, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, podrá rescindir administrativamente los Contratos para la Exploración y Extracción y recuperar el Área Contractual únicamente cuando se presente alguna de las siguientes causas graves)

117 Ibid.

Dado que la CNH es la que hace cumplir los términos contractuales, tiene el deber de proporcionar comentarios a la Secretaría de Energía con respecto a un contrato futuro. Sin embargo, en última instancia, la Secretaría de Energía es la que determina el diseño contractual. Las únicas disposiciones de los contratos que no están dentro del alcance de sus poderes son las relacionadas con las finanzas y los impuestos. Aquí es donde entra en juego otra oficina dependiente del presidente, la Secretaría de Hacienda.

El poder del erario ejecutivo: una sombra del antiguo régimen

Es bien sabido que las terribles finanzas de Pemex antes de la reforma energética no fueron solo el resultado de un mal manejo de los recursos dentro de la organización, sino también una consecuencia del control extremo que la Secretaría de Hacienda ejerció sobre los libros de la compañía. Las principales fuentes de ingresos del gobierno provinieron de impuestos pagados por Pemex. Por lo tanto, la Secretaría de Energía tuvo una enorme influencia sobre cómo se administraban las finanzas de la compañía pública. Con la reforma energética, la autoridad de la Secretaría de Hacienda sobre las operaciones de las compañías de hidrocarburos no desapareció. La reforma otorga poderes exclusivos a la Secretaría de Hacienda para establecer las “condiciones económicas para las licitaciones y los contratos [de la reforma energética] con relación al régimen fiscal que le permitirá a la Nación obtener a su debido tiempo los beneficios que contribuirán al desarrollo a largo plazo”.¹¹⁸ Como tal, para cada acuerdo contractual, la Secretaría de Hacienda está a cargo de determinar las regalías estándar, el impuesto corporativo, la deducción de costos y las tarifas ajustables para las regalías. Esta disposición otorga un control robusto de la economía de los contratos a una sola agencia del gobierno (figura 3.2). La tesorería podría hacer que un proyecto particular sea atractivo para los inversionistas extranjeros o económicamente ineficiente.

Por ejemplo, la Ley de Ingresos de Hidrocarburos establece una regalía de escala variable con tasas variables según el tipo de campo, sus tasas de producción y el precio del petróleo y el gas.¹¹⁹ Algunos proyectos con ganancias más reducidas, como el gas de esquisto, tendrán un descuento en las regalías.¹²⁰ El posible aumento de las tasas de regalías si la producción o los precios aumentan dependerá de cada acuerdo contractual.¹²¹ La Secretaría de Hacienda determina esas tasas después de que la Secretaría de Energía diseña el contrato. Otro ejemplo, que se encuentra en el Artículo 13 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, establece que en el caso de los contratos de producción compartida, la Secretaría de Hacienda determinará si incluirá la contraprestación de recuperación de costos en el contrato.¹²² En resumen, incluso asumiendo que la Secretaría de Energía decide seguir adelante con los procesos de licitación luego de escuchar la opinión de la CNH, la Secretaría de Hacienda podría establecer un régimen fiscal que haga que todo el proyecto sea inviable para los operadores privados. En este caso, la CNH no tiene el poder de convencer a la Secretaría de Hacienda para que modifique los términos económicos de los contratos. Uno podría imaginar fácilmente un escenario en el que, después de un proceso de licitación fallido, el presidente entrante instruya a la Secretaría de Energía que asigne un campo a Pemex.

118 Reforma Constitucional, Artículo 10 Transitorio.

119 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, DOF: 11/08/2014. (En lo sucesivo, Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos).

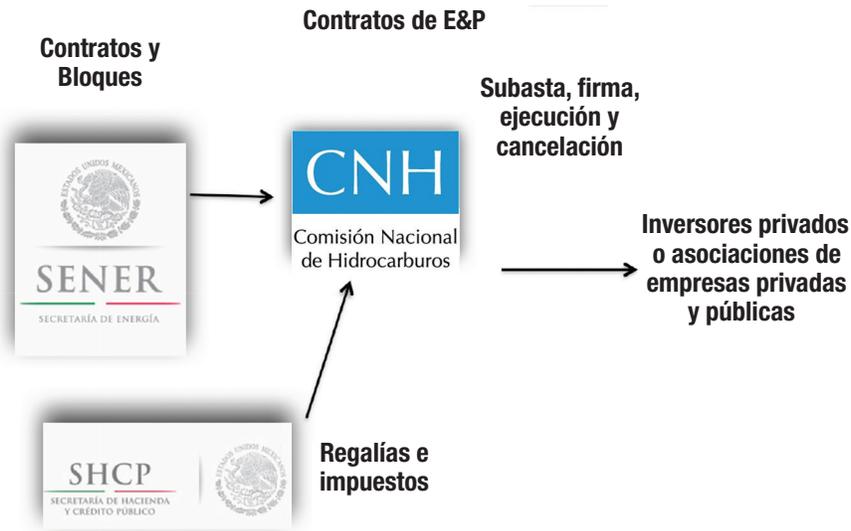
120 Ibid.

121 Ibid.

122 Ibid., Artículo 13.

El presidente entrante podría argumentar que es de interés nacional desarrollar los recursos después en vista de que las compañías privadas rechazaron los términos económicos “justos” del estado e insistieron en tratar de beneficiarse “más” de las riquezas de la nación. Si Pemex está o no en condiciones financieras y técnicas para desarrollar el campo en particular es otra historia. Sin embargo, la arquitectura legal está ahí y podría desplegarse fácilmente para un encubrimiento político.

Figura 3.2. Contratos de exploración y producción



El control ejecutivo de la Secretaría de Hacienda sobre los términos financieros de los contratos es efectivamente ilimitado, y podría descarrilar la factibilidad económica de los proyectos de exploración y producción si el nuevo presidente decide boicotear la reforma. Esta política no requeriría ninguna enmienda constitucional, ya que está dentro de los poderes del poder ejecutivo según lo establecido en la reforma energética.

Protección internacional de inversiones realizadas

Como se indicó anteriormente, los motivos que la CNH puede argumentar para la terminación de los contratos sin la obligación de indemnizar a las compañías privadas son limitados.¹²³ La Ley de Hidrocarburos establece un procedimiento en el que la compañía privada puede impugnar la decisión de la CNH y tratar de resolver el incumplimiento de las obligaciones contractuales antes de una decisión definitiva.¹²⁴ Una vez que la CNH confirma su decisión, el único recurso legal disponible para impugnar la rescisión es presentar una acción

123 Ley de Hidrocarburos, Artículo 20. La compañía privada tiene 30 días después de recibir la decisión de la CNH para proporcionar pruebas y objetar la rescisión. Después de recibir argumentos y pruebas de la compañía, la CNH tiene 90 días para confirmar su decisión. Si la compañía privada resuelve la discrepancia, la CNH puede dejar sin efecto la rescisión.

124 Ibid.

administrativa ante los tribunales federales mexicanos.¹²⁵ Según la Ley de Hidrocarburos, “como consecuencia de una rescisión administrativa, el Contratista devolverá al Estado el área sin recibir ningún cargo, pago o indemnización”.¹²⁶

Para cualquier otra disputa contractual, los contratos de exploración y producción pueden incluir mecanismos alternativos de resolución de disputas, incluidas las disposiciones de arbitraje en virtud de tratados internacionales firmados por los Estados Unidos Mexicanos.¹²⁷ Por ejemplo, si el gobierno mexicano decide modificar la Ley de Hidrocarburos o la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos de una manera que afecte la relación contractual o los planes comerciales de las compañías, estas últimas podrían iniciar una acción legal internacional argumentando una violación de los Tratados Internacionales de Inversión Bilaterales.¹²⁸ Los tratados internacionales establecen un mecanismo de arbitraje en foros neutrales en los que el inversionista podría obtener mayores montos de indemnización que si hubiera disputado el problema a nivel nacional.¹²⁹

Algunos de los contratos de licencia firmados por México, en particular para los campos de aguas profundas, brindan garantías adicionales a los inversionistas extranjeros.¹³⁰ Si bien el contrato de licencia específica que cualquier disputa relacionada con la rescisión administrativa determinada por la CNH se resolverá en tribunales federales, también otorga a los inversionistas el derecho de llevar la disputa a un tribunal internacional para cuantificar la indemnización. Por ejemplo, el contrato con China Offshore Oil Corporation E&P México estipula que “el contrato puede dar lugar a un procedimiento ante un tribunal internacional... exclusivamente para determinar la existencia de daños compensatorios y pérdidas de ganancias y, según sea el caso, su cuantificación monetaria, que surja como consecuencia de una rescisión administrativa que los Tribunales Federales consideren sin fundamento”.¹³¹ Además, según el contrato, la compañía “disfrutará de todos los derechos reconocidos en los tratados internacionales firmados por la Nación”.¹³² Esto incluye el Tratado Bilateral de Inversión China-México (TBI China-México) vigente desde el 06 de junio de 2009.¹³³ De acuerdo con

125 Ibid.

126 Ibid. (“Como consecuencia de la rescisión administrativa, el Contratista transferirá al Estado sin cargo, ni pago, ni indemnización alguna, el Área Contractual. Asimismo, se precederá a realizar el finiquito correspondiente en términos de las disposiciones jurídicas aplicables y de las previsiones contractuales.”)

127 Ibid., Artículo 21 (“Tratándose de controversias referidas a los Contratos para la Exploración y Extracción, con excepción de lo mencionado en el artículo anterior, se podrán prever mecanismos alternativos para su solución, incluyendo acuerdos arbitrales en términos de lo dispuesto en el Título Cuarto del Libro Quinto del Código de Comercio y los tratados internacionales en materia de arbitraje y solución de controversias de los que México sea parte.”)

128 Guillermo J. García Sanchez, “The Hydrocarbons Industry’s Challenge to International Investment Law: A Critical Approach,” *Harvard International Law Journal* 57, no. 2 (2016): 475–528, <https://ssrn.com/abstract=2820729>.

129 Ibid.

130 China Offshore Oil Corporation E&P Mexico, S.A.P.I. de C.V.; véase también la nota 26.

131 Ibid. en Sección 26.4 (“El contratista podrá iniciar un procedimiento ante un tribunal arbitral, en términos de la Cláusula 26.5, únicamente para que se determine la existencia de daños y perjuicios y en su caso, su cuantificación, que resulten de una causal o causales de rescisión administrativa consideradas infundadas por los Tribunales Federales de forma definitiva.”)

132 Ibid. en Sección 26.9.

133 “Agreement Between the Government of the United Mexican States and the Government of the People’s Republic of China on the Promotion and Reciprocal Protection of Investments,” <http://investmentpolicyhub.unctad.org/Download/TreatyFile/759>.

el artículo 1 de este tratado, los contratos firmados con México no pueden verse afectados por acciones del gobierno porque están comprendidos en la definición de inversión protegida.¹³⁴

Estos son “contratos en los que las remuneraciones dependen sustancialmente de la producción, los ingresos o las ganancias de una compañía” y los campos de aguas profundas se encuentran en la plataforma continental mexicana, que según tratados internacionales y el derecho internacional, se considera territorio mexicano.¹³⁵

En resumen, las compañías internacionales pueden impugnar una rescisión de la CNH ante tribunales federales. Si ganan el caso, pueden llevar la reclamación a un tribunal de arbitraje internacional para cuantificar los daños compensatorios y la pérdida de ganancias. Estos mecanismos son capas adicionales de protección que no se especifican en la constitución ni en los artículos transitorios ni en la legislación secundaria. Además de este procedimiento “interno” con un recurso internacional para la cuantificación, las compañías también tienen acceso a los tribunales arbitrales internacionales para resolver cualquier otro conflicto relacionado con el contrato.¹³⁶ Los TBI internacionales o los capítulos de inversión en tratados de libre comercio, como el Capítulo 11 del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), obligan a México a proporcionar a los inversionistas extranjeros un “trato justo y equitativo” (Artículo 1105 del TLCAN o artículo 5 del TBI China-México.) y recibir una indemnización rápida y adecuada en caso de expropiación (Artículo 1110 del TLCAN, o artículo 7 del TBI China-México).¹³⁷ Por ejemplo, si un nuevo gobierno decide cancelar los contratos existentes mediante la promulgación de nuevas leyes que obliguen a las compañías a renegociar los acuerdos existentes con una legislación más favorable para el estado, entonces las compañías podrían presentar reclamaciones ante los tribunales internacionales de inversión. En estos foros internacionales, podrían argumentar que fueron tratadas injustamente y que el gobierno violó sus “expectativas legítimas” de inversión.¹³⁸ Incluso podrían argumentar que al forzarlas a renegociar el contrato, las acciones del nuevo gobierno son una expropiación ilegal.¹³⁹

La administración actual en México está consciente de la importancia de que los inversionistas internacionales sepan que el país cumplirá sus promesas de llevar a cabo el arbitraje de este tipo de disputas en foros

134 Ibid., Artículo 1 (“investment” means the asset owned or controlled by investors of a Contracting Party and acquired in accordance with the laws and regulations of the other contracting Party, listed below: . . . interest arising from the commitment of capital or other resources in the territory of a Contracting party to economic activity in such territory, such as under (i) contracts involving the presence of an investor’s property in the territory of the other Contracting Party, including turnkey or construction contracts, or concessions, or (ii) contracts where remunerations depends substantially on the production, revenues or profits of an enterprise”).

135 Ibid. (“in respect of the United Mexican States, the territory of the United Mexican States including the maritime areas adjacent to its coast, i.e. territorial sea, the exclusive economic zone and the continental shelf, to the extent to which the United Mexican States may exercise sovereign rights or jurisdiction in those areas according to international law.”). Para un estudio más profundo de las inversiones en el Golfo de México, particularmente cerca de la frontera marítima con los Estados Unidos, véase Guillermo J. García Sanchez y Richard McLaughlin, “The 2012 Agreement on the Exploitation of Transboundary Hydrocarbon Resources in the Gulf of Mexico: Confirmation of the Rule or Emergence of a New Practice?,” *Houston Journal of International Law* 37, no. 3 (2015): 681–792, <https://ssrn.com/abstract=2652563>.

136 Para una revisión extensa de los mecanismos en el contexto del TLCAN, véase Bradley J. Condon, “Mexican Energy Reform and NAFTA Chapter 11: Articles 20 and 21 of the Hydrocarbons Law and Access to Investment Arbitration,” *Journal of World Energy Law and Business* 9, no. 3 (2016): 203–19; para los derechos de las compañías en el sistema legal mexicano, véase Guillermo J. García Sanchez, “Las empresas y sus derechos humanos según la Corte”, *NEXOS, El Juego de la Corte*, 14 de abril de 2014, <https://eljuegodelacorte.nexos.com.mx/?p=3737>.

137 Ibid.

138 García Sanchez, supra nota 55.

139 Ibid.

internacionales, independientemente de quién esté en el poder.¹⁴⁰ Prueba de ello es el hecho de que México firmó recientemente el Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados Nacionales y de Otros Estados (Convenio del CIADI). Este convenio creó el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) para proporcionar a los inversionistas y a los estados servicios y reglas de procedimiento para la reconciliación y el arbitraje de sus diferencias relativas a inversiones.¹⁴¹ Más importante para los derechos de los inversionistas, el Convenio del CIADI tiene un mecanismo de cumplimiento más fuerte que los TBI porque obliga a los países a reconocer las obligaciones pecuniarias en los laudos «como si se tratara de una sentencia definitiva de un tribunal nacional».¹⁴² No es necesario pasar por los procedimientos judiciales ordinarios de ejecución establecidos por la Convención de Nueva York sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras.¹⁴³ A pesar de que México estaba entre los 10 principales países receptores de inversión extranjera directa y había utilizado los Mecanismos Complementarios del CIADI anteriormente, México se había mostrado renuente a firmar el Convenio del CIADI.¹⁴⁴ La entrada en vigor del convenio dependerá del proceso de ratificación de la Cámara de Senadores de México, pero considerando que la composición actual de esta cámara favorece al partido gobernante, hay pocas posibilidades de que México no lo ratifique.

¿Podrán las nuevas agencias controlar a Gulliver?

En su novela “Los viajes de Gulliver”, Jonathan Swift describe cómo los diminutos habitantes de la isla de Lilliput sometieron a un gigante que apareció en su isla. En la novela, encarcelar a Gulliver solo fue posible después de que los liliputienses trabajaron juntos y dejaron sus peleas por asuntos triviales a un lado. Aunque las nuevas agencias creadas por la reforma energética no pueden someter la voluntad del poder ejecutivo para implementar aún más la reforma, si trabajan juntas, aún tienen competencias vitales para mantener la reforma a flote, o al menos mitigar el ritmo de posibles cambios radicales. El ejemplo mencionado anteriormente del CNH y su poder para hacer cumplir y supervisar los contratos existentes es solo uno de muchos.

La reforma también creó las siguientes agencias que en su mayoría regulan el funcionamiento técnico y económico del mercado energético en México: la Agencia Nacional para la Seguridad Industrial y la Protección Ambiental del Sector de Hidrocarburos (ASEA), el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización

140 Véanse comentarios de Carlos Vejar sobre la ratificación, “Consequences for Mexico After Subscribing to the ICSID Convention,” Holland and Knight Newsletter, 11 de enero de 2019, www.hklaw.com/publications/Consequences-for-Mexico-After-Subscribing-to-the-ICSID-Convention-01-11-2018/.

141 El Convenio del CIADI ha sido ratificado por 153 estados y entró en vigor el 14 de octubre de 1966. Para obtener el texto de la convención, consulte <https://icsid.worldbank.org/en/Documents/icsiddocs/ICSID%20Convention%20English.pdf>. For information on the ICSID, <https://icsid.worldbank.org/en/>.

142 Artículo 54 (“(1) Each Contracting State shall recognize an award rendered pursuant to this Convention as binding and enforce the pecuniary obligations imposed by that award within its territories as if it were a final judgment of a court in that State. A Contracting State with a federal constitution may enforce such an award in or through its federal courts and may provide that such courts shall treat the award as if it were a final judgment of the courts of a constituent state.”)

143 La Convención de Nueva York sobre Reconocimiento y Ejecución de Laudos Arbitrales Extranjeros es uno de los instrumentos internacionales más antiguos que otorga el derecho a la parte ganadora de un proceso arbitral de pasar por un proceso judicial para que el laudo sea reconocido en cualquier jurisdicción donde la Convención esté en vigor. Para obtener más información, consulte el sitio web de la convención en www.newyorkconvention.org.

144 Vejar, “Consequences for Mexico after Subscribing to the ICSID Convention.”

y el Desarrollo. Tanto CENACE como CENAGAS están encargadas de garantizar el funcionamiento técnico del mercado energético. El CENACE ejerce “el control operativo del sistema eléctrico nacional”, supervisa el funcionamiento del “mercado mayorista de electricidad” y, aún más importante, garantiza que haya un “acceso abierto y no discriminatorio a la red nacional y las líneas de distribución generales.”¹⁴⁵

Con respecto a CENAGAS, la agencia tiene el deber de controlar la “operación del sistema nacional de ductos para el almacenamiento y transporte” del gas natural.¹⁴⁶ Básicamente, el CENACE toma el control de la red nacional, reemplazando a la entidad estatal, la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En lugar de tener un monopolio estatal controlado por CFE, ahora los actores privados pueden competir con la empresa productiva del estado para la generación y comercialización de electricidad. La CFE se queda solo con la transmisión y distribución de energía, que se considera un servicio público, sin embargo los actores privados también pueden, hasta cierto punto, participar en estas actividades de transmisión y distribución si contratan con el Estado. La reforma también fortaleció el papel de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en su función de otorgar permisos de generación eléctrica, permisos en las actividades de la industria de hidrocarburos (transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y venta de hidrocarburos). productos al público), y permisos para la gestión de sistemas integrados. En la regulación del mercado, estas agencias pueden influir la forma en que la nueva administración percibe la importancia de implementar la reforma energética. Por ejemplo, para el mercado de electricidad, el CENACE, el CRE y el Ministerio de Energía regulan la venta de electricidad producida en sitios de consumo cercanos a pequeña escala y que están conectados directamente a una red de distribución (“generación distribuida”), como los microgeneradores. de energías renovables.

De las nuevas agencias, la CRE y la CNH son las que poseen el mayor nivel de autonomía . Estas entidades administrativas se consideran órganos descentralizados (“órganos desconcentrados”) del gobierno federal que están reconocidos por el artículo 28 de la Constitución como “órganos reguladores coordinados” del sector energético y tienen autonomía en sus funciones del Ministerio de Energía.¹⁴⁷ Como tales, tienen poderes regulatorios reconocidos en la Constitución, y aunque son constitucionalmente parte del poder ejecutivo federal, sí tienen autonomía técnica, operativa y presupuestaria.¹⁴⁸ Además, el Senado mexicano está involucrado en la designación de los comisionados de ambas agencias reguladoras.¹⁴⁹ El presidente debe presentar tres candidatos para cada puesto de comisionado, y dos tercios del Senado deben elegir uno de los tres. Si el Senado es incapaz

145 Article 16 Transitory, (“encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional; de operar el mercado eléctrico mayorista; del acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución.”)

146 Article 16, b) Transitory.

147 Article 28 of the Constitution (“El poder Ejecutivo contara con los órganos reguladores coordinados en materia energética denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía”) http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1_150917.pdf.

148 Article 10 Transitory, b) and c); Article 12 Transitory; for an explanation of the difference between decentralized and de-concentrated organs see, Josefina Cortes Campos, La administración pública: una categoría normativa en construcción, in CIEN ENSAYOS PARA EL CENTENARIO. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS, Tomo 2 (2017), p. 77.

149 Article 13 Transitory.

de seleccionar a un comisionado después de treinta días, entonces el Ejecutivo lo/a puede designar de la lista.¹⁵⁰ Los comisionados pueden ser reelegidos sólo una vez para el mismo cargo y solo pueden ser removidos debido a causas “graves.”¹⁵¹ La ASEA es también un órgano descentralizado, pero tiene una dependencia jerárquica directa a la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), y no está reconocida por el Artículo 28 de la Constitución como un órgano regulador coordinado en el sector energético.¹⁵² Además, el titular de la ASEA puede ser designado y removido directamente del cargo por el Presidente.¹⁵³

Los funcionarios comprometidos con las instituciones en las que trabajan pueden hacer una diferencia cuando hay cambios en la arena política. Hasta ahora, los funcionarios de la CRE y de la CNH han tenido perfiles técnicos, con años de experiencia, y con un profundo entendimiento de sus obligaciones dentro de sus dependencias. Los servidores públicos pueden hacer que “Gulliver” rinda cuentas, siempre y cuando se sitúen sobre la política y coloquen su confianza en las instituciones. De igual manera, los servidores públicos pueden dificultar la implementación de cambios profundos en la política pública propuestos por políticos; pueden aconsejar al partido entrante a posicionarse en contra de echar para atrás políticas públicas que podrían dañar a las instituciones o al país; pueden convertirse en la fuerza resistente que desde dentro de la administración haga más difícil que el gigante entrante gire el timón demasiado rápido o fuera de curso. México tuvo ese tipo de perfiles en secretarías como la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Relaciones Exteriores. Estas dos secretarías tienen la tasa más baja de movimiento de funcionarios de alto nivel en la administración Mexicana. La última, tiene una cultura profundamente arraigada en la lealtad institucional, sustentada por legislación que promueve la meritocracia sobre la política, y que garantiza que el cuerpo diplomático siga los principios preestablecidos y las tradiciones de la diplomacia Mexicana, incluso frente a un nuevo Presidente o a un nuevo Secretario de Relaciones Exteriores designado políticamente. Las nuevas agencias de energía no tienen leyes similares que las protejan de la interferencia política, y sus funcionarios apenas comienzan a crear una cultura institucional. Sin embargo, aún hay esperanza para que en el largo plazo sean capaces de sobrevivir cualquier cambio y sean un pilar de estabilidad. Al final del día, cualquier administración necesita llenar posiciones en esos organismos y México tiene pocos profesionales con la experiencia en el libre mercado energético.

Como parte de la reforma energética, el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y la Secretaría de Energía controlan un fideicomiso público encargado de financiar investigación relacionada con la implementación del sector energético y de crear capital humano especializado en esta área.¹⁵⁴ Como tal, el gobierno tiene los recursos disponibles para construir una nueva generación de funcionarios gubernamentales en el área de energía, entrenados en las mejores instituciones dentro y fuera de México. Estos recursos deben de ser resguardados y utilizados adecuadamente. Recientemente, México ha enfrentado una serie de escándalos de corrupción relacionados al mal uso de recursos asignados a la investigación que terminaron financiando

150 Ibid.

151 Ibid.

152 Artículos 24 and 27, Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

153 Ibid.

154 CONACYT - SENER / Hidrocarburos, <https://www.conacyt.gob.mx/index.php/fondos-sectoriales-constituidos2/item/conacyt-sener-hidrocarburos>.



campañas políticas a través de contratos con universidades públicas.¹⁵⁵ El fideicomiso para la creación de capital humano y tecnológico para la implementación de la reforma energética es esencial para proveer de personal a las agencias recién creadas. El potencial para un liderazgo adecuado del sector de energético está allí, y le corresponde a la actual administración asegurar que no se pierda en otro escándalo.

El liderazgo de los funcionarios públicos ha sido fundamental en la implementación de la reforma. El liderazgo actual, tanto en la CRE como en la CNH es celebrado por su transparencia, profesionalismo, y apertura al diálogo con la industria. Si un nuevo partido llega al poder, los funcionarios actuales del sector energético podrían resistir los grandes cambios dentro de la administración. Además, deberían recomendar la continuación de los programas que financian la investigación, las tecnologías, y el capital humano que aseguren la estabilidad de la reforma energética. Un frente común puede mantener a Gulliver sobre el piso, pero la división y el tribalismo pueden abrir las puertas para que él inunde la isla.

Conclusión

En cuanto a las disposiciones transitorias de la reforma, parece que los redactores de la enmienda constitucional olvidaron una conocida expresión popular mexicana: “*no hagas cosas buenas que parecen malas*”. En lugar de incluir los elementos más importantes de la reforma (los derechos de las compañías privadas) en el texto de la constitución, los redactaron en los artículos transitorios con la esperanza de que esto los haría menos polémicos. Este esfuerzo por evitar la polémica, mientras se seguía hablando del espíritu revolucionario mexicano, solo le brindó armas a los detractores de la reforma para combatir los artículos transitorios y la legislación secundaria en los tribunales. Por lo tanto, la idea de que la reforma es “a prueba de balas” porque es constitucional es una idea falsa. No hay necesidad de enmendar la constitución para combatir la naturaleza de los contratos en los tribunales federales, porque el término *concesión*, que está prohibido por la constitución, no está definido. De hecho, las licencias existentes son muy parecidas a las concesiones modernas de hoy en día alrededor del mundo.

Los redactores de la reforma energética mexicana supusieron que permanecerían en el poder el tiempo suficiente para continuar implementando la reforma, o al menos supusieron que las futuras administraciones estarían de acuerdo con sus políticas energéticas. Sufrieron de una arrogancia política que se refleja en la arquitectura legal de la reforma. En lugar de aislar el futuro del sector energético de las transiciones políticas, concentraron el poder de implementación a largo plazo en las manos del poder ejecutivo. Los nuevos organismos, como la CNH, tienen poderes limitados para influir en cómo el estado desarrollará este sector estratégico. Estos organismos existen para ayudar en la implementación y proporcionar opiniones. Pero en última instancia, la persona al frente en Los Pinos tiene la última palabra sobre si el país se apegará a la visión de la administración actual o si se detendrá la implementación de la reforma. La administración actual de alguna manera no aprendió una de las lecciones cruciales del orden constitucional moderno: si lo que se busca es una implementación a largo plazo, hay que asegurarse de aislar a las instituciones de los ciclos políticos. No se debe concentrar el poder en los funcionarios electos. A corto plazo, esto podría significar que se perderán algunos niveles de control, pero a largo plazo, se tendrá asegurado que los cambios prevalecerán luego de las transiciones políticas.

155 Albison Linares, “El dinero se iba a un agujero negro”: el esquema de corrupción que compromete al gobierno de México, *The New York Times*, Sept 5, 2017, <https://www.nytimes.com/es/2017/09/05/el-dinero-se-iba-a-un-agujero-negro-el-esquema-de-corrupcion-que-compromete-al-gobierno-de-mexico/>

Si los desarrollos de hidrocarburos existentes ya estuvieran en la etapa de producción; si el flujo de petróleo estuviera ayudando a México a reducir su deuda nacional, a bajar el precio del gas y de la electricidad; si las nuevas compañías privadas ya estuvieran contratando a un gran número de mexicanos y contribuyendo a reducir el desempleo en regiones específicas; si todo esto fuera cierto, entonces la reforma energética tendría la póliza de seguro más sólida contra los cambios políticos. Ya estuviera dando los beneficios previstos por sus diseñadores. Desafortunadamente, estos beneficios aún no son visibles para la población general y, a excepción de los pagos de bonificaciones, los ingresos no están fluyendo a niveles que aislarían a la nueva “gallina de los huevos de oro” de la interferencia.

Sin embargo, esto no significa que los contratos existentes se renegociarán o cancelarán. Hay buenas razones para creer que a cualquier presidente entrante le gustaría mantenerlos y esperar a que los proyectos brinden resultados económicos positivos. Después de todo, la producción de Pemex ha estado en declive durante los últimos 13 años, y el gobierno necesita los flujos adicionales de ingresos que se espera que los contratos de exploración y producción producirán. Cancelarlos sin ninguna justificación establecida en los términos contractuales y la ley significaría que el estado tendría que indemnizar a los inversionistas por sus pérdidas y que no se beneficiaría de la inversión tan necesaria en el sector aguas arriba. Solo la CNH, según el conjunto de causas preestablecido, puede cancelar los contratos en nombre del gobierno sin violar los derechos de los inversionistas. Sin embargo, este hecho de ninguna manera significa que el gobierno tendrá que abrir nuevos proyectos a la participación privada o convocar nuevas subastas. En consecuencia, las siguientes recomendaciones políticas clave deben tenerse en cuenta:

- **Proteger la independencia de la CNH.** A pesar de que la comisión no puede determinar si se realizará una futura subasta, sí controla los contratos existentes. Es fundamental garantizar que esté lo más aislada posible del proceso político.
- **Transparencia.** La CNH y las secretarías que participan en la implementación de la reforma energética deben ser extremadamente cautelosas para mantener una buena percepción pública; en ese proceso, la transparencia es esencial. Si los indicadores financieros y de producción no están claros o no concuerdan con otros datos, o si las subastas están manchadas por acusaciones de corrupción, será más fácil para el siguiente presidente detener la implementación de la reforma. Los mejores defensores de la reforma son los números para demostrar que está generando ingresos y beneficiando a la población.
- **La gente importa.** Corresponderá al Congreso entrante ratificar a los nuevos miembros de la CNH. Los pocos controles que tiene la CNH sobre el desarrollo de los contratos y la determinación de las cesiones deben ser ejercidos por personas que tengan antecedentes técnicos en la industria y están menos sujetos a influencia política. Además, el gobierno debe continuar invirtiendo en capital humano que cubra las vacantes de las agencias. La nueva generación de expertos en energía del gobierno no debe estar compuesta principalmente por ex funcionarios de Pemex o de la CFE como sucede en la actualidad; estos expertos deben ser una nueva generación, entrenados en entornos despolitizados y en la lógica de la independencia técnica de los ciclos electorales.
- **Diálogo abierto.** La administración existente tiene la responsabilidad ante la industria de entablar un diálogo con quienquiera que termine siendo el nuevo presidente. A diferencia de intentar adelantar tantas subastas como sea posible antes del 01 de diciembre, cuando el nuevo presidente asuma el cargo, la administración actual debería reunirse con los candidatos existentes, la comunidad empresarial y las agencias para tratar el tema de la implementación de la reforma. El peor escenario es otorgar armas políticas



adicionales a cualquier nuevo gobierno al acelerar la implementación y arriesgar la posibilidad de que el proceso de licitación parezca corrupto o fraudulento.

- **Coordinación de decisiones.** Cualquier decisión tomada por la CNH o las secretarías que pueda afectar los contratos existentes debe tomarse en coordinación con la oficina de la Secretaría de Economía a cargo de las negociaciones internacionales y los litigios. México tiene uno de los equipos de funcionarios públicos más reconocidos que se especializan en la negociación de tratados bilaterales de inversión y litigios entre inversionistas y estados. Si México quiere evitar enfrentar reclamaciones internacionales, el equipo de la Secretaría de Economía debe participar en el proceso de toma de decisiones para asesorar a las otras agencias sobre los riesgos de litigios plausibles.
- **Ratificación del Convenio del CIADI.** A pesar de que México tiene una excelente reputación internacional y es reconocido por pagar a los inversionistas después de perder una reclamación de inversión internacional, ahora que el gobierno ha decidido firmar el convenio, es necesario ratificarlo antes de que el próximo gobierno asuma el cargo. Teniendo en cuenta el clima político actual en México, el hecho de no ratificar el convenio enviaría una señal equivocada a los inversionistas con respecto al compromiso del país con ayudar a hacer cumplir los laudos arbitrales de inversión.

La política del petróleo en México: consolidación de las reformas

Jeremy Martin, Vicepresidente, Energía y Sustentabilidad, Instituto de las Américas

Hasta la fecha, nadie parece haber intentado realizar un análisis cuantitativo de la cantidad de diagnósticos y prescripciones políticas que se han redactado para el sector energético mexicano, o para la industria petrolera y para la compañía petrolera nacional Pemex más precisamente. De cualquier modo, sin duda la cantidad de tinta utilizada y el tiempo dedicado al tema han sido inmensos. Un sin número de botellas de tequila se han consumido a medida que se desatan las pasiones en los debates sobre el mejor camino a seguir para el patrimonio nacional de México (el petróleo) y el ícono nacional (Pemex). Cualquiera que haya trabajado en o seguido el sector petrolero mexicano durante las últimas dos o tres décadas seguramente ha tenido conocimiento de conversaciones y debates sobre lo que aqueja al país y cómo resolverlo.

Esta vez, es diferente

Los esfuerzos de reforma energética que comenzaron a tener seriedad a principios de la década de 2000 durante la administración de Vicente Fox, seguidos por los esfuerzos realizados por Felipe Calderón en 2008, fueron importantes en cuanto a que lograron avance en el debate, pero no en términos de lograr el cambio en última instancia. La resistencia y la oposición a reformar el sector no habían desaparecido por completo para la fecha de la elección de Enrique Peña Nieto en 2012, pero había surgido suficiente voluntad política para avanzar en la modernización y el establecimiento de una nueva ruta para el sector. Además, el candidato Peña Nieto había sido enfático sobre su deseo de buscar reformas energéticas importantes y había ganado una clara victoria electoral. De hecho, Peña Nieto afirmó en varias entrevistas que apostaría al éxito de su administración en atraer inversiones privadas al sector petrolero de México. Después de su elección, Peña Nieto rápidamente convirtió ese mantra de reforma en una coalición y agenda denominada Pacto por México.¹⁵⁶ El hecho de que este pacto se derrumbara fue menos importante que el hecho de haber catalizado el proceso de reforma energética y haber permitido que el PRI (Partido Revolucionario Institucional) y el PAN (Partido Acción Nacional) colaboraran y negociaran una agenda de reforma incluso más ambiciosa. Tal como lo señaló Peña Nieto durante la ceremonia de firma de las medidas de reforma energética en diciembre de 2013, con muchos aplausos de toda la industria energética mundial, se había logrado la victoria en el enfrentamiento contra un enorme legado histórico de “mitos y tabúes” sobre el sector energético de México. Con una frase un poco distinta: *esta vez, es diferente*. ¿Pero qué resultados exactamente han traído esas diferencias a México para principios de 2018?

La pieza fundamental de la reforma energética de Peña Nieto, tal como lo indicó en su campaña presidencial, fue la necesidad de enmendar la Constitución mexicana y anular la prohibición aparentemente incuestionable de la participación e inversión de compañías privadas en el sector energético del país. En ninguna parte fue esto más relevante que con respecto al petróleo y al ícono nacional de Pemex. La reforma de Peña Nieto modificó con éxito los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución mexicana para abrir el sector petrolero del país

¹⁵⁶ <http://pactopormexico.org/>



a la participación privada y nuevas oportunidades contractuales para los hidrocarburos mexicanos, aunque las medidas se aseguraron de que el país mantendría la propiedad del subsuelo de la nación. La naturaleza del cambio constitucional fue clave para institucionalizar y asegurar la intención y la longevidad de la reforma, y sigue siendo el elemento determinante.

Además, México ha avanzado extremadamente rápido en la implementación de una importante reestructuración institucional y regulatoria de toda su cadena de valor energética, especialmente para la inversión privada en el sector petrolero. La velocidad a la que se ha implementado la reforma es particularmente impresionante en comparación con otras reformas emprendidas en Brasil y Colombia, que duraron considerablemente más tiempo. Una parte clave de esta velocidad ha sido ejecutar el proceso de la Ronda Cero con Pemex y proceder a preparar los términos y contratos, y organizar una serie de subastas que han ofrecido a los inversionistas una gama de oportunidades desde campos en tierra hasta campos en aguas profundas y campos maduros. Hasta la fecha, México ha organizado ocho subastas como parte de tres rondas de licitaciones. Quizás lo más importante es que las subastas han obligado al gobierno y a la industria de México a trabajar en conjunto para garantizar que el proceso no solo sea competitivo a nivel mundial, sino que también cumpla con los estándares de la industria y las mejores prácticas y muestre los niveles más altos de transparencia.

Muchos de los males que aquejan a México, a Pemex y al sector petrolero nacional provienen de la falta de transferencia de tecnología y la insuficiente innovación. Las medidas de reforma enfrentaron directa e indirectamente la necesidad de fomentar la innovación y contenían elementos legales y de otro tipo que dirigirían e incentivarían la adopción de tecnología e innovación en toda la industria, especialmente en Pemex. De hecho, las disposiciones en el entorno contractual recién creado llevaron a Pemex a maximizar la innovación y las transferencias de tecnología. Pero en términos más concretos, el gobierno también ha buscado apoyar directamente la inversión en tecnología e innovación. Por ejemplo, a principios de 2018 se inauguró un importante centro de investigación y desarrollo en Veracruz destinado a soluciones innovadoras de fabricación mexicana a los desafíos del sector petrolero, particularmente en aguas profundas. Un asunto que se pasa por alto pero que también es importante es el hecho de que México se haya introducido en el sistema mundial de gobernanza energética y se haya unido formalmente a instituciones como la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI) que mejorarán la revisión y la transparencia institucional del sector petrolero mexicano.

Además de todos los cambios importantes en el sector de hidrocarburos del país, la intención más amplia de las reformas energéticas y la posterior Ley de Transición Energética, enfatizan el deseo del gobierno mexicano de construir un sector energético de acuerdo con la necesidad de pasar a un modelo de crecimiento bajo en carbono en el país. México se ha comprometido firmemente a impulsar el despliegue de energías limpias y establecer metas y objetivos ambiciosos de reducción de emisiones como parte de su acuerdo como signatario del Acuerdo de París sobre el Cambio Climático.

El camino para consolidar plenamente las reformas y crear un mercado de petróleo mexicano verdaderamente competitivo y liberalizado es largo. No es muy útil establecer un calendario o una proyección sobre cuándo ocurrirá o cuándo debería ocurrir. Sin embargo, está claro que las primeras pruebas críticas se aprobaron y que el camino del país hacia un sector petrolero moderno está mucho más claro hoy que antes de que se implementara

la reforma. Habrá desafíos, y el panorama energético mundial que cambia rápidamente es particularmente crítico para México y para donde encaja su sector petrolero. Pero esta vez, en efecto es diferente.

Las piezas móviles de la reforma

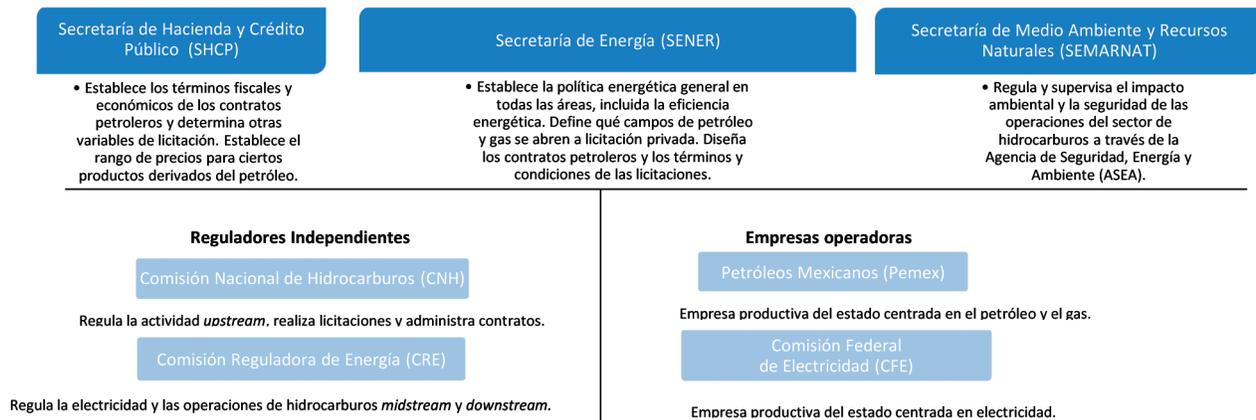
Para complementar y lograr el objetivo general de aumentar la competencia y atraer la inversión privada, la administración de Peña Nieto buscó reorganizar y reestructurar a fondo el marco institucional de la nación para el sector energético. Una revisión de la gobernanza del sector fue fundamental para mejorar la transparencia y proporcionar la autoridad institucional y la independencia para gestionar la apertura del sector. El establecimiento de los roles y las responsabilidades de supervisión se estableció en las reformas y la legislación secundaria, pero no es sorpresa que siga siendo un desafío crítico para la viabilidad a largo plazo y para crear un mercado energético verdaderamente competitivo en México.

Instituciones gubernamentales

La revisión de la reforma de la gobernanza energética de México afectó principalmente a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), con medidas para la transición de entidades gubernamentales a reguladoras totalmente independientes. Mientras tanto, el papel de la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) se definiría aún más en términos de formulación de políticas energéticas y los elementos fiscales de la nueva estructura de gobernanza. La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) fue elegida para apoyar a un órgano regulador de reciente creación, la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), que supervisaría los asuntos relacionados con el medio ambiente y la seguridad en todos los segmentos del desarrollo de hidrocarburos. Sin embargo, a la ASEA no se le otorgó el nivel de independencia que la reforma le otorgó a la CRE y la CNH. La reestructuración incluyó la transición de las dos compañías públicas del sector energético, Pemex y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), lo que la reforma indica como una nueva estructura cuasigubernamental denominada empresas productivas del estado.

De acuerdo con un análisis sucinto elaborado por la IEA (figura 4.1), la SENER es el principal organismo formulador de políticas energéticas del gobierno y se encarga de establecer la política energética general en todas las áreas. Además, en el sector del petróleo y el gas, la SENER es responsable de definir qué campos petroleros y de gas se subastarán, y de diseñar los contratos petroleros y los términos y condiciones de las licitaciones. La SHCP es responsable de establecer los términos fiscales y económicos de los contratos petroleros y de determinar otras variables de licitación, así como de determinar los precios para una determinada gama de productos petroleros. La ASEA es un órgano administrativo desconcentrado de la SEMARNAT que se encarga de supervisar el impacto ambiental y la seguridad de las operaciones en toda la cadena de valor de los hidrocarburos.

Figura 4.1. Reestructuración del sector energético de México



Fuente: IEA, *Prospectiva de la Energía en México* (2016).

Mientras tanto, la CNH, como una reguladora independiente recién constituida, es responsable de regular todas las actividades de la fase aguas arriba en el sector petrolero y de gas del país, así como de realizar subastas públicas, rondas de licitación y de administrar y supervisar los contratos petroleros y de gas de la fase aguas arriba. El CRE, el regulador más maduro, ya que se creó hace más de 20 años durante las reformas del mercado del sector eléctrico, se encarga de regular el sector eléctrico y de supervisar las operaciones de la fase aguas intermedias y la fase aguas abajo, así como los segmentos de la cadena de valor de los hidrocarburos. En particular, estas reformas proporcionaron a la CNH y al CRE autonomía e independencia del gobierno federal y crearon una nueva estructura institucional que asignó a cada agencia siete comisionados aprobados por la Cámara de Senadores, con términos escalonados para proporcionar continuidad y minimizar la interferencia política.¹⁵⁷ (Para obtener más detalles sobre las agencias reguladoras, véase la figura 4.2.)

Otro cambio institucional se derivó como parte del proceso y la transformación de Pemex y la reducción de su monopolio en el sector petrolero y de gas en México. Como parte de ese esfuerzo, las reformas obligaron a Pemex a entregar al recientemente creado CENAGAS (Centro Nacional de Control del Gas Natural) el control de sus 87 gasoductos de gas natural de casi 9,000 kilómetros. Por lo tanto, Pemex se limitó a proporcionar mantenimiento del sistema y asistencia operativa.¹⁵⁸ Mientras tanto, se permitió que gasoductos desarrollados y operados por compañías privadas se integraran al sistema nacional en cumplimiento de los principios de acceso abierto.¹⁵⁹

CENAGAS se creó para administrar, administrar y supervisar las operaciones, el transporte y el almacenamiento de gas natural en todo el país. Este entro se encarga de coordinar la red de suministro y distribución de gas natural del país de la manera más segura, eficiente y confiable posible, incluida la autoridad y la responsabilidad

157 Mujeres in Energía, "The Future of Mexico's Energy Sector," Institute of the Americas, Octubre 2017, www.iamericas.org/documents/energy/reports/Future_Mexico_Energy_Sector.pdf.

158 "Pemex and Cenagas Signed an Assets Transfer Contract of the National Pipeline System" (press release), Pemex, 29 de octubre de 2015, www.pemex.com/en/press_room/press_releases/Paginas/2015-099-national.aspx.

159 Richard H. K. Vietor y Haviland Sheldahl-Thomason, *Mexico's Energy Reform* (Harvard Business School, Enero 2017), www.hbs.edu/faculty/Pages/item.aspx?num=52187.

de supervisar el proceso de licitación mediante el cual las compañías privadas pueden invertir en la red de gasoductos de gas natural de México. Más allá de hacerse cargo de la administración y el mantenimiento del sistema de gasoductos existente, un elemento clave de su mandato es expandir la red de gasoductos en México. Los planes apuntan a una ambiciosa expansión de la red de gasoductos de gas natural en México, con proyecciones que indican más del doble de la red a más de 20,000 kilómetros para 2019.

Figura 4.2. Agencias reguladoras del sector energético y estructuras legales



Fuente: CRE.

Empresas productivas del estado

Las reformas se centraron en la reestructuración de las compañías públicas mexicanas y buscaron convertir a PEMEX y a la CFE en “empresas productivas del estado” cuyas carteras de responsabilidades (que anteriormente incluían temas como la seguridad energética del país) se revisaron para enfocarse en la creación de valor.¹⁶⁰

Como parte de la transición para convertir a Pemex en una empresa productiva del estado con un enfoque en la eficiencia y la competencia, la reforma explicó los cambios importantes en la estructura de la compañía, en particular la composición y el tamaño del consejo de administración. El número total de miembros se redujo de 15 a 10, y los cinco miembros del consejo que representan al sindicato de trabajadores petroleros fueron removidos y reemplazados por cinco miembros públicos. Del mismo modo, el número de representantes gubernamentales también se redujo a cinco asientos a ser ocupado por el secretario de energía (el presidente del consejo), el secretario de finanzas, el secretario de economía, el secretario de medio ambiente y el subsecretario de hidrocarburos. Otros ajustes estructurales destinados a reducir los costos y aumentar la eficiencia en Pemex incluyeron la reducción de los subsidios de la compañía de cuatro a dos y la promulgación de reformas gerenciales generales de las funciones legales, financieras y de recursos humanos de la compañía. Uno de los nuevos subsidios se enfoca en actividades de la fase aguas arriba, mientras que el otro gestiona la transformación

¹⁶⁰ International Energy Agency (IEA), *Mexico Energy Outlook*, World Energy Outlook Special Report (Paris: Organization for Economic Cooperation and Development [OECD]/IEA, 2016), www.iea.org/publications/freepublications/publication/MexicoEnergyOutlook.pdf.



industrial, esencialmente en los segmentos de la fase aguas abajo y aspectos de la cartera de la compañía. En un esfuerzo adicional para mejorar la productividad, Pemex creó cinco nuevas subsidiarias enfocadas en perforación, logística, cogeneración y servicios, fertilizantes y etanol.¹⁶¹

Como se mencionó anteriormente, el Pacto por México había incluido importantes ajustes estructurales destinados a impulsar el crecimiento económico y la competitividad en México. La reforma fiscal y la mayor recaudación de impuestos se consideraron piezas clave para complementar las medidas de la reforma energética. Durante años, México mantuvo la notoria distinción de encabezar la lista de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) por obtener los ingresos fiscales más bajos de sus países miembros.¹⁶²

Para complementar la reforma energética y reconociendo la pesada carga fiscal que durante décadas los gobiernos mexicanos habían puesto sobre Pemex, la administración de Peña Nieto realizó una importante revisión del sistema fiscal federal, en gran medida enfocada en reducir las deducciones fiscales, aumentar los impuestos sobre la renta y mejorar la recaudación. Como parte de la reforma fiscal, Pemex vería reducciones en sus tasas de impuestos, específicamente en la cantidad de impuestos que la compañía tendría que pagar a la tesorería federal. Se estableció que Pemex debía pagar el 36 por ciento en impuestos y regalías por año, una reducción importante en la carga fiscal que habitualmente era tres veces mayor que la nueva cifra.¹⁶³

El fondo soberano mexicano del petróleo

Formalmente conocido como el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, el fondo soberano mexicano del petróleo se creó como parte de las medidas de reforma para brindar mayor transparencia y disciplina fiscal a la gestión de los beneficios económicos derivados del desarrollo de los hidrocarburos del país. Específicamente, el fondo se estableció y se colocó bajo la administración del banco central y un consejo de administración compuesto de secretarios de finanzas y energía, el presidente del banco central y cuatro miembros independientes nominados por el presidente y ratificados por la Cámara de Senadores. El fondo resguardará el total de las regalías y rentas de recursos del sector petrolero y de gas. Los parámetros de uso explican claramente las limitaciones y señalan que el derecho de realizar retiros de este fondo para financiar el presupuesto del gobierno está limitado al 4.3 por ciento del producto interno bruto (PIB).¹⁶⁴

El fondo se basa en las lecciones de otros países donde la administración del sector petrolero y sus impactos fiscales ofrecieron mecanismos para mejorar la estabilidad y la gestión fiscal y disipar las preocupaciones sobre la llamada maldición de los recursos. Estas estructuras financieras, a menudo denominadas fondos de riqueza soberana, se consideran fundamentales para diversificar efectivamente y permitir la inversión de riqueza derivada de la producción de recursos, el petróleo, en el caso de México. En el sector petrolero, Noruega tiene el fondo más relevante y más grande, al haber creado una enorme cartera financiera que supera \$1 billón con el propósito

161 Vietor and Sheldahl-Thomason, *Mexico's Energy Reform*.

162 Krista Hughes, "Analysis: Mexico Aims to Overhaul Tax System, Raise Revenue," Reuters, 6 de mayo de 2013, www.reuters.com/article/us-mexico-tax/analysis-mexico-aims-to-overhaul-tax-system-raise-revenue-idUSBRE9450A520130506.

163 Vietor y Sheldahl-Thomason, *Mexico's Energy Reform*.

164 IEA, *Mexico Energy Outlook*.

expreso de proporcionar un fondo anticíclico y una reserva “para cuando se agoten las reservas de petróleo y de gas”.¹⁶⁵

Claramente, las referencias internacionales informaron en gran medida este elemento de la reestructuración de la gobernanza energética de México y permitieron la creación de un plan bien concebido para administrar la riqueza de los recursos naturales. Pero la ejecución y la implementación de los objetivos del fondo requieren una evaluación y atención continuas. De hecho, Noruega ha reevaluado continuamente el mecanismo y la estructura de su fondo para garantizar que sus ciudadanos obtengan el mayor beneficio financiero de sus recursos naturales finitos. Esto es particularmente relevante no solo para el fondo, sino también para los aspectos relacionados con la administración y el papel de la compañía petrolera nacional, un área donde la reforma de México está sujeta a un debate en curso.

Ronda Cero

Considerado por algunos como el primer paso concreto hacia la ruptura del monopolio de Pemex en la fase aguas arriba del petróleo y el gas en México, la Ronda Cero fue el proceso mediante el cual la empresa petrolera nacional presentó a la SENER y la CNH los activos que deseaba mantener bajo su control.¹⁶⁶ Antes de la primera subasta pública realizada por el gobierno (Ronda Uno), la reforma definió un proceso que le otorgó a Pemex la oportunidad de solicitar al gobierno una asignación inicial de los derechos y activos de exploración y producción para mantener su participación en el mercado. Aunque suene como un caso particular, la Ronda Cero no fue inventada para la reforma energética de México; Brasil y Colombia realizaron rondas similares al renovar sus sectores petroleros en 1997 y 2003, respectivamente.

A lo largo del proceso, se requirió que Pemex justificara su solicitud en términos de capacidades financieras y técnicas para desarrollar los activos y proyectos que buscaba retener. En última instancia, la SENER (con aportes y consejos de la CNH) otorgó a Pemex el 21 por ciento de los recursos prospectivos de México, a diferencia del 31 por ciento que la compañía había solicitado.¹⁶⁷ En general, Pemex recibió derechos sobre activos y proyectos que representaron el 85 por ciento de las reservas probadas de México y 20.6 mil millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas y probables (2P) que cubren 90,000 kilómetros cuadrados. Además, el gobierno acordó reservar el derecho de asignar, con carácter excepcional, áreas adicionales de exploración y producción a Pemex.¹⁶⁸

165 Briony Harris, “What Is a Sovereign Wealth Fund?” World Economic Forum, 13 de octubre de 2017, www.weforum.org/agenda/2017/10/what-you-need-to-know-about-sovereign-wealth-funds/

166 “Pemex Wish List Signals Start of Mexican Energy reform,” *Financial Times*, 20 de marzo de 2014, www.ft.com/content/e0a5c578-b019-11e3-b0d0-00144feab7de.

167 “FACTBOX—Mexico’s Round Zero and Round One Oil Projects,” Reuters, 13 de agosto de 2014, <https://in.reuters.com/article/mexico-reforms-energy/factbox-mexicos-round-zero-and-round-one-oil-projects-idINL2N0QJ2Z620140813>.

168 Adrián Lajous, *Mexican Oil Reform: The First Two Bidding Rounds, Farmouts and Contractual Conversions in a Lower Oil Price Environment* (New York: Center on Global Energy Policy, School of Public and International Affairs, Columbia University, Octubre 2015), http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/Mexian%20Oil%20Reform_October%202015.pdf.

Subastas de petróleo y gas

Uno de los elementos más críticos del proceso de reforma y su objetivo de abrir el sector de la fase aguas arriba de México a la competencia y la participación privada fue la realización de licitaciones y subastas públicas. Como un subproducto del marco establecido en las reformas, y el claro mandato de establecer a la SENER como legisladora y la CNH como la reguladora y administradora de la fase aguas arriba en el proceso de subasta, el gobierno creó un programa ambicioso como parte de su plan quinquenal para cuatro rondas de licitaciones entre 2015 y 2019 que abrirán una cartera rica y diversa de bloques de exploración y desarrollo en todo el país, tanto en tierra como en zona marítima.¹⁶⁹

Hasta la fecha, México ha realizado ocho subastas como parte de tres rondas de licitación. La tercera ronda contempla dos subastas más antes de finales de 2018, con negociaciones en curso para agregar otra subasta y licitación dirigida específicamente a proyectos de petróleo pesado.¹⁷⁰ Las subastas dieron como resultado importantes compromisos financieros y, a fines de marzo de 2018, México había recibido promesas que involucraban más de \$173 mil millones para desarrollar los proyectos.¹⁷¹

Ronda Uno

Los resultados iniciales en la primera fase de la Ronda Uno de México fueron muy criticados por la falta de competencia y participación. Los resultados de la primera licitación petrolera privada del país en julio de 2015 no fue el comienzo que el gobierno mexicano había buscado, ni tampoco resultó de la forma que esperaban aquellos ansiosos por invertir. Algunos analistas argumentaron que además de los requisitos de participación en las ganancias y de inversión, la garantía corporativa de \$6 mil millones era demasiado elevada.

Según la mayoría de las métricas, incluidas las establecidas por el gobierno, otorgar solo 2 de los 14 bloques que se ofrecieron era insatisfactorio. Sin embargo, hay más en la historia que solo la decepción en términos del número de licitaciones. La primera subasta deslucida también aumentó la carga del gobierno para mejorar la competencia y el atractivo fiscal y contractual para futuras licitaciones, en particular para la muy anticipada licitación en aguas profundas. Dada la volatilidad en los mercados petroleros internacionales, hubo mucha especulación sobre lo que podría haber ocurrido en un entorno más favorable de precios del petróleo. Pero los resultados del 15 de julio apuntan más hacia los requisitos mínimos de licitación y los montos mínimos establecidos por el gobierno mexicano, y específicamente por la SHCP, que fue lo que realmente cambió el juego en la licitación.¹⁷² Estas fueron las valiosas lecciones aprendidas, y para obtener mejores resultados, tanto el gobierno mexicano como la industria que buscaba participar en futuras subastas implementaron ajustes y modificaciones importantes en las siguientes rondas.

169 Sener, "Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos: 2015–2019," Government of Mexico, [http://sener.gob.mx/res/index/plan/Plan Quinquenal.pdf](http://sener.gob.mx/res/index/plan/Plan%20Quinquenal.pdf); and Lajous, *Mexican Oil Reform*.

170 David Aire Garcia and Marianna Parraga, "Mexico's Pemex Raises Hand in Final Oil Auction before Election," Reuters, 27 de marzo de 2018, <https://in.reuters.com/article/mexico-oil/mexicos-pemex-raises-hand-in-final-oil-auction-before-election-idINKBN1H32LY>.

171 David Aire Garcia y Marianna Parraga, "Shell Sweeps Nine of 19 Blocks Awarded in Mexico Oil Auction," Reuters, 31 de enero de 2018, www.reuters.com/article/us-mexico-oil/shell-sweeps-nine-of-19-blocks-awarded-in-mexico-oil-auction-idUSKBN1FK278.

172 Jeremy Martin and Alexis Arthur, "Why Mexico's Historic Oil Bid Wasn't a Complete Flop," *Christan Science Monitor*, 17 de julio de 2015, www.csmonitor.com/Environment/Energy-Voices/2015/0717/Why-Mexico-s-historic-oil-bid-wasn-t-a-complete-flop.

Sin embargo, a pesar de la preocupación después de la primera subasta, inmediatamente se vieron algunos resultados. Uno de los principales objetivos de las medidas de la reforma energética era impulsar la competencia y abrir la industria petrolera de México para atraer nuevos participantes. Nueve compañías internacionales y mexicanas participaron en la primera ronda de licitación y se adjudicaron dos bloques a Sierra Oil & Gas, con sede en México, en un consorcio con Talos Energy de los EE.UU. y Premier Oil del Reino Unido. Por lo tanto, el gran ganador en la primera subasta fue un consorcio que incluía compañías británicas y estadounidenses, liderado por una compañía establecida en México, específicamente para tratar de aprovechar estas nuevas oportunidades. En retrospectiva, también se reconsideraron algunas de las opiniones más pesimistas del llamado fracaso de la primera subasta de la Ronda Uno, ya que el descubrimiento de petróleo de Talos/Premier/Sierra en un bloque que ganaron en la primera subasta respaldó en gran medida a los arquitectos y proponentes de la reforma y se afirmó la importancia de atraer la inversión privada para explorar y explotar los hidrocarburos de México.

A medida que avanzaban las rondas, el gobierno buscó activamente adaptarse a las realidades del mercado para tener mayor éxito en las oportunidades futuras de licitación. Los cambios produjeron mejores resultados durante la segunda subasta de la Ronda Uno, ya que el gobierno adjudicó tres de los cinco bloques en aguas someras que se ofrecieron a una amplia gama de compañías internacionales, entre ellas Eni de Italia; Pan American Energy de Argentina (parcialmente propiedad de BP); Fieldwood Energy de los EE.UU.; y PetroBAL de México, una compañía privada con capital exclusivamente mexicano que se creó expresamente para buscar participación debido a esta apertura del mercado en México.¹⁷³ Además, el bloque que Eni ganó en la segunda subasta de la Ronda Uno también demostró ser una inversión importante y dio lugar a un gran descubrimiento que se anunció a mediados de 2017, con una producción de petróleo programada para comenzar a principios de 2019. Resulta interesante que, según se informa, Eni está en conversaciones con Qatar Petroleum para que esta última compañía se involucre, es decir, adquiera una participación, en su proyecto y descubrimiento, lo que mayormente afirma la creciente madurez del sector petrolero mexicano y el interés en éste a nivel mundial.¹⁷⁴

Las autoridades mexicanas desarrollaron hábilmente la tercera subasta de la Ronda Uno para impulsar la participación de compañías y operadores mexicanos. De hecho, la subasta llegó a ser conocida informalmente como la “Ronda de México” y fue una pieza clave de los esfuerzos del gobierno para incentivar y estimular la participación y el acceso al mercado para las compañías mexicanas en el mercado en evolución al ofrecer requisitos financieros y términos de licitación más accesibles. Se ofrecieron veinticinco bloques en tierra como parte de la tercera subasta de la Ronda Uno y todos se licitaron con éxito, 18 de estos bloques fueron adjudicados a compañías mexicanas.¹⁷⁵

La cuarta y última subasta de la Ronda Uno se programó deliberadamente para el final de la ronda. Finalmente, México estaba comenzando a sacar las llamadas joyas en la corona: las oportunidades altamente promocionadas para la exploración y producción de compañías privadas en aguas profundas del Golfo de México. La más

173 Vietor y Sheldahl-Thomason, *Mexico's Energy Reform*.

174 Amy Stillman and Chiara Albanese, “Eni, Qatar Hold Talks for Deal on Giant Mexico Field,” *Bloomberg*, 5 de abril de 2018, www.bloomberg.com/news/articles/2018-04-05/eni-qatar-are-said-to-hold-talks-for-deal-on-giant-mexico-field.

175 “L03 Seguimiento y Transparencia: Resultados”, Rondas México, Gobierno de México, 2016, <https://rondasmexico.gob.mx/l03-seguimiento-y-transparencia/#resultado>.



esperada y lucrativa de las subastas de la Ronda Uno, incluyó 10 bloques; al final de sus etapas de planificación, se agregó un proyecto de empresa conjunta en aguas profundas conocido como Trion en paralelo al proceso de licitación y la subasta pública programada para diciembre de 2016. El Trion se agregó en julio, siete meses después que la subasta y los términos comenzaron formalmente.

El proyecto Trion fue la primera de las asociaciones estratégicas que se autorizaron en virtud de la reforma para permitir que Pemex buscara socios para desarrollar oportunidades importantes en aguas profundas. La estructura de la reforma requería que Pemex llevara a cabo un proceso público para su socio a través de la modalidad y administración de la CNH. Al programar la subasta de aguas profundas al final de la Ronda Uno, el gobierno mexicano trabajó asiduamente para mejorar los términos fiscales y contractuales durante el año y medio anterior con el fin de prepararse para la oferta tan importante de inversión privada en aguas profundas del país: proyectos e inversiones que normalmente alcanzan los miles de millones de dólares y pueden tardar hasta una década en producir su primer barril de petróleo.

El gobierno había recibido una enorme cantidad de información y retroalimentación de subastas anteriores, y todos los involucrados habían desarrollado un mejor entendimiento de cómo estructurar el proceso de licitación para contar con salas de datos relacionados con la competencia para la calificación y la participación, pero lo más importante en términos de los elementos fiscales y contractuales, eso dictaría las decisiones finales de los inversionistas con respecto a las licitaciones y las ofertas de las subastas. A pesar de que hubo debate sobre la estructura de la oferta al principio del desarrollo del proceso de licitación de la Ronda Uno, las autoridades mexicanas finalmente decidieron ofrecer los bloques de aguas profundas utilizando los llamados contratos de licencia que son similares a las concesiones internacionales estándar de petróleo y de gas.

El 5 de diciembre de 2016, las autoridades mexicanas se reunieron en un centro de conferencias masivo en la Ciudad de México, que irónicamente estaba junto al hipódromo de la ciudad. El gobierno esperaba que las licitaciones en aguas profundas estimularan una competencia entusiasta entre las compañías petroleras internacionales que buscaban ingresar al mercado mexicano y así desarrollar aún más las riquezas petroleras en aguas profundas del país. A medida que la subasta de petróleo y de gas en aguas profundas llegó a su fin, palabras como *trascendental*, *significativa* e *histórica* se escuchaban por toda la Ciudad de México y más ampliamente en el sector energético en el mundo. A medida que se adjudicó el bloque final justo antes de la hora del almuerzo en México, el éxito en términos de bloques adjudicados, competencia y diversidad de los participantes en la licitación fue evidente para todos en el Centro Banamex de la Ciudad de México y para aquellos que miraban la transmisión en vivo. Aunque el Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, había expresado que la SENER estaría feliz si se adjudicaban cuatro de los diez bloques, ocho de los diez bloques de la subasta, y la asociación estratégica y la colaboración con Pemex, se licitaron con éxito, esto significaba que las expectativas del gobierno se habían superado. La primera asociación estratégica (farmout) con Pemex fue otorgada a la compañía australiana BHP Billiton, con base en un pago ganador de \$624 millones. Había empatado con BP en términos de compromisos de regalías adicionales: cada una había ofrecido el 4 por ciento.

Dada la diversidad y el tamaño de las licitaciones, las dificultades por las que atravesaban los precios del petróleo y las restricciones de capital no tuvieron un efecto tan adverso como se esperaba. El éxito de la subasta ofreció un sólido argumento de que incluso en un mercado energético mundial con limitaciones de capital, los grandes proyectos podrían tener éxito cuando los términos y condiciones de inversión fueran los correctos. Del mismo

modo, los temores de los problemas de Pemex en ese momento parecían ser muy exagerados. Como se subrayó en los proyectos que se habían emprendido con BHP Billiton y Chevron e Inpex, Pemex estaba en condiciones de trabajar como parte de los consorcios internacionales más importantes para aprender de primera mano las mejores prácticas y la excelencia operativa de la industria del petróleo y el gas. Sierra Oil & Gas, una compañía mexicana que fue creada para buscar oportunidades en el sector petrolero mexicano, también pudo desempeñar un papel importante en el sector de la fase aguas arriba de México, con su participación en dos bloques más para llegar a su total a cuatro bloques. Fue el licitante más agresivo y comprometido con ofertas que excedían con creces los términos de regalías adicionales establecidos por el gobierno. Sin embargo, sin las medidas de la reforma energética, Sierra Oil & Gas jamás hubiera existido.

La CNH y el gobierno mexicano llevaron a cabo la subasta de aguas profundas con suficiente transparencia, así como mediante un proceso de calificación y adjudicación altamente riguroso que dejó pocas dudas sobre la validez y objetividad de las ofertas. Los términos y el proceso produjeron un nivel importante de competencia, particularmente para las oportunidades de la Cuenca Salina. La subasta de aguas profundas atrajo a varias de las principales compañías de la industria petrolera y de gas de la fase aguas arriba, en tal subasta las compañías BP, ExxonMobil, Chevron, Total, Statoil, CNOOC y Petronas resultaron ganadoras (figura 4.3).¹⁷⁶

Figura 4.3. Subasta de aguas profundas de México: compañías ganadoras

BLOQUE	GANADOR	PAÍS
TRION		
Asociaciones estratégicas		Australia
PERDIDO		
Bloque 1		China
Bloque 2	 	Francia, Estados Unidos
Bloque 3	   	Estados Unidos, México, Japón
Bloque 4		
CUENCA SALINA		
Bloque 1	  	Noruega, Reino Unido, Francia
Bloque 2	-----	-----
Bloque 3	  	Noruega, Reino Unido, Francia
Bloque 4	 	Malasia, México
Bloque 5	   	Estados Unidos, Malasia, México
Bloque 6	-----	-----

Fuente: “Seminario web: Certeza regulatoria a largo plazo en México”, Instituto de las Américas (15 de marzo de 2018).

176 Jeremy Martin, “Mexico Celebrates Oil Auction Bidding Bonanza,” Institute of the Americas, n.d., <https://www.iamericas.org/en/archives/latest-articles/2264-mexico-celebrates-oil-auction-bidding-bonanza>

Ronda Dos

Similar a la estructura de la Ronda Uno, las autoridades mexicanas programaron las oportunidades y los bloques más lucrativos para la subasta final de la ronda. Al igual que la Ronda Uno concluyó con los bloques de aguas profundas en oferta, la Ronda Dos concluyó con una cantidad incluso mayor de bloques de aguas profundas para la licitación. Al final, 19 de los 29 bloques de la subasta se licitaron con éxito, por lo que se superaron ampliamente las estimaciones de muchos en el gobierno y la industria.¹⁷⁷ Los licitantes ganadores pagaron al gobierno \$525 millones como parte de sus ofertas para adquirir bloques en la subasta. Además, el gobierno nuevamente destacó rápidamente las promesas de inversión y el potencial de la ronda: un estimado de \$93 mil millones durante la vida de los proyectos adjudicados. Las autoridades también señalaron que los bloques en última instancia podrían llevar a una producción de petróleo de aproximadamente 1.5 millones de barriles por día. Quizás lo más importante fue el compromiso mostrado por Shell, que fue por mucho el licitante más agresivo y ganó 9 de los 19 bloques adjudicados por el gobierno mexicano.¹⁷⁸

Al principio de la ronda, la primera subasta se enfocó en oportunidades en aguas someras y contó con 15 bloques en oferta. El gobierno se mostró satisfecho con los resultados, ya que 10 de los 15 bloques fueron adjudicados y el ganador anterior aumentó su participación en el mercado mexicano al ganar tres licitaciones. Las grandes compañías como Total y Shell también adquirieron bloques. Además, la compañía Ecopetrol de Colombia adquirió su primer bloque e inversión en el mercado mexicano.¹⁷⁹

Ronda Tres

El 27 de marzo de 2018, la histórica reforma energética de México alcanzó otro hito. Con el tictac del reloj y las inminentes elecciones del 01 de julio, el gobierno mexicano no mostró ninguna señal de desaceleración. Según la mayoría de las cuentas, la primera oferta de las subastas de la Ronda Tres superó las expectativas, lo que recalcó lo que varios analistas de la industria habían expresado que es el factor más crítico que apoya la apertura de México: el potencial y la prospectiva de los recursos subterráneos. En total, se adjudicaron 16 de los 35 bloques que se ofrecieron. En la mayoría de los bloques hubo competencia entre varios posibles inversionistas, y esto dio lugar a algunas ofertas agresivas y alzas fiscales para el gobierno mexicano. Los bonos en efectivo que ofrecieron al gobierno mexicano los licitantes ganadores superaron los \$124 millones. Las inversiones totales en los proyectos se elevaron a más de \$8.5 mil millones durante la vida de los contratos.¹⁸⁰

Antes del 27 de marzo, el gobierno mexicano había ganado confianza con rondas de licitaciones cada vez más competitivas y aumentos en los compromisos de inversión y el número de participantes del mercado. Los funcionarios de la CNH y la SENER promovieron el hecho de que las subastas de la primera y la segunda ronda dieron lugar a la firma de más de 90 contratos, cientos de millones de dólares en bonos en efectivo que ofrecieron los licitantes ganadores y planes de inversión a largo plazo que podrían alcanzar los \$150 mil millones a lo largo de la vigencia de los contratos. Estas rondas de licitación iniciales enseñaron lecciones importantes al

177 "Ronda 2. Aguas Profundas Cuarta Convocatoria", Rondas Mexico, Gobierno de México, 31 de enero de 2018, <https://rondasmexico.gob.mx/r02-l04-seguimiento-y-transparencia/#resultados>.

178 Garcia y Parraga, "Shell Sweeps Nine of 19 Blocks."

179 <http://www.oedigital.com/component/k2/item/15617-mexico-s-round-2-1-begins>

180 "Ronda 3, Licitación 01. Aguas Someras: Seguimiento y Transparencia", Rondas México, Gobierno de México, <https://rondasmexico.gob.mx/r03-l01-seguimiento-y-transparencia/#resultados>.

gobierno sobre los mecanismos del proceso de las subastas y, lo más importante, sobre cómo elaborar y establecer el contrato y los términos fiscales para los bloques en oferta. Además, los importantes descubrimientos de petróleo por parte de los nuevos participantes en el mercado en los meses previos a las subastas respaldaron en gran medida los posteriores esfuerzos de licitación y en muchos aspectos pudieron reducir el riesgo de algunos de los elementos del mercado naciente para los nuevos participantes en México.

Asociaciones estratégicas (farmouts)

José Antonio González Anaya, el segundo director general de Pemex bajo la presidencia de Peña Nieto, asumió el control de la compañía a principios de 2016. En muchas de sus entrevistas, discursos y apariciones públicas iniciales, hizo todo lo posible para enfatizar la necesidad y la oportunidad que tiene Pemex de buscar socios. Argumentó que las asociaciones son una forma en que Pemex puede solucionar algunas de sus restricciones fiscales, pero también brindan lecciones y apoyo para un desarrollo más eficiente y tecnológicamente inteligente de sus activos, especialmente los que representan un mayor desafío en su cartera. “Si podemos obtener ganancias de eficiencia a través de la operación, a través de la tecnología, es aun más rentable para Pemex”, argumentó en términos de las diferencias entre la venta directa de un activo y las empresas conjuntas.¹⁸¹

Como parte del proceso de asignación de activos realizado durante la Ronda Cero, ciertos proyectos que permanecieron bajo el control de Pemex, particularmente aquellos que requerían más capital y tecnología, fueron vistos con miras a utilizar uno de los elementos clave de la reforma: las asociaciones del sector privado con Pemex. Como se había discutido durante los años de debate sobre la reforma energética, tales asociaciones le brindarían a Pemex no solo nuevas posibilidades de acceso a capital, sino también otros elementos clave para desarrollar proyectos petroleros grandes y desafiantes, incluida la transferencia de tecnología, conocimientos técnicos y habilidades de gestión. La compañía necesitaba desesperadamente el aprendizaje y las experiencias de estas asociaciones y empresas conjuntas con firmas internacionales y privadas con alcance y experiencia mundial. Afortunadamente, la reforma energética le había dado a Pemex un método para atraer socios.

Una modalidad clave para esta nueva capacidad fue el proceso de asociaciones estratégicas, mediante el cual Pemex podría invitar formalmente a las compañías a asociarse con Pemex en el desarrollo de proyectos específicos. Específicamente, el gobierno desarrolló un proceso mediante el cual a Pemex se le permitiría buscar socios a través de una práctica conocida en la industria petrolera como *farmout* (asociación estratégica), un proceso mediante el cual la compañía petrolera nacional puede asociarse con una compañía privada que luego se compromete a aportar una contribución futura de capital y gastos operativos. Lo más importante es que el gobierno esperaba que Pemex buscara socios y estableciera asociaciones estratégicas en una serie de campos que había comenzado a desarrollar. Como lo señaló Adrián Lajous, un ex director general de Pemex, el proceso de asociación estratégica reconoció la inversión de Pemex en los esfuerzos de exploración y producción pasados y le permitió monetizar parcialmente esos activos.¹⁸²

Sin embargo, curiosamente el formato para que Pemex procediera con las asociaciones estratégicas sería gestionado y dirigido de cerca por el gobierno, con aportes de la SENER, la SHCP y la CNH. Una de las

181 Robert Grattan, “Pemex Looks for Outside Partners,” *Houston Chronicle*, 23 de febrero de 2016, www.houstonchronicle.com/business/energy/article/Pemex-looks-for-outside-partners-6850503.php.

182 Lajous, *Mexican Oil Reform*.

partes más inusuales fue que las oportunidades de asociación estratégica de Pemex se manejarían a través de la modalidad de licitación pública y subastas del gobierno, aunque Pemex mantuvo la capacidad de proporcionar aportes técnicos como parte de la preparación de los documentos de licitación. Adrián Lajous llamó a la estructura un “arreglo difícil de manejar”.¹⁸³

Elogios

Las reformas energéticas han recibido su parte justa de elogios y críticas. Vale la pena examinar con mayor profundidad algunos de los aspectos más destacados de la reforma para el futuro energético de México.

Ritmo

Al igual que con los temas más politizados, la reforma energética de México ha tenido sus disensiones, con una posible excepción: la velocidad y el ritmo con que se han desarrollado las reformas y los pasos importantes. Como se mencionó anteriormente, la apertura del sector con base en las enmiendas constitucionales a los artículos 25, 27 y 28 requirió el desarrollo de un nuevo marco legal y normativo sólido para permitir la entrada de nuevos participantes en el sector, fortalecer los órganos reguladores existentes y crear nuevas agencias. Este proceso tomó menos de tres años, un marcado contraste con otros países donde las reformas de mercado similares demoraban entre cuatro y seis años para poder realizar su primera ronda de licitación pública.

La reforma, la legislación secundaria y los pasos clave se aprobaron e iniciaron rápidamente por varios motivos. A modo de ejemplo, vale la pena observar el proceso antes mencionado conocido como Ronda Cero, una de las fases más críticas para delinear el papel y la propiedad de los activos de Pemex, el gobierno y los posibles participantes privados en el mercado. Brasil y Colombia experimentaron cambios estructurales similares con la intención de reformular la propiedad de su petróleo entre la nación y la compañía petrolera nacional. El contexto internacional es importante. Colombia y Brasil no solo han emprendido caminos similares para abrir sus sectores petroleros en términos de declaraciones, sino que en comparación con México, en ambos países el proceso de la Ronda Cero se gestionó de manera comparable durante un período más prolongado. Brasil tomó la mayor parte de los dos años para definir las asignaciones de la Ronda Cero de Petrobras; para Ecopetrol de Colombia, el proceso duró más de un año. México completó el proceso de la Ronda Cero en menos de un año.

Más allá de ese ejemplo concreto, cuando se trata de la apertura del sector petrolero, México ha procedido a implementar una legislación secundaria y una estructura de gobernanza energética redefinida que creó varias agencias nuevas y reconfiguró otras. Además, como el gobierno desea enfatizar, México ha organizado ocho subastas que han generado más de 100 contratos con nuevos participantes privados en el mercado con importantes compromisos de inversión.

Enmiendas constitucionales

A medida que México se encamina hacia las elecciones en julio de 2018, las medidas tomadas por el gobierno de Peña Nieto para obtener una reforma energética a través de una enmienda constitucional son cada vez más importantes. Se necesita un voto mayoritario de dos tercios en el Congreso para enmendar, o en el caso de la reforma energética, agregar artículos transitorios a la constitución. Dado el estado fracturado de la política y la

183 Ibid.

probabilidad de un cuerpo legislativo bastante dividido, es poco probable que quien gane la presidencia sea capaz de improvisar suficiente apoyo para un nuevo cambio constitucional. Por lo tanto, a medida que aumenta la retórica política del ciclo electoral de 2018, es evidente que la consagración de los principios de la reforma en la constitución proporciona una sostenibilidad importante y reduce considerablemente el potencial de interferencia política, o al menos exige una mayoría política para revertir los cambios constitucionales.

Transparencia

Lamentablemente, la administración de Peña Nieto se vio envuelta en una serie de escándalos que cuestionaron la integridad de su gobierno. De hecho, gran parte de la retórica de la campaña de 2012 mencionada anteriormente, en particular la de un nuevo PRI, uno sin escándalos y no contaminado por el legado de corrupción del partido, ha desaparecido. Pero con respecto a la reforma energética, ha habido importantes avances y progreso para garantizar la rectitud de las medidas y su implementación en todo el gobierno. Tres indicadores clave apuntan a las ganancias obtenidas durante la reforma energética.

En primer lugar, durante todo el desarrollo y la ejecución de las subastas del sector aguas arriba realizadas por el gobierno y específicamente por la CNH, el proceso se ha llevado a cabo de manera abierta, bien definida y transparente. En efecto, el proceso de calificación ha sido criticado por sus obstáculos burocráticos, que seguramente se han hecho con miras a una apertura total. Además, las subastas reales y el proceso de selección se han transmitido en vivo, con solicitudes abiertas y transparentes y ceremonias de apertura de las licitaciones, y han recibido elogios de expertos y especialistas de todo el mundo.

En segundo lugar, el proceso de asociación estratégica mencionado anteriormente en Pemex se ha llevado a cabo con verdadera apertura. Por difícil de manejar e inusual que el proceso parezca para que una compañía adquiera un socio a través de un proceso de licitación pública, la reforma definió claramente los procedimientos como una parte fundamental del esfuerzo para brindar el mayor nivel de transparencia a toda la subasta y el proceso de licitación en el sector aguas arriba. Los funcionarios del gobierno y todas las partes interesadas involucradas en la reforma comprendieron y reconocieron que cualquier duda (o peor aun, cualquier escándalo) podría afectar en gran medida la reputación de toda la reforma y poner en peligro su futuro.¹⁸⁴

Finalmente, a fines de 2017, el consejo de la EITI aprobó la solicitud de membresía de México, permitiéndole unirse a lo que se ha denominado el principio mundial para la buena gobernanza del petróleo, el gas y los recursos minerales. Adherirse a la EITI es un paso importante del proceso de reforma energética en México y sus esfuerzos no solo para aumentar la transparencia, sino también para poner en práctica las mejores prácticas internacionales y descentralizar y socializar aun más el acceso a información crítica sobre el desarrollo de los recursos naturales de México, particularmente sus reservas de petróleo. Según el comunicado de prensa que coincide con la adhesión de México, “la EITI aborda una serie de temas relevantes para las perspectivas de los sectores del petróleo, el gas y la minería, que incluyen la cesión de licencias, los datos de producción, la transparencia fiscal, el papel de las compañías públicas y la asignación de los ingresos, incluido el recientemente creado Fondo Nacional Mexicano del Petróleo”.¹⁸⁵ México ahora procederá a obtener el estatus de país

184 Ibid.

185 “Mexico Embraces Oil, Gas and Mining Transparency,” EITI, 25 de octubre de 2017, <https://eiti.org/news/mexico-embraces-oil-gas-mining-transparency>.



implementador con la EITI, un proceso que requerirá que el país adopte las normas de información de la EITI dentro de los 18 meses. Además, el proceso requiere validación dentro de los dos años y medio posteriores a la aceptación de su candidatura. El proceso de validación podría resultar el más relevante. La atención derivada de la adhesión a los estándares de la EITI generalmente se enfoca en impulsar la gobernabilidad y la transparencia en la gestión de ingresos. En el caso de México, la atención se centra en el grupo de múltiples partes interesadas de la EITI y sus esfuerzos para promover el diálogo. El proceso de validación evaluará cómo le ha ido a México con la adopción de la norma de la EITI, junto con las lecciones críticas aprendidas y la evidencia de abordar las inquietudes y recomendaciones de las partes interesadas. De hecho, como lo señaló el presidente de Shell en México, Alberto de la Fuente, “La norma de la EITI es fundamental en nuestra industria... esta herramienta ayudará a que se realice un debate público informado, transparente y responsable en beneficio de los mexicanos».¹⁸⁶

Además de unirse a un gran grupo de países de ideas afines y al acuerdo sobre las normas, protocolos y procedimientos para gestionar el desarrollo de los recursos naturales, la EITI también es un mecanismo importante para la participación de la sociedad civil y las organizaciones no gubernamentales en un foro para el diálogo abierto y transparente con el gobierno y la industria. Más allá de los elementos obvios de una mayor transparencia y una mejor gestión de la cadena de valor de los recursos naturales, un elemento clave de la EITI es el grupo de múltiples partes interesadas involucrado en todos los países miembros implementadores. Cada país desarrolla su estrategia de adhesión a las normas de la EITI a través de su grupo de múltiples partes interesadas compuesto por representantes del gobierno, la industria y la sociedad civil.

Naturalmente, la necesidad de impregnarle aun más a Pemex el deseo de conseguir este objetivo y proceso final sigue siendo un elemento enorme con miras al futuro, uno que debe abordarse como parte del esfuerzo para consolidar la reforma. Basta con decir que los recientes escándalos, incluidas las transgresiones del primer director general de Pemex del presidente Peña Nieto, son un golpe significativo contra lo que realmente ha sido una apertura transparente y honesta del sector del mercado.

Inversiones

Los resultados de las reformas en términos de compromisos de inversión se han incrementado a medida que se refinó el proceso de apertura del mercado y subastas. Los recientes compromisos de inversión han comenzado a subrayar un factor clave que apoya la apertura de México: el potencial y la perspectiva de los recursos subterráneos. Las subastas y licitaciones han demostrado que las reformas han tenido éxito en el diseño de un marco legal y regulatorio internacionalmente competitivo y en la incorporación significativa de las mejores prácticas de la industria petrolera mundial. El gobierno mexicano se enorgullece en promocionar el total acumulado de contratos firmados, el número y la diversidad geográfica de las compañías y el nivel de los compromisos de inversión alcanzados como parte de las subastas y procesos de licitación en el sector aguas arriba. A finales de marzo de 2018, había compromisos de inversión en México de más de \$173 mil millones para desarrollar los proyectos.¹⁸⁷

186 Ibid.

187 García y Parraga, “Shell Sweeps Nine of 19 Blocks.”

Un análisis de la IEA de 2016 evaluó el impacto de la inversión de las medidas de reforma sobre la inversión y la participación privada, y especuló sobre lo que podría haber ocurrido si las reformas no se hubieran implementado. El estudio descubrió que si México no hubiera implementado las reformas de 2013-14, su producción de petróleo apenas se recuperaría a 2.3 millones de barriles por día y recibiría un 45 por ciento menos de ingresos del sector petrolero. Específicamente, el “Caso Sin Reforma” de la IEA indica que para 2040, el valor de la pérdida de producción de petróleo podría haber alcanzado los \$650 mil millones, mientras que la inversión en el sector aguas arriba hubiera sido de alrededor de \$260 mil millones menos.¹⁸⁸

Descubrimientos

Como se mencionó, uno de los desafíos más fuertes que se habían acumulado con el tiempo para México y su compañía petrolera nacional fue la disminución de la producción, que empeoró por la incapacidad de reemplazar las reservas de petróleo que se producían. A medida que Pemex producía cada vez menos petróleo, también encontraba cada vez menos petróleo, y no podía alcanzar el estándar para la sostenibilidad futura de al menos el 100 por ciento del reemplazo de reservas.¹⁸⁹ Pemex sigue teniendo este desafío, pero la prospectiva del sector petrolero nacional de México han visto importantes desarrollos directamente relacionados con el ingreso de participantes privados y que se derivan del proceso de subastas y las inversiones que fluyen en el sector.

En enero de 2018, por primera vez desde la expropiación de compañías petroleras extranjeras en 1938, México certificó las reservas de petróleo de los participantes privados y extranjeros en el mercado. Según la CNH, los descubrimientos realizados en dos proyectos ascienden a unos 251 millones de barriles de petróleo equivalente de dos bloques de aguas someras subastados a finales de 2015 a Eni de Italia y Pan American Energy de Argentina. El presidente de la CNH, Juan Carlos Zepeda, anunció a los medios que “lo que vemos aquí es la primera certificación de reservas que presentan dos compañías que recibieron contratos en una subasta”. Agregó que las reservas de los dos bloques se han triplicado desde que Pemex entregó tales bloques a las compañías.¹⁹⁰ El último punto debe requerir poca explicación en términos de su importancia para la implementación de la reforma y como un diagnóstico de los males que afectan a Pemex.

Pero en términos de elogios que refuerzan la estructura y la necesidad de la reforma, así como el impacto significativo potencial para el futuro petrolero de México, puede que no haya mejor ejemplo que el descubrimiento anunciado en julio de 2017 por el consorcio de compañías privadas Talos Energy, Premier Oil y la propia Sierra Oil & Gas de México. Aunque todavía no se ha evaluado completamente, el descubrimiento conocido como el pozo Zama podría alcanzar los 2 mil millones de barriles. Ha sido calificado como uno de los 20 descubrimientos de petróleo más importantes de los últimos 20 años.¹⁹¹ A diferencia del descubrimiento

188 IEA, *Mexico Energy Outlook*.

189 De acuerdo con la Administración de Información sobre Energía (EIA) de los EE.UU., la proporción de reemplazo de reservas mide la cantidad de reservas que una compañía agregó en comparación con la cantidad que produjo ese año. Una relación de reemplazo de reserva por encima de 100 por ciento significa que descubrió más reservas ese año de las que produjo, lo que se suma a su base de recursos y su potencial de producción futura. Véase EIA, *Financial Review of the Global Oil and Natural Gas Industry 2015*, Mayo 2016, www.eia.gov/finance/review/pdf/financial_2015.pdf.

190 David Alire Garcia, “Mexico Oil Reserves Dip Again as Private Firms Begin to Contribute,” Reuters, 23 de marzo de 2018, www.reuters.com/article/us-mexico-oil-reserves/mexico-oil-reserves-dip-again-as-private-firms-begin-to-contribute-idUSKBN1GZ2UY.

191 “Talos and Premier in ‘Significant’ Mexico Oil Discovery,” *Financial Times*, 12 de julio de 2017, www.ft.com/content/79969c16-66bb-11e7-8526-7b38dcaef614.

realizado por Eni, el pozo Zama estaba en un área que no había sido explorada previamente cerca de donde se había perforado un agujero seco. Fue literalmente el primer descubrimiento de petróleo puramente privado en México en más de 80 años. En una entrevista con *Financial Times*, el CEO de Talos, Tim Duncan, señaló que “lo que realmente hace que esto sea único es que realmente es un proyecto de exploración”. El descubrimiento de muchas maneras también puso de relieve la prospectiva de México en sus aguas someras, un área que Pemex había explotado exitosamente durante años, particularmente en el campo Cantarell.¹⁹²

Innovación

Durante años, el legado del nacionalismo y la prohibición constitucional negaron a Pemex las oportunidades de asociación con compañías extranjeras e internacionales y redujeron su capacidad para innovar. Dadas estas limitaciones, Juan Pardinás, director del grupo de expertos mexicano IMCO, describió el sector energético de México como “herméticamente sellado” de una manera similar a la de Corea del Norte.¹⁹³ La gran transformación de la industria evidente en otros países, en muchos sentidos la digitalización del sector petrolero, hubiera sido virtualmente imposible a través de un sistema estatal monopolístico.¹⁹⁴

La falta de innovación fue particularmente aguda con relación al pregonado potencial que Pemex y México no lograron monetizar en sus costas. Con la revolución de la lutita y el crecimiento de la producción de hidrocarburos no convencionales en los EE.UU., así como los continuos desarrollos en las aguas profundas del Golfo de México, los obstáculos se han vuelto más evidentes a medida que las asociaciones multinacionales (incluidas varias compañías petroleras nacionales) aprovecharon innovaciones en la industria petrolera. Los beneficios de estas importantes innovaciones y avances tecnológicos no fueron tan evidentes en México como en el descubrimiento de importantes reservas de petróleo y gas natural justo al otro lado de la frontera terrestre y marítima en los EE.UU. Del mismo modo, aparte del vecino del norte, se dedicó mucho tiempo a estudiar la innovación que impulsó a Brasil y a su compañía petrolera nacional a ser el principal perforador de aguas profundas del mundo. Estos desarrollos proporcionaron elementos importantes para tener argumentos más amplios a favor de las medidas de reforma. Por lo tanto, un objetivo clave de la reforma era modernizar el sector petrolero, en particular para proporcionar a Pemex vías para innovar y aprovechar las oportunidades.

En muchos casos, el objetivo de fomentar la innovación estaba más implícito que explícito. Sin embargo, el contenido específico estaba dirigido a lo que se conoce como transferencias de tecnología. Las reformas contenían elementos de la reestructuración en Pemex que dirigirían e incentivarían el uso de nueva tecnología y la innovación. De hecho, ciertas disposiciones le dieron a Pemex la oportunidad de aprovechar el sector recién creado y las oportunidades de contratos y empresas conjuntas para maximizar la innovación y las transferencias de tecnología. Las reformas de la ley y las directrices de obras públicas también otorgaron a Pemex la capacidad en algunos casos de utilizar contratos directos si ellos o las empresas conjuntas involucraban la transferencia de

192 Ibid.

193 “Monetizing Mexico’s Oil: An Interview with Juan Pardinás, IMCO” (podcast), Institute of the Americas, 21 de noviembre de 2013, www.iamericas.org/media/com_podcastmanager/files/energy/Interview_Juan_Pardinás.mp3.

194 “Mexican Energy Reforms,” *Forum: A Quarterly Journal for Debating Energy Issues and Policies* 109 (Junio 2017), Oxford Institute for Energy Studies, <http://eprinc.org/wp-content/uploads/2017/07/OEF-Mexico-Issue.pdf>.

tecnología. Este enfoque es una muestra clara de cómo las medidas de reforma se han unido para impulsar la participación del sector privado y las alianzas en Pemex, al mismo tiempo que aprovechan la tecnología y los conocimientos técnicos para la innovación corporativa.¹⁹⁵

Justo después de la fecha histórica del 18 de marzo, el presidente Peña Nieto inauguró una nueva fase en la innovación petrolera de México con la puesta en marcha del Centro de Tecnología para Aguas Profundas ubicado en Veracruz. El centro, una colección de cinco laboratorios, se extenderá en 21 hectáreas y buscará colocar al sector petrolero de México a la vanguardia en cuanto a innovación y tecnología. Específicamente, buscará soluciones innovadoras para tres desafíos principales: la perforación de pozos; riesgos y calificación ambientales; y el diseño y desarrollo de herramientas, equipos y sistemas.¹⁹⁶ La puesta en marcha del centro es un hito importante en la ruta hacia la incubación de la innovación en México, para apoyo directo en su necesidad de innovar en sus capacidades de aguas profundas. Aprovechará el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y el Instituto Mexicano del Petróleo para impulsar en mayor medida la investigación y el desarrollo para cumplir con los objetivos de innovación de la reforma y centrarse en la exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas. El Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, indicó que el nuevo centro de investigación desarrollará personal calificado y generará conocimientos y soluciones aplicados. También brindará a los científicos mexicanos la oportunidad de investigar y desarrollar avances hechos en México en equipos, procesos y materiales para el desarrollo de hidrocarburos en aguas profundas de la manera más segura, eficiente y ambientalmente sostenible.¹⁹⁷

Con la maduración del sector mexicano del petróleo y el gas y el creciente despliegue de compañías privadas y capital en el sector aguas arriba del país, el Instituto Mexicano del Petróleo puede desempeñar un papel mucho más estratégico para apoyar e impulsar la innovación y la investigación y el desarrollo. En lugar de limitarse a existir para satisfacer las necesidades y requisitos de Pemex, el instituto puede buscar el logro de objetivos estratégicos a mediano y largo plazo, y tal vez colaborar con algunos de los recién llegados al sector petrolero de México. Esta nueva perspectiva, como lo demuestra el centro en Veracruz, debería ayudar en gran medida a evitar una falla clara y un factor inhibitorio para la innovación: la perspectiva nacionalista del instituto, una que favorecía los objetivos políticos a corto plazo.¹⁹⁸

Afiliación a la IEA

Similar a la importancia del desempeño económico más amplio y los puntos de referencia que la afiliación a la OCDE le brinda a México, así como los marcos de mejores prácticas internacionales, la aceptación y aprobación por parte de la Cámara de Senadores de México de la afiliación de México a la IEA es otro hito. Esta afiliación complementa las intenciones de reforma con respecto a abrir el sector energético del país no solo a la participación privada sino también al resto del mundo. La afiliación a la IEA también le brinda a

195 Javier Martínez-Romero, *Innovation as an Imperative for the Mexican Oil Industry Post Energy Reform* (Houston: Mexico Center, Baker Institute for Public Policy, Rice University, Abril 2017), www.bakerinstitute.org/media/files/files/6c27d420/MEX-pub-EnergyInnovation-033117.pdf.

196 Adoración Araiza, "Inaugura EPN Centro de Tecnología para Aguas Profundas" [EPN opens Deepwater Technology Center], *MiMorelia*, 23 de marzo de 2018, www.mimorelia.com/inaugura-epn-centro-tecnologia-aguas-profundas/.

197 Eduardo Vázquez Reyes, "Centro de Tecnología para Aguas Profundas, nuevo espacio para la investigación científica", *Conacyt*, 28 de marzo de 2018, <http://conacytprensa.mx/index.php/sociedad/politica-cientifica/21001-centro-tecnologia-aguas-profundas>.

198 Martínez-Romero, *Innovation as an Imperative for the Mexican Oil Industry*.



México la oportunidad de integrarse a la estructura de gobernanza energética mundial. Por supuesto, también es importante para la IEA en su esfuerzo de abarcar más allá de sus miembros tradicionales incluir a su primer miembro de América Latina, una nación que se encuentra en la línea divisoria entre las divisiones tradicionales de productores de petróleo y naciones consumidoras.

Con el anuncio formal de México como miembro de la IEA, el secretario Coldwell señaló que “con este paso final, México ingresa al foro de energía más importante del mundo... “tomaremos parte en el establecimiento de las políticas energéticas del mundo, recibiremos asesoría con experiencia en las mejores prácticas internacionales y participaremos en ejercicios de respuesta a emergencias”. El comunicado de prensa oficial de la IEA indicó que “le complace continuar apoyando la implementación de la reforma energética de México con experiencia técnica e intensificando aun más el fructífero diálogo bilateral de intercambio de mejores prácticas en política energética”.¹⁹⁹

Consolidación de la reforma: la ruta a seguir

Así como México se encontró en un momento crucial para el futuro de su competitividad económica después de que Enrique Peña Nieto asumiera la presidencia, con la correspondiente necesidad de modernizar su sector energético anacrónico, el país se encuentra nuevamente en un momento crítico. Gracias a las medidas de reforma energética de 2013-2014, su sector energético ha experimentado un cambio monumental. Pero, como se ha visto en casos en todo el mundo, es aun más importante ir más allá de la reestructuración inicial y la primera fase del proceso de reforma y consolidar las ganancias. Es en este punto en el que México se encuentra a medida que transcurre el año 2018.

Un punto a destacar es el de los precios del petróleo. Se ha prestado atención significativa a las cuestiones de aplicación de la reforma en el contexto de un gran colapso de los precios del petróleo a nivel mundial. Ninguna evaluación puede ignorar el impacto sobre los planes del gobierno para las subastas e incluso para la transformación de Pemex como parte de las disposiciones establecidas en su mandato para convertirse en una empresa productiva del estado. Al mismo tiempo, los mercados mundiales de productos de consumo, ninguno más que el mercado petrolero internacional, son imposibles de predecir y son notoriamente volátiles. Por lo tanto, cualquier análisis sobre la ruta a seguir y los pasos para consolidar la reforma deben considerar un entorno de precios más bajos y una volatilidad continua de los precios del petróleo como un elemento constante y transversal, no un factor a tratar por sí solo. En todo caso, los éxitos visibles de la reforma frente a las persistentes dificultades de una desaceleración mundial del precio del petróleo deben elogiarse como un logro vital. Esos avances respaldan la premisa de que la prospectiva petrolera de México puede atraer inversiones incluso en las circunstancias más difíciles.

Como se esperaría con la implementación de medidas destinadas a deshacerse de casi 80 años de historia y poder profundamente arraigado, una amplia gama de áreas requiere mayor atención. Pero vale la pena destacar cinco áreas que, de ser atendidas en los próximos meses y años por el gobierno mexicano y sus ciudadanos, podrían ser fundamentales para consolidar las reformas y asegurar su sostenibilidad:

- Revisar y refinar la visión de reforma del sector petrolero

199 “IEA Marks Historic Day in Global Energy Governance with First Member Country in Latin America,” IEA, 18 de febrero de 2018, www.iea.org/newsroom/news/2018/february/mexico-officially-joins-iea-as-30th-member-country.html.

- Hacia dónde se encamina Pemex y definir nuevas reformas para la compañía petrolera nacional
- Equilibrio entre regulación, supervisión e inversión
- Mejorar la seguridad y reducir el robo de combustible
- Comunicar y destacar los beneficios.

¿Cuál es la visión?

A pesar de los bien merecidos elogios y que las medidas de reforma de 2013-2014 superaron el legado histórico, la cuestión de la visión continúa. Incluso si México ha avanzado mucho las negociaciones a nivel nacional para superar sus mitos y tabúes, no ha definido completamente cuál es la visión para su sector petrolero. (Tampoco lo ha hecho al comunicar los beneficios, como se explica más adelante).

Hasta la fecha, el gobierno y los arquitectos de la reforma han propuesto una visión basada en el ajuste estructural destinado a eliminar el monopolio de la compañía nacional y permitir la participación privada en el sector petrolero, todo con el objetivo de crear una mayor competitividad económica y generar un crecimiento del PIB que se vea reflejado en empleos y movilidad económica ascendente. En México, durante décadas el *status quo* del petróleo y lo que representaba para los mexicanos podía entenderse en términos de seguridad económica, social, política y ambiental.²⁰⁰ Pero si uno da un paso atrás y considera la letanía de indicadores económicos, políticos y energéticos que se abordan a lo largo de este análisis, uno encuentra más preguntas que respuestas. Para definir adecuadamente la visión de México para el sector petrolero, ahora también puede ser más apropiado comprender qué papel jugará el petróleo en los escenarios de desarrollo del país y los planes en un entorno posterior a las reformas.

¿Es el petróleo un pilar del desarrollo económico? O más bien, ¿es una herramienta geopolítica clave para respaldar la seguridad energética de México, una que garantiza el acceso a suministros seguros y asequibles a precios razonables para sus ciudadanos? Es particularmente importante definir esta pregunta a medida que los mercados de petróleo y combustibles en México se vuelven cada vez más desequilibrados y la necesidad de recurrir a las importaciones crece, debido a todas las preocupaciones económicas y geopolíticas que esto conlleva. Los funcionarios electos del país deben abordar estas preguntas con información derivada de las experiencias de implementación de la reforma. Es necesaria una mayor participación ciudadana y una comprensión más profunda de la cuestión fundamental en el centro del debate.

Quizás parte del problema con respecto a la definición de la visión exacta es que México sí tiene un consenso relativo sobre cómo se relacionan el petróleo y la soberanía nacional. No hay duda de que dicha soberanía le permite a la nación determinar y dictar cómo maneja sus recursos naturales, principalmente su petróleo. Pero definir una visión que pueda reunir el apoyo suficiente para asegurar la certeza y la continuidad de las reformas más allá de su consagración básica en la constitución es cómo incorporar verdaderamente la inversión privada para administrar y desarrollar aun más las perspectivas petroleras del país, pero al mismo tiempo transformar el ícono nacional que es Pemex en el participante de mercado modernizado, eficiente y transparente que se necesita para el éxito a corto y mediano plazo del sector petrolero. Lo que nos lleva al elemento más desconcertante: ¿Qué

200 Alejandro Chanona Burguete y Alberto Lozano Vazquez, "Mexico: Situation and Challenges of Energy Security and Environmental Sustainability at the Beginning of the Twenty-First Century," in *Energy Security and Environmental Sustainability in the Western Hemisphere*, editado por Remi B. Piet, Bruce M. Bagley y Marcelo R. S. Zorovich (Lanham, MD: Lexington Books, 2017), 81–111.

se debe hacer para garantizar este pilar de una visión revisada y para garantizar la viabilidad de una compañía que el ex presidente Vicente Fox describió como un símbolo en México tan venerado como la Virgen de Guadalupe?²⁰¹

¿Hacia dónde se encamina Pemex?: Reforma 2.0

El Subsecretario de Finanzas, Miguel Messmacher, un funcionario de alto rango de tesorería, planteó una pregunta que ayuda a enmarcar el debate sobre la transformación de Pemex: ¿puede México “convertir a los campeones nacionales en compañías competitivas” mientras “genera incentivos de mercado y aumenta la gobernanza corporativa?”²⁰² Claramente, Messmacher, que se convirtió en una de las caras más públicas asociadas con las medidas de la reforma petrolera, los nuevos contratos y la promoción de inversiones, sabía de qué estaba hablando cuando se trataba de Pemex, lo que explica por qué sus preguntas parecen retóricas.

Messmacher también habló sobre temas de gobernanza, que eran objetivos claros de la reforma de Pemex. Lamentablemente, uno de los cambios más publicitados, la remoción de los miembros del sindicato de trabajadores petroleros del consejo de administración de Pemex y su reemplazo con consejeros privados e independientes, ha demostrado ser un acto imprudente. Esto puede haber sido culpa de los nombramientos, pero lo más probable es que haya sido la falta de compromiso dentro del gobierno y de la compañía para implementar plenamente las piezas de esta reestructuración de gobernanza corporativa. Esto exige atención en la Reforma 2.0. Pero la excelencia administrativa, la innovación y la prudencia fiscal nunca fueron parte de la ecuación de un campeón nacional, al menos a medida que evolucionó a lo largo de las décadas en México. Por lo tanto, la idea de convertir a un campeón nacional en una compañía competitiva pudo haber sido una trayectoria equivocada, especialmente si la innovación, las tecnologías y las prácticas comerciales de vanguardia formaban parte de ese objetivo final.

El proceso de la Ronda Cero pudo haber recalado la capacidad potencial del campeón nacional para evitar o retrasar cambios importantes. Su proceso fue directamente contrario a cualquier sugerencia razonable de que la reforma haría que Pemex desapareciera completamente del sector. De hecho, al final del proceso, Pemex retuvo los derechos del 85 por ciento de las reservas probadas de México y 20.6 mil millones de barriles de petróleo equivalente. Se estableció una serie de requisitos sobre la compañía para permitirle mantener estos derechos, pero los años intermedios han demostrado que Pemex tiene la influencia para dictar cómo se establecen y aplican esos términos y requisitos.

Una propuesta que comunica públicamente el titular de la CNH es que una nueva reforma de Pemex incluiría una oferta pública inicial y una oferta minoritaria de acciones, lo que insertaría a la compañía en el mercado y aumentaría el capital, pero también requeriría prácticas de gestión y gobernanza similares a otras compañías que cotizan en bolsa.²⁰³ El enfoque en esta idea ha tendido a ser más en el aspecto fiscal, debido a la necesidad de Pemex de reunir capital para respaldar sus planes de desarrollo para los recursos masivos de petróleo que todavía están bajo su control. Aunque una oferta de acciones podría ser útil (existen muchos ejemplos desde Colombia

201 Ibid.

202 Vietor and Sheldahl-Thomason, *Mexico's Energy Reform*.

203 Shadia Nasralla, “Mexico Regulator Wants Minority Stake Floated in State Oil Firm Pemex,” Reuters, 21 de marzo de 2018, www.reuters.com/article/us-mexico-pemex-ipo/mexico-regulator-wants-minority-stake-floated-in-state-oil-firm-pemex-idUSKBN1GX295.

hasta Brasil con relación a compañías petroleras nacionales que sufrieron muchos de los mismos problemas que Pemex), debe hacerse en conjunto con los tres principios de organización mencionados anteriormente con respecto a impulsar la rentabilidad, la eficiencia y la competitividad. Para tal fin, un complemento útil de cualquier oferta de acciones de Pemex sería otra versión de la Ronda Cero. Dicha revisión y ejercicio determinarían los parámetros para las reservas y los activos que Pemex puede mantener en su cartera. El proceso dictaría términos más precisos para el capital, la capacidad técnica y los plazos para implementar y desarrollar los activos que controla. Si uno de los resultados de las reformas de Peña Nieto ha sido muy claro, es que el proceso de subastas está funcionando y está ganando en funcionalidad y en términos de rendimiento de la inversión con respecto a la adición de barriles de petróleo a las reservas de México y los barriles de petróleo que potencialmente se pueden agregar al mercado en México e internacionalmente.

Un último paso importante hacia la autonomía de Pemex sería ajustar el proceso de asociación estratégica como se estipula en la reforma. A primera vista, esto puede parecer contradictorio, pero sería un paso significativo para proporcionar a Pemex la capacidad de celebrar contratos y formar empresas conjuntas y asociaciones con otras compañías y participantes del mercado. Este es el estándar de la industria en todo el mundo y ha sido un elemento clave de la industria petrolera internacional durante muchos años. Para la primera fase de la reforma, tenía sentido gestionar las posibles asociaciones para Pemex a través del proceso de subastas y bajo la administración de la CNH. Sin embargo, a medida que el mercado del petróleo madura, y con la cantidad de rondas de licitación exitosas y la demostración de transparencia en el proceso de asociación estratégica, un siguiente paso apropiado sería pasar a una fase en la que la SENER, la SCHP, la CNH y Pemex desarrollaran un mecanismo para la transición de la compañía para permitirle colaboración y asociaciones directas.

Equilibrio entre regulación, supervisión e inversión

Como se abordó en un informe reciente de la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI), más allá de las limitaciones que existen en la competitividad en el sector aguas arriba del país, representadas por el estado de derecho y las cuestiones de seguridad, una barrera dentro del sector petrolero, aunque es una que puede ser manejada por las partes interesadas dentro del propio sector, es la inconsistencia y duplicación de los procesos regulatorios. La AMEXHI señaló además que estos problemas son conocidos y que la SENER, la CNH y la SHCP han trabajado recientemente en este asunto y tienen herramientas que pueden contribuir a la competitividad, pero deben esforzarse por ofrecer una mayor seguridad comercial con términos fiscales más competitivos y un mayor acceso.²⁰⁴ Los representantes de la industria sostienen que continúan enfrentando y lidiando con una burocracia excesiva; la existencia de múltiples órganos reguladores y superposiciones regulatorias a menudo significa que los socios deben obtener una variedad de permisos y aprobaciones, en algunos casos incluso requisitos casi idénticos de diferentes agencias. A medida que la apertura del sector ha progresado, y con la llegada de docenas de nuevos participantes en todos los segmentos de la cadena de valor del petróleo y el gas en México, la presión sobre la estructura reguladora naciente ha aumentado enormemente en términos de su capacidad para afirmar su independencia y las funciones específicas y su impulso para garantizar que el nivel de la llamada burocracia y los procesos no frenen la inversión.

Como lo ha reconocido el director ejecutivo de la ASEA, Carlos De Regules, un órgano regulador recientemente

204 AMEXHI (Asociación mexicana de empresas de hidrocarburos), *Agenda 2040: Transformando a México*, AMEXHI, Marzo 2018, <http://amexhi.org/2040/VISION2040AMEXHI.pdf>.



creado tiende a regular en exceso al principio, dado el tamaño de los desafíos y el deseo de cumplir adecuadamente con sus deberes.²⁰⁵ Al mismo tiempo, ha abogado por un marco que brinde certeza regulatoria a largo plazo y que mejore el bienestar social y logre el objetivo deseado al menor costo social posible al tiempo que se minimicen los efectos secundarios no deseados. Específicamente, está interesado en un modelo de regulación basada en los riesgos que proporcione una herramienta objetiva para lograr un equilibrio adecuado entre riesgos y beneficios. Según la estimación de Carlos, este enfoque requiere dos mecanismos clave: en primer lugar, los esfuerzos para minimizar la burocracia inhibidora, como los informes de expertos y las verificaciones de terceros autorizados; y en segundo lugar, los mecanismos para hacer que la rendición de cuentas no se diluya y sea inequívoca, como las declaraciones.²⁰⁶ Estos objetivos son vitales para la implementación continua del modelo regulatorio y las instituciones que se han reestructurado debido a la reforma en México.

Las lecciones de Colombia resaltan la necesidad de encontrar el equilibrio adecuado entre atraer inversiones en una subasta, en concesiones, y otorgar contratos y facilitar la ejecución real del proyecto. Colombia fue alabada por su importante reforma en el sector petrolero y de gas durante años, pero luego fue rápidamente víctima de su propio éxito; los proyectos e inversiones se vieron limitados por severos cuellos de botella regulatorios, ambientales e institucionales. Estos son los primeros días de la apertura del mercado mexicano, pero han empezado a surgir señales preocupantes en cuanto a restricciones similares en el país. De hecho, el proceso de permisos de organismos gubernamentales y las responsabilidades sociales y ambientales con las comunidades locales también deben evaluarse y abordarse para no causar interrupciones o retrasos innecesarios en el desarrollo de proyectos críticos.

Luego que los tres órganos reguladores de la energía primaria se beneficiaron de la afiliación de México a la OCDE, buscaron y desarrollaron una evaluación integral del estado de la regulación energética en el entorno posterior a las reformas. El informe de 2017, *Impulsando el desempeño de los órganos reguladores en materia energética de México*, presentó recomendaciones claras para mejorar la gobernanza. La mayoría encaja muy bien con la evaluación de la AMEXHI. Específicamente, la OCDE pidió a los órganos reguladores que establecieran relaciones más regulares y formales con el Congreso para hablar sobre las actividades y los resultados, lo que a su vez podría ayudar a lograr una mejor gobernanza al hacer que las operaciones de los reguladores sean más efectivas a través de una mayor flexibilidad en la gestión de recursos humanos y financieros, y finalmente, otorgar poderes a los tres órganos reguladores con futuros totalmente autónomos y financieramente sostenibles, sin interferencias políticas. Además, la OCDE explicó la necesidad de crear una ventanilla única para las licencias y los permisos, la llamada *ventanilla única* serviría para aliviar algunos de los cargos de la burocracia excesiva.²⁰⁷

Con respecto a los objetivos de inversión de la reforma, el marco de inversión de México y los planes quinquenales dan señales a los inversionistas sobre los próximos lanzamientos de rondas, información que a su vez puede generar conocimiento y certeza en la industria. El gobierno y la industria entienden que es indispensable que las rondas sean frecuentes, de alta calidad, competitivas y con regulaciones eficientes basadas

205 “Webinar: Long-Term Regulatory Certainty In Mexico,” Institute of the Americas, 15 de marzo de 2018 www.iamericas.org/en/events/past-events/2318-webinar-long-term-regulatory-certainty-in-mexico.

206 “Risk-Based Regulatory Alignment: An Enabling Strategy for Oil and Gas Competitiveness in North America,” Institute of the Americas, enero 2017, www.iamericas.org/documents/energy/reports/Risk_based_Regulatory_Alignment.pdf.

207 OECD, *Driving Performance of Mexico’s Energy Regulators* (Paris: OECD, 13 de enero de 2017), www.oecd.org/mexico/driving-performance-of-mexico-s-energy-regulators-9789264267848-en.htm.

en la transparencia y en la reducción de los costos de transacción. La CNH ha avanzado en la creación de un proceso de subastas predecible en el que las diferentes oportunidades (en tierra, campos maduros, aguas someras, aguas profundas) se programen de manera constante en términos de tiempo, requisitos de calificación para licitación y términos fiscales y contractuales.²⁰⁸ El presidente de la CNH, Juan Carlos Zepeda, ha hablado a menudo de estos desafíos y está dirigiendo a su agencia para que estandarice el proceso de licitación en la medida en que esto sea viable.²⁰⁹

Problemas de seguridad y robo de petróleo

Los problemas de inseguridad general de México han sido objeto de un extenso análisis. No todos los elementos que comprenden el entorno peligroso en muchas regiones del país se considerarán en este documento. Pero lo que sí se relaciona con el análisis y la atención como parte de cualquier ruta hacia la consolidación de las medidas de reforma es entender el impacto de los desafíos de inseguridad en el sector energético, en particular en la industria petrolera y en Pemex. De hecho, el robo de petróleo de los ductos de Pemex; el lavado de dinero mediante gasolineras; y lo que es peor, los secuestros provocativos de los ejecutivos de la compañía y las compañías de servicios que trabajan con la compañía nacional están en aumento.

Según un análisis de Reuters con base en informes y datos obtenidos del gobierno mexicano, entre 2011 y 2016, la cantidad de grifos no autorizados descubiertos en las líneas de combustible de México casi se quintuplicó. Los datos adicionales obtenidos de un informe de la CNH elaborado en 2017 indican que entre 2009 y 2016, se habían instalado grifos ilegales en los ductos aproximadamente cada 1.4 kilómetros a lo largo de la red de ductos de Pemex de aproximadamente 14,000 kilómetros.²¹⁰ El aumento en el robo de combustible y el comercio ilegal del mismo, así como los secuestros, generaban serias dudas sobre si realmente Pemex está a cargo de todas sus instalaciones en todo el país. De hecho, muchos analistas indican que hay una grave carencia de seguridad física y vigilancia de los ductos que pertenecen a Pemex. Pemex ha tomado medidas para instalar sistemas y medidas para detectar disminuciones en la presión en algunos ductos de productos petrolíferos, pero se espera que el proyecto tarde años en completarse. Las cifras no oficiales estiman que los robos a la red de Pemex son por aproximadamente \$1 mil millones al año.

Los robos a la red de Pemex no son nuevos, pero su aumento y la tensión que ejercen sobre la compañía ya con una significativa carga fiscal son importantes. Algunos expertos en seguridad también apuntan a estos robos son una importante fuente de ingresos para los cárteles del crimen organizado, sobre todo porque el gobierno mexicano continúa tomando medidas severas en su contra. La instalación ilegal de grifos ha crecido significativamente en las áreas donde el conflicto con los cárteles es más intenso.²¹¹

208 "Mexican Energy Reforms."

209 Audrey Leon, "The Fruits of Mexico's Labor," *Offshore Engineer*, 1 de agosto de 2017, www.oedigital.com/technology/software/item/15936-the-fruits-of-mexico-s-labor.

210 Gabriel Stargardt, "The Refinery Racket: Mexico's Drug Cartels, Now Hooked on Fuel, Cripple the Country's Refineries," *Reuters Investigates*, 24 de enero de 2018, www.reuters.com/investigates/special-report/mexico-violence-oil/.

211 Jeremy Martin and Sylvia Longmire, "The Perilous Intersection of Mexico's Drug War & Pemex," *Journal of Energy Security*, 15 de marzo de 2011, www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=283:the-perilous-intersection-of-mexicos-drug-war-aamp-pemex&catid=114:content0211&Itemid=374.



Peor que eso, la situación de inseguridad y la corrupción relacionada han exacerbado los desafíos y problemas derivados de años de mantenimiento y administración deficientes en el sistema de refinación de Pemex. Los accidentes fatales, incluidos incendios y explosiones, se han convertido en algo casi común. A pesar de la oportunidad brindada a Pemex por medio de la reforma y la capacidad de crear empresas conjuntas y asociarse con compañías privadas, Pemex ha encontrado pocos receptores en lo que respecta a la refinación y el sector aguas abajo. De hecho, un ejecutivo de una firma consultora de refinación mundial indicó que “no hay incentivos para invertir en el sistema de refinación mexicano”, citando específicamente que los motivos son “el crimen organizado y la corrupción”. El mencionado informe de la CNH de 2017 señaló que la culpa puede ser atribuida a partes dentro y fuera del sector: “El problema es la corrupción, no solo en los servicios de seguridad y judiciales, sino también dentro de Pemex”.²¹²

Comunicar los beneficios

Al vender las medidas de reforma, la administración de Peña Nieto y sus aliados políticos defendieron la necesidad económica de las reformas, así como su ventaja para el ciudadano mexicano promedio. El gobierno argumentó persuasivamente que en lo que concernía al petróleo, el patrimonio de la nación seguiría siendo precisamente eso: el 100 por ciento seguía siendo propiedad del pueblo mexicano. Dejando a un lado los aspectos técnicos y los elementos de los contratos petroleros, los modelos regulatorios y las modalidades de asociación para Pemex, el gobierno procuró garantizar que los ciudadanos comprendieran los beneficios de la reforma. Naturalmente, la mayor parte de la atención se centró en bajar los precios para los consumidores, pero la creación de un mercado moderno y competitivo que estimularía la creación de empleos y apoyaría los objetivos macroeconómicos más amplios de México también fue uno de los puntos que se promovieron.²¹³

Al aprobar las medidas de reforma, el gobierno estableció la ruta hacia muchos de estos objetivos, que fueron apoyados por los ciudadanos a través de sus votos para la administración de Peña Nieto y los líderes del Congreso. Sin embargo, para el ciudadano promedio, la reforma no se trata de proporcionar el mejor contrato petrolero para atraer inversión privada o la forma más adecuada de innovación y transferencia de tecnología. En cambio, para la población mexicana, la reforma significa interpretar lo que ha ocurrido hasta la fecha, por qué es importante y relevante, y qué impacto positivo tiene en la economía y la fuerza laboral. Para la sociedad en general, estos beneficios no solo deben brindarse, sino que también deben comprenderse en su totalidad.

Para lograrlo, el sector petrolero debe hacer más que solo resaltar la cantidad de bloques adjudicados, la cantidad de compañías participantes y los posibles compromisos de inversión. Incluso las noticias sumamente importantes de los principales descubrimientos de petróleo exigen una interpretación y un mensaje más realistas. De hecho, debe haber un esfuerzo concertado entre el gobierno y la industria para comenzar a compartir, tanto literal como figurativamente, los beneficios de las medidas de reforma. ¿Qué significan en términos de empleo las grandes cantidades de dinero que las compañías se comprometieron a invertir? ¿Cómo está el gobierno utilizando los bonos de las firmas de contratos recaudados en las subastas? ¿Qué pasa con el fondo mexicano del petróleo? ¿Se ha comunicado la importancia de ese mecanismo para el ciudadano promedio? Y más allá del fondo,

212 Stargardter, “The Refinery Racket.”

213 Tracy Wilkinson and Richard Fausset, “Mexico’s Officials Wage PR Battle to Sell Energy Reform Plan,” *Los Angeles Times*, 13 de agosto de 2013, <http://articles.latimes.com/2013/aug/13/world/la-fg-mexico-pemex-pr-20130814>.

¿cómo administrará el gobierno los impuestos y las regalías de una mayor participación en el sector petrolero, particularmente para que beneficie a la mayoría y no solo a las élites?

Más allá de la necesidad de encontrar el equilibrio adecuado entre la regulación y la inversión, se debe mantener un diálogo adecuado entre toda la gama de actores relevantes en el país. Claramente, México necesita estrategias adecuadas de difusión y comunicación para llegar a la sociedad en su conjunto e informar sobre los resultados. Los esfuerzos de comunicación que hagan énfasis en una mayor transparencia con respecto a las medidas de reforma, las decisiones y las acciones tomadas por los reguladores, el gobierno y Pemex son de suma importancia.

En el sector petrolero, quizás en ninguna parte esta estrategia de comunicación mejorada sea más factible que en el mercado de la gasolina. La liberalización del mercado de combustibles ha experimentado una explosión de competencia entre compañías privadas internacionales y mexicanas. Más de 40 compañías han entrado en el mercado. Los consumidores mexicanos ahora tienen opciones y pueden elegir dónde comprar su combustible según el precio, el servicio, la conveniencia y otros factores. Para el ciudadano mexicano promedio, el mercado actual es mucho más competitivo. Desafortunadamente, el posterior aumento en los precios de la gasolina a principios de 2017 (el *gasolinazo*) y su impacto en la población fue una lección importante para el gobierno. Muchos factores, principalmente la planificación deficiente, los cuellos de botella de suministro y los desafíos de infraestructura, crearon una crisis importante cuando el gobierno comenzó a eliminar los subsidios de los precios del combustible y ajustar los precios al mercado. En particular, esto proporcionó armas a los opositores de la reforma que intentaron resaltar los aspectos negativos de su implementación.²¹⁴ Pero desde ese percance, la liberalización del mercado ha avanzado rápidamente. El hecho de que el *gasolinazo* se refleje solamente en el espejo retrovisor es importante, pero también es importante tener en cuenta las lecciones que dejó en cuanto a su mensaje y su lanzamiento, no solo para el mercado de combustibles sino para todos los segmentos del sector, en los esfuerzos futuros para consolidar la reforma.

Como se señaló, la CNH ha logrado grandes avances en la creación de un proceso de subastas del sector aguas arriba predecible con diversas oportunidades que se programan de manera constante en términos de tiempo, requisitos de calificación de la licitación y términos fiscales y contractuales. Esto es importante para generar resultados y comunicarse con la industria. Del mismo modo, convencer a la sociedad de los resultados es un proceso que requiere paciencia mientras se desarrollan los resultados de las rondas. Aunque la industria energética es altamente técnica, por el bien de la continuidad, es esencial mostrarle a la sociedad los beneficios de la reforma y ver que las instituciones predecibles, más allá de los planes de un sexenio, reducen la incertidumbre.

Finalmente, al igual que la administración de Peña Nieto y sus aliados en el Congreso crearon e implementaron una estrategia de relaciones públicas para promover la reforma y colocar al país rumbo a su nueva ruta energética, el esfuerzo debe continuar y también debe intensificarse para transmitir a los ciudadanos y a los políticos entrantes la información respaldada de lo que se ha logrado. Para consolidar completamente la reforma más allá de los desafíos técnicos y específicos de la industria, sus beneficios deben ser comunicados a y comprendidos por la población en general; los resultados deben ser tangibles y comprensibles. Para continuar apoyando la reforma, los mexicanos deben sentirlos o ver sus beneficios en sus vidas diarias.

214 Rob Nikolewski, "Boiling Over on the Border: The Reasons behind the Gasoline Protests in Mexico," *Los Angeles Times*, 31 de enero de 2017, www.latimes.com/business/la-fi-mexico-gasoline-20170131-story.html.

Una reforma cruda: Pemex en el nuevo panorama energético de México

Leticia A. Abad, Profesora Asociada de Economía, Universidad de la Ciudad de Nueva York (CUNY)

Noel Maurer, Profesor Asociado de Asuntos Internacionales y Negocios Internacionales, Universidad George Washington

México está saliendo de uno de los períodos de reforma más dramáticos desde la creación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). Tras las elecciones presidenciales de julio de 2012, la nueva administración de Peña Nieto llevó a cabo a través del Congreso una serie de reformas radicales: la más radical fue eliminar a la compañía petrolera nacional Pemex (Petróleos Mexicanos) de su posición como proveedor monopolista de todos los hidrocarburos en México y guardián de los recursos del subsuelo de la nación.

La reforma no privatizó ni cambió radicalmente la naturaleza de Pemex. Lo que hizo fue exponer a Pemex a la competencia y, al mismo tiempo, eliminar algunas de las restricciones que anteriormente habían frenado esta compañía. Para el 2012, la producción de Pemex había estado en declive durante ocho años, y había un acuerdo generalizado de que era necesario hacer algo, incluso si había poco acuerdo sobre qué se necesitaba hacer. Sin embargo, la naturaleza comprometida de las reformas significaba que no se podían eliminar las restricciones que enfrentaba la compañía. Pemex obtuvo algo de libertad y flexibilidad, pero no lo suficiente, y sigue encadenada por los altos impuestos y la alta deuda.

Comenzando con una descripción histórica de cómo Pemex ganó su emblemático estatus como defensor de la soberanía nacional de México contra las compañías extranjeras depredadoras, este capítulo explica las raíces del declive de la producción de Pemex después de 2004 y muestra cómo la administración de Peña Nieto logró superar ese emblemático estatus y pasar la reforma energética, pero en el proceso se dejaron muchas de las características que frenaban a la compañía. Luego este capítulo muestra cómo, aunque se suponía que en teoría la reforma energética aliviaría estas restricciones, en la práctica las reformas estaban incompletas. En consecuencia, se tiene una visión ligeramente más pesimista del futuro de la reforma energética que lo que comúnmente se cree en la actualidad.

La historia de Pemex

¿Cómo llegó la industria petrolera mexicana a ser dominada por una gigantesca compañía petrolera nacional y por qué esta compañía tuvo un estatus tan emblemático en México durante tanto tiempo? Para entender esta pregunta, hay que remontarse a los inicios de la industria petrolera mexicana.

La industria petrolera mexicana antes de Pemex

En 1884, durante la larga dictadura de Porfirio Díaz (1876–1910), el gobierno otorgaba a los propietarios de las tierras el derecho legal sobre el petróleo que se encontrara debajo de las tierras de su propiedad.²¹⁵ La ley anuló

²¹⁵ Lorenzo Meyer e Isidro Morales, *Petróleo y nación: La política petrolera en México (1900–1987)* (Ciudad de México: Fondo de Cultura Económica, 1990).

la tradición colonial española que había otorgado al gobierno el derecho de propiedad sobre los recursos del subsuelo.²¹⁶ Cuando las primeras compañías petroleras comenzaron a realizar exploraciones en busca de petróleo por el año 1900, lo hicieron bajo esta ley. Las compañías estadounidenses y británicas controlaban la mayoría de las reservas conocidas. Vale la pena mencionar que Díaz había promulgado su ley con el fin de promover la producción de petróleo y minería como una fuente interna de ingresos, no como un regalo a los capitalistas extranjeros. Una vez que las exenciones fiscales de la industria comenzaron a expirar en 1910, Díaz respondió al éxito de las compañías petroleras con aumentos en los impuestos.

Desafortunadamente para los magnates petroleros, pronto se enfrentaron a dificultades mucho mayores que los pequeños aumentos en los impuestos establecidos por el presidente Díaz: estalló una revolución, al estilo mexicano. Uno de cada 15 mexicanos moriría o huiría a los EE.UU., y la estabilidad total no se recuperaría hasta 1929.²¹⁷ En 1917, mientras que los combates seguían en plena marcha, algunas de las facciones revolucionarias convocaron una convención constitucional. El artículo 27 de la constitución resultante, que aún rige a México 101 años y 227 enmiendas constitucionales después, estipulaba que todas las reservas de petróleo y de gas pertenecían a la nación. En opinión de los revolucionarios, una élite pequeña e irresponsable había usado la ley de 1884 para entregar las riquezas del país a compañías extranjeras con el fin de llenar sus propios bolsillos. En su opinión, la nueva constitución les regresó la tradición histórica del país y recuperó para la gente de México lo que siempre había sido suyo.²¹⁸ (Es importante señalar, particularmente para los lectores estadounidenses, que este cambio supuestamente radical simplemente le dio a México el mismo régimen de subsuelo que prevalece en todas partes de la Tierra fuera de 47 de los 50 estados de los EE.UU., incluidas jurisdicciones tan radicales como Canadá, Australia y Alaska.)

La industria petrolera resistió la violencia y el cambio institucional. Los impuestos sobre el petróleo aumentaron dramáticamente a medida que cada facción buscaba ingresos de los pozos y la zona de petróleo no estaba libre de violencia. No obstante, la producción de México se disparó después de 1917 a pesar de los impuestos, las amenazas y las movilizaciones militares. La producción de petróleo luego cayó precipitadamente después de 1921, pero no por razones políticas. Más bien, México simplemente se quedó sin petróleo que podía producirse competitivamente utilizando la tecnología existente en ese momento.

Las compañías seguían buscando petróleo, pero simplemente ya no lo encontraban.²¹⁹ Algunos nuevos descubrimientos (especialmente el de Poza Rica en 1937) evitaron que la producción cayera por debajo de los 100,000 barriles por día (bpd), pero la primera edad de oro del petróleo mexicano había terminado.

216 Stephen Haber, Noel Maurer y Armando Razo, "When the Law Does Not Matter: The Rise and Decline of the Mexican Oil Industry," *Journal of Economic History* 63, no. 1 (2003): 1–31.

217 For a history of the Mexican Revolution, véase Stephen Haber, Noel Maurer y Armando Razo, *The Politics of Property Rights* (Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2003), particularly chapter 3.

218 Ibid.

219 Los pozos exploratorios cada vez resultaban más secos, y la capacidad inicial promedio de un pozo exitoso se redujo de un máximo de 24,800 barriles por día (bpd) en 1920 a solo 3,600 bpd para 1929. Véase Haber, Maurer y Razo, "When the Law Does Not Matter."

La creación de Pemex

Si el petróleo ya no era particularmente importante para la economía de México, ¿cómo llegó a ocupar un espacio tan importante en la mitología política de México? La respuesta corta es la dramática expropiación del 18 de marzo de 1938. La confrontación del presidente Lázaro Cárdenas con las compañías extranjeras se convirtió en una leyenda política y un gran triunfo nacionalista, una forma de legitimar la Revolución y el gobierno dictatorial del PRI (Partido Revolucionario Institucional). Esta mitología ocultó dos grandes ironías: (1) el presidente Cárdenas nacionalizó a las compañías para garantizar que la industria *siguiera* produciendo frente a los conflictos laborales, no para recuperar los recursos ni apoderarse de las ganancias (casi inexistentes); y (2) el gobierno mexicano aceptó discretamente la presión estadounidense y pagó a las compañías petroleras más que el valor de mercado de sus propiedades.

Una ola de huelgas comenzó en 1934 y se intensificó rápidamente; ese mismo año, varios sindicatos de compañías de México se unieron en el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM). Hubo más huelgas en 1935 y 1936. El 3 de noviembre de 1936, el STPRM exigió un aumento salarial de \$8.3 millones, 18 días festivos pagados, vacaciones pagadas de 20 a 60 días, seguro médico, 25 días de indemnización por cada año de servicio en el caso de separación voluntaria y 90 días de indemnización en el caso de una separación involuntaria y, lo que llegó más lejos, el control sobre todas las decisiones de contratación, a excepción de 110 puestos en toda la *industria*.²²⁰ Las compañías petroleras se negaron a aceptar las demandas sindicales.²²¹

El gobierno de Cárdenas intervino como intermediario en las negociaciones. Las conversaciones se prolongaron por años. Finalmente, el 2 de marzo de 1938, el Consejo Federal de Trabajo anunció que otorgaría al STPRM un aumento salarial de \$7.3 millones y un mayor control sobre las decisiones relacionadas con el personal. La Suprema Corte confirmó la decisión al día siguiente.

El resultado fue un caos. La compañía Mexican Petroleum reaccionó con el cierre de 23 pozos, transportó el petróleo almacenado en los campos al puerto de Tampico (presumiblemente para una exportación rápida), cerró la refinería de Mata Redonda y envió una carta a cada empleado donde informaba que no podría cumplir con la orden del consejo.²²² La fecha límite del 7 de marzo fijada por el Consejo Federal de Trabajo llegó y se fue. El consejo respondió suspendiendo todos los contratos laborales.²²³ Con la suspensión de sus contratos de pago y una fecha límite para la huelga que se avecina, los trabajadores comenzaron a tomar terminales de carga y cerrar ductos. El presidente Cárdenas se encontraba frente al inminente colapso de la industria petrolera.²²⁴ El problema no era que la industria era particularmente importante como parte de los ingresos fiscales o el producto interno bruto (PIB) en 1938, sino que el transporte por carretera de México y una parte clave de su capacidad

220 "Proyecto aprobado en la primera Gran Convención Extraordinaria del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana", AGN, Archivo Histórico de Hacienda, n.d., C1857-117.

221 Brown, "Labor and State," 19.

222 Ibid., 24.

223 Gordon, *Expropriation*, 117.

224 Brown, "Labor and State," 27.

eléctrica necesitaban petróleo interno para su funcionamiento. Si la industria petrolera colapsaba, la economía también colapsaba.²²⁵

El 18 de marzo de 1938, Cárdenas anunció la nacionalización con el fin de mantener las mercancías en movimiento y las luces encendidas. El gobierno actuó rápidamente para incautar los activos de las compañías extranjeras que operan en el país y creó a Pemex como un monopolio administrado por el gobierno encargado de la exploración, producción, refinación y distribución de petróleo crudo y productos petrolíferos en México. El presidente de los EE.UU., Franklin D. Roosevelt, no tenía mucho interés en ayudar a los magnates petroleros, pero las compañías fueron insistentes y lo convencieron de presionar a México para obtener una liquidación. En 1942, el gobierno de los EE.UU. Impuso una liquidación y México pagó el valor de mercado por las operaciones de las compañías petroleras de los EE.UU. (que, en cualquier caso, habían estado perdiendo dinero durante años). Un acuerdo separado con Mexican Eagle Oil Company, la más grande de México, le otorgó a sus accionistas una indemnización de más de *tres* veces la capitalización de mercado de la compañía en 1936.²²⁶

En resumen, el gobierno mexicano se apoderó de una industria marginalmente rentable para mantener el flujo de petróleo nacional y terminó pagando más que el valor de mercado a sus propietarios extranjeros. Esto no fue un triunfo nacionalista. No obstante, Lázaro Cárdenas fue un excelente político y convirtió la expropiación petrolera en un símbolo de soberanía nacional. Los mexicanos tenían el control no solo de sus recursos naturales, sino también la capacidad para producir y procesar tales recursos sin ayuda extranjera. Durante décadas, los niños en México aprendieron en los libros de historia de las escuelas públicas sobre el valor que tuvo el presidente Lázaro Cárdenas al enfrentar a las poderosas compañías petroleras internacionales. Una mitología nacional surgió en torno al evento. Muchos políticos mexicanos sintieron el deber patriótico de preservar el legado del presidente Cárdenas; otros temían una reacción nacionalista en su contra si hacían públicos sus puntos de vista.²²⁷

Organización de la industria petrolera

El monopolio de Pemex no se formó completamente en 1938. La Ley de habilitación de asuntos petroleros de 1938 le dio a Pemex la tarea de llevar a cabo todas las actividades relacionadas con el petróleo en nombre de la nación, pero el Artículo 6 de la Ley de habilitación autorizó a Pemex celebrar contratos con terceros para que prestaran sus servicios. Esto se aplicó a todas las actividades en la cadena de valor: exploración, producción, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización al por mayor de petróleo crudo y productos refinados. En 1940, el gobierno le permitió a Pemex celebrar contratos de producción con compañías privadas, siempre y cuando fueran compañías nacionales. Un año después, en 1941, una enmienda a la Ley de habilitación permitió que compañías de propiedad parcialmente extranjera participaran en la producción de petróleo, siempre y cuando las compañías mexicanas tuvieran la mayoría de las acciones. En 1949, México disminuyó aun más las restricciones a la participación extranjera, por medio de la celebración de “contratos de riesgo” con compañías

225 Para 1938, el 11 por ciento de la generación eléctrica del país funcionaba con petróleo. Véase Victor Carreón, Armando Jiménez y Juan Rosellón, “The Mexican Electricity Sector: Economic, Legal, and Political Issues,” CIDE Documento de Trabajo no. 342 (Ciudad de México: Centro de Investigación y Docencia Económicas [CIDE], Noviembre 2005), 10.

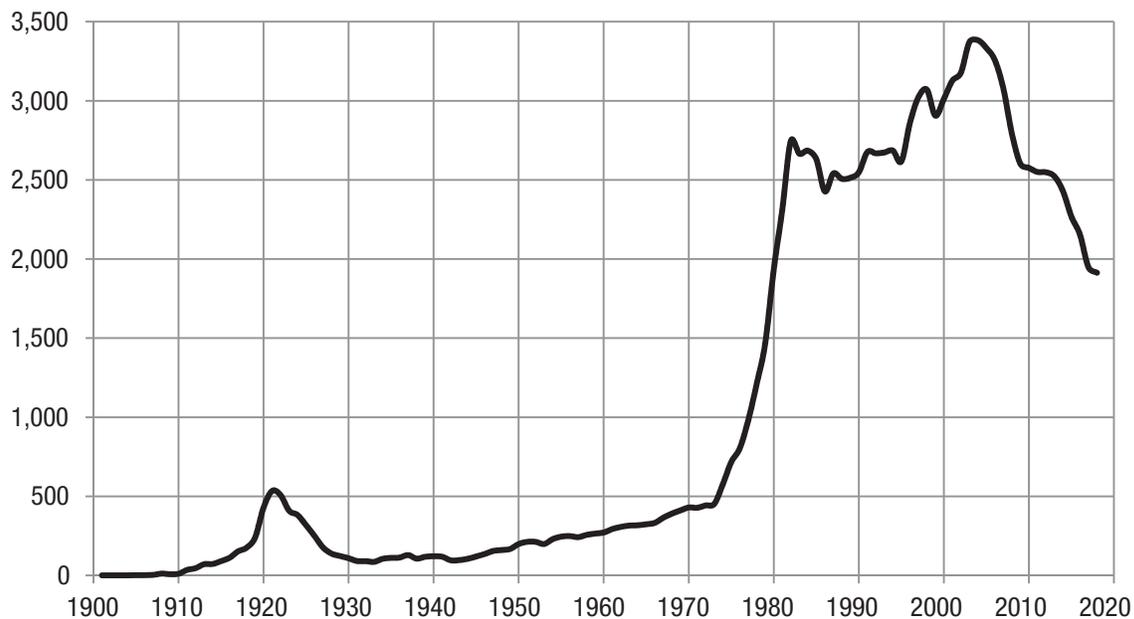
226 Todas las cifras de compensación se dan en términos de valor neto vigente al momento de la expropiación. Véase Noel Maurer, “The Empire Struck Back: Sanctions and Compensation in the Mexican Oil Expropriation of 1938,” *Journal of Economic History* 71, no. 3 (2011), 608.

227 Thelma Gómez Durán, “Nacionalismo recobra bríos por debate petrolero”, *El Universal*, 8 de junio de 2008, 1.

extranjeras, con lo que se les permitía explorar y perforar en áreas determinadas. Si se encontrara petróleo, Pemex se haría cargo de la producción, pero pagaría un porcentaje de los ingresos del petróleo a cambio del servicio.²²⁸

Los nuevos descubrimientos y la capacidad de Pemex de dominar las nuevas tecnologías impidieron que la producción de petróleo de México se estancara, pero la producción aumentó lentamente después de 1938. En 1956, el aumento de la demanda interna hizo que México se convirtiera en un importador neto de petróleo.²²⁹ Para finales de 1970, la producción promediaba solo el 80 por ciento de su máxima producción de 1921 (véase figura 5.1).

Figura 5.1. Producción de petróleo en México, 1900-2017 (miles de bpd)



A finales de la década de 1960, el gobierno mexicano podía sobrellevar el acto simbólico de prohibir la participación extranjera en la industria a un bajo costo práctico.²³⁰ Sin embargo, Pemex siguió contratando compañías extranjeras de servicios.²³¹ Una de estas compañías, Brown & Root, se convirtió en el contratista principal en el desarrollo de los enormes campos petroleros desarrollados en alta mar en el sureste de México a finales de la década de 1970.²³² Años después, Pemex se convirtió en el cliente más grande para otra compañía estadounidense de servicios petroleros, Schlumberger.

228 Isidro Morales, "Pemex During the 1960s and the Crisis of Self-sufficiency," in *The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century*, editado por J. C. Brown and A. Knight (Austin: University of Texas Press, 1992): 233–55.

229 Antonio Bermúdez, *The Mexican National Petroleum Industry* (Palo Alto: Institute of Hispanic-American and Luso-Brazilian Studies, Stanford University, 1963), 243.

230 Morales, "Pemex During the 1960s and the Crisis of Self-sufficiency."

231 "Foreign Legion Underpins Mexico's Oil Nationalism," *Petroleum Intelligence Weekly*, 5 de enero de 2009.

232 Joseph A. Pratt, Tyler Priest y Christopher J. Castaneda, *Offshore Pioneers: Brown & Root and the History of Offshore Oil and Gas* (Houston: Gulf Publishing Company, 1997).

En 1992, el gobierno dividió a Pemex en cuatro subsidiarias: Exploración y Producción, Refinación, Gas y Petroquímica Básica, y Petroquímica. Además, Pemex era propietaria de una filial comercial y una compañía de bienes raíces, y junto con Schlumberger era copropietaria de una compañía de exploración que operaba dentro de México. Las diferentes subsidiarias operaban en condiciones de plena competencia entre sí, y cada una tenía sus propias divisiones financieras, de recursos humanos y jurídicas. El objetivo de la ruptura era aumentar el control interno al obligar a las unidades recién separadas a realizar transacciones medibles cada vez que un producto cruzaba su frontera de otra subsidiaria. El problema, por supuesto, era que el centro perdía el control directo sobre las unidades recién definidas.

La reestructuración de 1992 también fue un intento para combatir el alto nivel de corrupción en Pemex al eliminar la subdivisión de su construcción. Desde el auge del petróleo en la década de 1970, Pemex se había visto empañada por escándalos relacionados con el robo a gran escala en todos los niveles de la compañía. El epicentro de la corrupción fue la subdivisión de su construcción, ya que controlaba muchas de las decisiones de adquisición. Sin embargo, aunque era altamente inútil, la subdivisión también albergaba la poca experiencia que Pemex tenía en la gestión de grandes proyectos de ingeniería. Raúl Muñoz, el director general de Pemex de 2000 a 2004 y anteriormente CEO de DuPont México, más tarde lamentaría que no surgiera ninguna otra subdivisión de Pemex para cerrar la brecha de deficiencias de experiencia en la gestión de proyectos.²³³

La ley mexicana buscó evitar la colusión entre los gerentes y contratistas de Pemex al exigir que un gran porcentaje de las adquisiciones y los contratos se asignaran al mejor postor en una subasta pública. El objetivo era disminuir las oportunidades de búsqueda de beneficios. Sin embargo, las regulaciones tuvieron un impacto negativo en la flexibilidad de la compañía para responder a los desafíos en este terreno. Los gerentes de Pemex se quejaban constantemente de que los proyectos se retrasaban porque los pequeños cambios en las adquisiciones tenían que ser aprobados en la Ciudad de México.²³⁴ Además, el personal temía ser procesado por cargos de corrupción y, por lo tanto, se negaba a tomar decisiones menores sin autorización explícita. Los expertos internacionales de la industria comentaron que los gerentes de Pemex parecían siempre estar ocupados lidiando con el papeleo regulatorio y las auditorías, en lugar de utilizar más su tiempo para la toma de decisiones estratégicas y técnicas.²³⁵

El auge y declive de Cantarell

Aunque los gerentes de Pemex no tenían conocimiento de ello, en 1971 la compañía estaba a punto de dar un gran salto. Diez años antes, en 1961, un pescador llamado Rudesindo Cantarell se había dado cuenta que sus redes de camarones seguido se cubrían de lodo en la bahía de Campeche, en la península de Yucatán. Durante siete años, Cantarell intentó sin éxito que las autoridades le prestaran atención a su descubrimiento, hasta que, en sus propias palabras:

Un día, me dije a mí mismo: “Soy mexicano y creo que aquí hay riqueza en el mar que podría beneficiar a mi país”. En 1968, fui a Veracruz a vender una carga de pargo rojo, y un amigo que trabajaba para la compañía

233 Francisco Flores-Macías, “Explaining the Behavior of State-Owned Enterprises: Mexico’s Pemex in Comparative Perspective,” Ph.D. diss., Massachusetts Institute of Technology, Department of Political Science, 2010.

234 Ibid.

235 Pemex caso A.

petrolera me sugirió que les contara directamente sobre mi descubrimiento. Así que fui a Coatzacoalcos, a la oficina de La Ganadera Pemex, y les conté sobre las manchas y las burbujas flotantes de petróleo. Al principio no me creyeron, pero dijeron que enviarían a algunas personas a investigar. Tres años después, el 12 de marzo de 1971, me buscaron y fuimos a donde estaban las manchas de petróleo... Poco tiempo después descubrieron que este lugar era el campo petrolífero más grande del país. No les creí, pero varias personas que trabajaban para Pemex comenzaron a buscarme, a darme algunos regalos, a decirme que era un héroe nacional.²³⁶

Se hicieron otros descubrimientos al poco tiempo. La producción de petróleo mexicano se disparó. La producción del Golfo en alta mar pronto representó el 80 por ciento de la producción de México. A mediados de la década de 1990, cuando parecía que Cantarell estaba al borde del declive, Pemex desarrolló un plan para inyectar nitrógeno en el yacimiento para mantener la presión. Las inyecciones comenzaron en 2000, y la producción de Cantarell pasó de 1.6 millones de bpd en 1999 a 2.1 millones de bpd para 2004. Para ese momento, Cantarell producía el 63 por ciento del petróleo de México.²³⁷

Desafortunadamente, como México lo había aprendido antes en la década de 1920, solo se puede luchar contra la geología durante cierto tiempo e incluso el campo petrolífero más productivo tiene límites. Una vez que la cantidad de petróleo en una formación dada desciende más allá de un punto crítico, inyectar más nitrógeno solo sirve para llenar la formación con gas y dividir el yacimiento en bolsas más pequeñas e irre recuperables. Eso significaba que Pemex tenía que detener las inyecciones, pero el hecho de detener las inyecciones disminuyó la presión del yacimiento y provocó que la producción reanudara su declive. Además, la disminución de la presión significó que el agua salada comenzara a invadir el yacimiento, lo que redujo aun más la producción. Para otorgarle crédito a Pemex, para 2013 había obtenido más del 36 por ciento de las reservas totales estimadas en el campo, mientras que la mayoría de los campos petroleros del mundo producían solo el 35 por ciento de sus reservas estimadas antes del agotamiento de las mismas.²³⁸ No obstante, Cantarell comenzó un rápido declive. En vísperas de la reforma energética, en 2013, la producción se redujo a 439,800 bpd y seguía disminuyendo. La producción en los campos marinos vecinos de Ku-Maloob-Zaap (descubiertos en 1979, pero que no se comercializaron hasta 2002) llenó parte del vacío.

En Pemex se creía que los nuevos campos en tierra alrededor de Chicontepec reemplazarían a Cantarell, un proyecto conocido como el Aceite Terciario del Golfo. Desafortunadamente, Pemex no pudo ser capaz de desarrollar Chicontepec. Pemex proyectó que el campo alcanzaría de 550,000 a 700,000 bpd para 2017 y 1 millón de bpd para 2021.²³⁹ Sin embargo, Chicontepec no se desarrolló como se esperaba. La roca tenía una porosidad relativamente baja y era impermeable, el yacimiento estaba muy fracturado y la presión interna del campo era extraordinariamente baja. Los retrasos en la perforación ocurrían de manera generalizada. Pemex

236 Martín Morita, "En la miseria y olvidado por Pemex, murió Rudesindo Cantarell, descubridor de la zona petrolera más importante de México", *Proceso*, 11 de mayo de 1997, 36.

237 Scott Weeden, "Meteoric History of Cantarell Field Continues for Pemex," *E&P Magazine*, 1 de mayo de 2015, www.epmag.com/meteoric-history-cantarell-field-continues-pemex-792716#p=full.

238 Tayfun Babadagli, "Development of Mature Oil Fields –A Review," *Journal of Petroleum Science and Engineering* 57, no. 3–4 (2007): 222.

239 Para la proyección de 2017, véanse los documentos internos de Pemex, <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=143>, recuperado el 19 de septiembre de 2009. Para la proyección de 2021, véase International Energy Agency (IEA), *Mexico Energy Outlook*, World Energy Outlook Special Report (Paris: Organization for Economic Cooperation and Development [OECD]/IEA, 2016), 90, www.iea.org/publications/freepublications/publication/MexicoEnergyOutlook.pdf.

acusó a las compañías de servicios de no cumplir con los plazos; las compañías de servicios respondieron que Pemex no había proporcionado los sitios de perforación a tiempo.²⁴⁰ Además, el campo se extendía a lo largo de 1,500 millas cuadradas densamente pobladas. El área carecía de infraestructura y la presencia de pueblos y ranchos aumentó las barreras para la construcción.²⁴¹ Para el 2016, Chicotepec producía solo 40,000 bpd y la producción iba disminuyendo, cuando solo un año antes se esperaba que iba a producir 700,000.²⁴² Pemex había gastado más de \$11 mil millones en este proyecto.²⁴³ Para ser justos con Pemex, el campo resultó ser increíblemente complejo y es muy probable que ninguna otra compañía petrolera hubiera obtenido mejores resultados. Dicho lo anterior, este fracaso significó que para el momento en que llegó el año 2013, Pemex no tenía un reemplazo inmediato para Cantarell.

El papel del trabajo en Pemex

Los sindicatos de Pemex ejercieron un amplio poder desde el principio. En efecto, como se mencionó anteriormente, la compañía había nacido a raíz de una huelga petrolera paralizante. El PRI dictatorial reconoció el poder de la unión y trató de controlar la situación. A cambio de su lealtad, el PRI permitió que los líderes obreros petroleros dirigieran sus sindicatos como feudos personales, utilizando las cuotas de los trabajadores para su enriquecimiento personal. Los miembros del sindicato petrolero aceptaron la corrupción porque sus líderes les entregaban bienes. Con el tiempo, los contratos les concedían condiciones cada vez más favorables. Los despidos eran casi imposibles. Además, los empleos sindicales se heredaban de manera efectiva; cuando un trabajador se retiraba, uno de sus hijos obtenía los primeros puestos en nuevas vacantes en la empresa. Pemex evitó las huelgas, pero el resultado final fue una combinación de altos salarios con un severo exceso de personal.

Pemex tuvo más dificultades para optimizar sus operaciones porque los contratos laborales impedían que la compañía reubicara al personal. El sindicato estaba dividido en secciones geográficas, y la fuerza relativa de cada líder de sección era en función de la cantidad de empleados que representaba. Por lo tanto, el sindicato se negaba enérgicamente a la transferencia de trabajadores de áreas en decadencia a áreas en auge.

Solo una vez Pemex logró despedir a un número sustancial de trabajadores sindicalizados. En 1989, el gobierno inició una operación que llevó al encarcelamiento de “La Quina”, el apodo de Joaquín Hernández, el poderoso líder del STPRM, por cargos de asesinato. Como consecuencia, Pemex redujo su fuerza laboral aproximadamente en un 25 por ciento. Sin embargo, el número de empleados pronto reanudó su marcha ascendente. Para 2013, la compañía empleaba a un número récord de 154,774 trabajadores con un salario promedio anual de USD \$40,748, en un momento en que el salario promedio en México era de solo USD

240 Peter Millard, “Mexico’s Pemex to Fine Weatherford for Oil Drilling Delays,” *Rigzone*, 16 de enero de 2009, www.rigzone.com/news/oil_gas/a/71772/mexicos_pemex_to_fine_weatherford_for_oil_drilling_delays/.

241 “Gov’t strives to save oil field,” *El Universal*, 6 de abril de 2007, http://www2.eluniversal.com.mx/pls/impreso/noticia.html?id_nota=24064&tabla=miami.

242 U.S. Energy Information Administration (EIA), “Country Brief: Mexico,” EIA, 8 de diciembre de 2016, 6, www.iberglobal.com/files/2016-2/mexico_eia.pdf.

243 Jeremy Martin, “Oil in Mexico & United States Energy Security: A Tale of Symbiosis,” *Journal of Energy Security*, 12 de enero de 2010, www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=224:oil-mexico-us-energy-security&catid=102:issuecontent&Itemid=355.

\$10,477.²⁴⁴ Los costos de la nómina eran el 5.0 por ciento de los ingresos de la compañía en un momento en que su margen después de impuestos era de un *10.6 por ciento negativo*.²⁴⁵

La política de Pemex a principios del siglo XXI

Para el 2012, un año de elecciones presidenciales, era obvio para todos que la industria petrolera mexicana estaba en grave declive. En otro país, el gobierno podría haber ignorado el problema, pero en México no se podían dar ese lujo. El gobierno federal mexicano dependía de los ingresos del petróleo para sostener el gasto gubernamental. Los impuestos al petróleo proporcionaban el 26 por ciento de los ingresos federales, lo que representaba el 6 por ciento del PIB de México. A pesar de los importantes aumentos de impuestos en la economía no petrolera durante el gobierno de Calderón, los políticos mexicanos no estaban dispuestos a aumentar los impuestos a productos no relacionados con el petróleo lo suficiente para sostener el bajo nivel de gasto público del país, y mucho menos aumentarlos a los niveles de países como Argentina y Chile.²⁴⁶

Aunque los campos de Cantarell y Chicontepec estaban cada vez produciendo menos, a México no le faltaba potencial de recursos de petróleo y de gas. El problema era el dinero. Pemex no tenía el dinero necesario para desarrollar las reservas en aguas profundas del país o los *plays* no convencionales en tierra. (También carecía de la experiencia, pero la experiencia se puede obtener con suficiente dinero). La razón por la cual Pemex no tenía el dinero suficiente era porque el gobierno federal le había impuesto una carga fiscal aplastante a la compañía. El gobierno federal pudo haber disminuido la carga tributaria, pero luego hubiera tenido que encontrar otra forma de financiar el gasto público ya insuficiente de México.

En 2012, el PRI de Enrique Peña Nieto ganó la presidencia pero no ganó la mayoría en el Congreso; se esperaba que su administración siguiera los pasos de las dos administraciones previas en cuanto a su mediocridad reformista. En cambio, el PRI logró aprobar una serie integral de cambios radicales, incluida la reforma energética. ¿Cómo sucedió *eso*? La raíz de sus logros se divide en tres partes. La primera fue que, si bien el PRI no tenía la mayoría en el Congreso, sí tenía la mayoría de las legislaturas estatales. Esto fue vital porque una enmienda constitucional mexicana requiere la aprobación de la mayoría de las legislaturas estatales. Los partidos políticos mexicanos, a diferencia de los estadounidenses, están muy centralizados: si los líderes del partido aprueban una enmienda desde el Congreso, las legislaturas estatales controladas por ese partido votarán de inmediato “sí”.

La segunda fue que el PAN (Partido Acción Nacional), partido de oposición, no tenía un candidato claro para las elecciones de 2018 y, por lo tanto, nadie con incentivos para retrasar las reformas para su propia ventaja electoral. Además, el PAN había aprobado desde hace tiempo la apertura del sector energético. El PRI podía cambiar sus

244 Empleo de Pemex y salarios de Pemex, *Anuario Estadístico 2016*, 10, Tabla 1.3. Salarios mexicanos promedio obtenidos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Todas las cifras están en dólares nominales utilizando una tasa de cambio de 2013 de 12.77 pesos por dólar.

245 Cálculos a partir de los datos del formulario 20-F de 2013 de Pemex.

246 Antes de 2006, el gobierno federal recaudó el 60.8 por ciento de los ingresos brutos de Pemex. (Impuestos adicionales aumentaron la carga efectiva a aproximadamente 63 por ciento.) El gobierno temía que la corrupción dentro de Pemex permitiera a su administración manipular un sistema más complicado. En 2006, el gobierno redujo la carga fiscal de Pemex, como parte de una reforma fiscal general que impuso el primer impuesto sobre las ganancias corporativas en la historia de México a una tasa fija del 19 por ciento. La ley reemplazó el impuesto a los ingresos brutos de Pemex por un complejo conjunto de nuevas obligaciones. El efecto fue reducir la carga fiscal sobre la compañía a 57 por ciento de los ingresos, pero esto no fue suficiente para sacar a la compañía de sus constantes saldos negativos.

posturas fácilmente para obtener ventaja política; era más difícil para el más ideológico PAN hacer lo mismo. El PRI también acordó ceder a los deseos del PAN en una reforma política separada. Además, al PRI le resultó fácil comprar votos de dos partidos más pequeños: el Partido Verde Ecologista y la Nueva Alianza. El Partido Verde Ecologista, a pesar de su nombre, no estaba particularmente preocupado por el medio ambiente. Más bien, este partido funcionó como una compañía familiar, ganando asientos para cobrar los subsidios federales que utilizaba para mantener sus asientos, vendiendo votos al mejor postor. La Nueva Alianza comenzó como un medio para el líder del poderoso Sindicato Nacional de Trabajadores de la Educación y se transformó en un partido vagamente de centroderecha. Estos partidos altamente centralizados podían ser comprados y mantenerse comprados, a lo que un destacado científico político y analista mexicano llamó “corrupción legalizada”.²⁴⁷

La tercera fue una división en la izquierda. Andrés Manuel López Obrador, mejor conocido por sus iniciales como AMLO, había abandonado el PRD (Partido de la Revolución Democrática) de centroizquierda, frustrado con su segunda candidatura a la presidencia sin éxito. La facción de la “Nueva izquierda” se hizo cargo del partido y decidió distanciarse del radicalismo percibido de AMLO. Por lo tanto, el PRD se acercó al PRI y al PAN para negociar una serie de reformas económicas y políticas que esperaba reavivaran el crecimiento económico, para posicionarse como la alternativa de izquierda sensible en 2018.²⁴⁸

El “Pacto por México” resultante no incluía la reforma energética, pero el presidente Peña utilizó el espíritu de cooperación engendrado por el acuerdo para acelerar la reforma a través del Congreso con el apoyo del PAN (véase la tabla 5.1). Una encuesta de julio de 2013 mostró que solo el 39 por ciento tenía una impresión “buena” o “muy buena” de Pemex, en comparación con el 32 por ciento cuya opinión era “mala” o “muy mala”. Solo el 44 por ciento estaba “orgulloso” o “muy orgulloso” de la compañía, en comparación con el 54 por ciento que estaba “ligeramente orgulloso” o “nada orgulloso” de la compañía. El ochenta y ocho por ciento consideraba que la compañía estaba plagada de corrupción. El 59 por ciento apoyaba permitir que Pemex actuara como si fuera una compañía privada. Extrañamente, de los que afirmaron estar familiarizados con las reformas propuestas por el PRI, el 55 por ciento apoyaba la legislación, pero el 54 por ciento también se oponía a la inversión privada en la industria.²⁴⁹

247 Carlos Elizondo Mayer-Serra, “Reforma de la Constitución: la economía política del Pacto por México”, *Revista Mexicana de Ciencias Políticas y Sociales* 62, no. 230 (2017), 30.

248 237 *Ibid.*, p. 27.

249 Fernando Barrientos del Monte y Daniel Añorve, “México 2013: Acuerdos, reformas y descontento”, *Revista de Ciencia Política* 34, no. 1 (2014), 239–40.

Tabla 5.1. Votos en el Congreso sobre la reforma energética por partido

	Senadores		Diputados	
	A favor	En contra	A favor	En contra
PRI	53	0	209	1
PAN	35	2	107	3
PVE	7	0	28	0
Nueva Alianza	–	–	10	0
PRD	0	20	0	95
PT	0	5	0	13
Movimiento Ciudadano	–	–	0	19
Independiente	0	1	–	–
TOTAL	95	28	354	131

Fuente: Barrientos del Monte y Añorve (2014).

La administración de Peña también necesitaba superar la oposición del sindicato de trabajadores petroleros. Después de todo, el PRI no tenía ninguna intención de provocar una huelga petrolera o manifestaciones masivas y ciertamente no tenía ningún deseo de poner en riesgo su posición a mediados de sexenio en 2015 o en las elecciones presidenciales de 2018. Los sindicatos petroleros tenían un centro de gravedad: el liderazgo de Carlos Romero Deschamps. Deschamps también resultó ser un senador del PRI en ejercicio y era el “ganador” del segundo lugar en la lista de *Forbes* de los 10 mexicanos más corruptos.²⁵⁰ Con un salario mensual de USD \$1,864, Deschamps logró comprar una “cabaña” de \$1.5 millones en Cancún, un hijo de él conducía un Ferrari de \$2 millones y a una hija de él que le gusta publicar en Facebook imágenes de sus lujosos viajes alrededor del mundo con sus tres Bulldogs ingleses. En otras palabras, una investigación de corrupción sería lo llevaría a él y a sus hijos a la cárcel. El presidente Peña dejó claro a Deschamps que no tenía más remedio que aceptar la reforma de la manera más obvia: en febrero de 2013, Peña mandó arrestar a la poderosa líder del SNTE, Elba Esther Gordillo, número uno en la antes mencionada lista de *Forbes* de los mexicanos más corruptos y líder del mencionado Partido Nueva Alianza, y fue encarcelada por cargos de corrupción. Gordillo tuvo la suerte de tener más de 70 años de edad y, por lo tanto, fue elegible para un arresto domiciliario en lugar de permanecer en una prisión (era dueña de un bonito departamento en Polanco), pero el mensaje era claro.²⁵¹ Deschamps hizo que el sindicato le diera el visto bueno a la reforma.

La reforma pasó por la Cámara de Senadores en poco menos de dos meses; en un cambio de último minuto, esta cámara agregó una cláusula que eliminó los cinco escaños del sindicato de trabajadores petroleros en el consejo de Pemex.²⁵² La Cámara de Diputados aprobó la versión de la Cámara de Senadores dos días después. En otro

250 Dolia Estevez, “The 10 Most Corrupt Mexicans of 2013,” *Forbes*, 16 de diciembre de 2013, www.forbes.com/sites/doliaestevez/2013/12/16/the-10-most-corrupt-mexicans-of-2013/.

251 El juez en el caso Gordillo supuestamente aceptó el arresto domiciliario por temor a que Gordillo pudiera perder la razón en la cárcel. Luis Pablo Beauregard, “El Gobierno mexicano pide restringir la comunicación de Elba Esther Gordillo”, *El País*, 15 de febrero de 2018, https://elpais.com/internacional/2018/02/15/actualidad/1518660623_657439.html.

252 “Senado echa al sindicato del consejo de Pemex”, *El Economista* 10 de diciembre de 2013, www.economista.com.mx/empresas/Senado-echa-al-sindicato-del-consejo-de-Pemex-20131210-0036.html.

país, donde se hubiera requerido que la mitad de los legisladores estatales ratificaran las enmiendas, el proceso se hubiera retardado. Sin embargo, en México los legisladores estatales estaban obligados a obedecer a los líderes nacionales de sus partidos: solo pasaron 83 horas después de la aprobación de la reforma para reunir la mayoría de las legislaturas estatales.²⁵³

La reforma energética fue radical en el sentido de que abrió la industria de hidrocarburos de México a la inversión extranjera, pero lo que le preocupaba a Pemex es que era notablemente conservadora. A Pemex se le otorgó el derecho de conservar una franja de los *plays* de hidrocarburos autoseleccionados en lo que la reforma llamó la “Ronda Cero”. El sindicato perdió sus cinco puestos en el consejo, reemplazados por consejeros externos, pero Pemex siguió siendo un órgano del gobierno federal, su presupuesto siguió estando sujeto a la revisión del Congreso y la tesorería. La compañía ahora enfrentaba la competencia en el sector minorista, pero no se vio obligada a desprenderse de su extensa red de gasolineras. Pemex podía invitar a compañías extranjeras a participar en sus *plays* (lo que se conoce como “*farmouts*”), pero solo cuando obtenía ventajas de ello y solo con la aprobación del gobierno. En otras palabras, las reformas del presidente Peña no golpearon el corazón de la posición especial de Pemex; más bien, lo esquivaron, conservando lo suficiente del estatus de Pemex para desactivar la oposición más intensa y al mismo tiempo abrir la industria de hidrocarburos. Esto no quiere decir que las reformas no hicieron ningún cambio en Pemex, ya que conservaron en la mayor medida posible el estatus de Pemex, pero sin perder de vista el objetivo de atraer suficiente capital extranjero para revertir la disminución de la producción.

La reforma energética en teoría

¿Cómo afectó específicamente la reforma energética a Pemex? Pemex se enfrentaba a tres restricciones interrelacionadas. La primera era que, aparte de endeudarse más, la compañía no tenía acceso a capital externo para financiar nuevos proyectos o mejorar los existentes. No podría emitir acciones ni participar en empresas conjuntas. La segunda restricción era la carga fiscal masiva impuesta por el gobierno federal. Los impuestos regularmente dejaban a la compañía con saldos negativos y con pocos recursos para la reinversión o expansión. La tercera fue la incapacidad de la gerencia para sacar provecho de las eficiencias. El sindicato controlaba un tercio de los escaños en el consejo y la fragmentación en cuatro subdivisiones hizo que la toma de decisiones resultara complicada en el mejor de los casos. Además, el gobierno federal microgestionó todas las decisiones presupuestarias, ya que Pemex se consideraba parte integral de la burocracia federal. Por lo tanto, con las reformas se intentó aminorar estas tres restricciones.

Para abordar la primera restricción, la reforma energética primero permitió a Pemex elegir qué *play* petrolero potencial desea retener. Pemex presentaría una lista de *plays* deseados al correspondiente órgano regulador en materia de petróleo, tanto de campos existentes como potenciales, y tal órgano regulador determinaría la decisión final en “Ronda Cero”. Pemex podría entonces elegir participar en una asociación estratégica en algunos de estos *plays*; es decir, atraer socios extranjeros que posteriormente recibirían su participación correspondiente en el cambio de la inversión física y el uso de su tecnología. Para abordar la segunda restricción, la reforma una vez más cambió el sistema tributario para reducir la carga fiscal de la compañía si la producción aumentaba, pero aumentaría si los precios aumentaban. Finalmente, para abordar la tercera restricción, el sindicato perdió

253 Mayer-Serra, “Reforma de la Constitución,” 34.

su posición privilegiada en el consejo de Pemex y se le exigió que aceptara un cambio en el sistema de pensiones. Además, la reforma reorganizó a Pemex de cuatro divisiones a dos. Vale la pena examinar estos cambios con mayor detalle.

Reducción de restricciones financieras

En teoría, las reformas fueron diseñadas para disminuir las restricciones financieras que Pemex enfrentaba. La Ronda Cero le permitió a la compañía elegir qué bloques existentes deseaba conservar. La gerencia de Pemex no tomó la decisión de forma independiente. Más bien, el consejo de Pemex realizó una votación (por mayoría simple) para externalizar la selección a un comité de cuatro funcionarios del gobierno y un miembro del consejo independiente.²⁵⁴ El comité solicitó solo el 82 por ciento de todas las reservas probadas o demostrables (también conocidas como 2P) y el 31 por ciento de todas las reservas posibles (3P) en el país, en medio de la sospecha de que el gobierno quería reservar bloques prometedores para que el gobierno los subastara en rondas posteriores.²⁵⁵ Por qué esto beneficiaría al gobierno más que permitir que una compañía totalmente controlada por el gobierno y altamente gravada desarrollara los proyectos quedó sin explicación.

La Secretaría de Energía aprobó todas las solicitudes 2P de Pemex y el 68 por ciento de sus solicitudes 3P.²⁵⁶ El director general de Pemex reaccionó con indignación ante la pérdida de un tercio de sus solicitudes 3P, pero las reservas 3P son por su naturaleza especulativas. La Secretaría de Energía probablemente consideró que se necesitarían los recursos de las grandes compañías petroleras internacionales para desarrollar estas reservas. Pemex aún podría licitar esas reservas en rondas de subastas posteriores.

Para los campos que Pemex conservó en la Ronda Cero, la reforma energética le dio la autorización de celebrar “asociaciones estratégicas” con compañías privadas para desarrollar algunos de esos bloques. En un contrato estándar de asociación estratégica, el propietario de las tierras (o “cedente”) invita a un socio (el “cesionario”). El cesionario se compromete a invertir una cierta cantidad en el *play*. Una vez que comienza la producción, el cesionario paga una regalía fija sobre cualquier producción al cedente. Cualquier retorno por encima de la regalía es un pago al cesionario por su inversión. Una vez que el cesionario ha recuperado su inversión, tienen la opción de continuar con el pago de regalías o cambiar a un porcentaje de intereses sobre las ganancias del *play*.

Para un Pemex con escasez de fondos, un modelo de desarrollo en el que la mayor parte de las nuevas inversiones provenían del cesionario era obviamente atractivo. La mayoría de las áreas consideradas para las asociaciones estratégicas eran campos ya descubiertos o que generaban producción, algunos de las cuales incluso podrían ya tener infraestructura instalada.²⁵⁷ Pemex miraba este modelo con mucho optimismo.

254 Fluvio Ruíz Alarcón, “The Mexican State and Pemex,” *Forum*, Junio 2017, 10.

255 La SEC define reservas “probadas” (1P) como hidrocarburos con una probabilidad del 90 por ciento de ser extraídas a precios actuales. Las reservas “probables” tienen un 50 a 90 por ciento de probabilidad de ser extraídas a precios actuales. Las reservas “posibles” tienen menos de 50 por ciento de probabilidad de ser extraídas. Cuanto mayor sea el precio de los hidrocarburos, más recursos podrá asignar la compañía a la extracción. Debido a que la probabilidad de extracción cambia con el precio de los hidrocarburos, las reservas aumentan con los precios incluso si la compañía no realiza ninguna exploración. Por el contrario, si los precios caen, entonces la disminución en las reservas superará la cantidad de los hidrocarburos realmente extraídos por la compañía.

256 Secretaría de Energía (SENER), *Programa quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, 2015–2019* [Five-year tender program for hydrocarbon exploration and extraction, 2015–2019] (Mexico City: SENER, 2018), 6, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/298799/Programa_Quinquenal_ene_2018.pdf.

257 Adrian Lara, “The Evolving Role of Pemex and Its Future Position in the Upstream Sector,” *Forum* (Junio 2017), 17.

Reducción de restricciones fiscales

La carga fiscal sobre Pemex condujo regularmente a la compañía a tener saldos negativos. Antes de 2006, el gobierno federal se apoderó del 60.8 por ciento de los ingresos brutos de Pemex. El gobierno temía que la corrupción dentro de Pemex permitiera a su administración manipular un sistema más complicado. El problema tenía dos variantes. En primer lugar, no tomaba en cuenta los precios del petróleo. En segundo lugar, gravaba la producción marginal a la misma tasa que los campos existentes. En 2006, el gobierno intentó abordar el problema. Primero, aumentó los impuestos sobre la economía no petrolera, incluido el primer impuesto sobre las ganancias corporativas en la historia de México. Después, se reemplazó el impuesto a los ingresos brutos de Pemex con un conjunto complejo de nuevas obligaciones fiscales diseñadas para aumentar la tasa en los campos existentes al tiempo que se reducían los impuestos en las operaciones más nuevas. La reforma redujo la carga impositiva sobre Pemex, pero no lo suficiente como para que la compañía tuviera saldos positivos.

Por lo tanto, la reforma energética de 2013 avanzó otro paso, reduciendo la cantidad de impuestos que Pemex tenía que pagar por su producción de petróleo crudo y gas mientras se le aumentaban las deducciones permitidas. Además, el nuevo sistema se hizo más sensible a los costos. Mientras que anteriormente Pemex podía deducir los costos solo a una tasa fija de 6.50 por barril en la mayoría de los campos, muy por debajo del costo promedio de producción de la compañía en 2013 de \$7.91 por barril, la compañía ahora podría optar por deducir el 10.6 por ciento del valor de la producción.²⁵⁸

También se le permitió compensar las pérdidas con su factura fiscal total.²⁵⁹ Finalmente, las tasas impositivas sobre hidrocarburos se reformaron para que operaran en una escala variable, aumentando y disminuyendo según los precios del petróleo.²⁶⁰ Sin embargo, a pesar de todas las fórmulas legales, Pemex siguió bajo presión para seguir contribuyendo aproximadamente lo mismo que antes de la reforma.²⁶¹ El ex director general de Pemex, José Antonio González Anaya, lo reconoció cuando le dijo a un par de investigadores de Harvard: “Pemex es el mayor contribuyente de impuestos, alrededor del 15 por ciento. Si hay alguna desviación en los impuestos de Pemex, recibo una llamada.²⁶² Esa llamada podría ser seria, ya que la ley otorgó al poder ejecutivo la autoridad para modificar las tasas de impuestos en el futuro.²⁶³

Reducción de restricciones de gestión y laborales

Si Pemex actuara como una compañía petrolera “normal” centrada en la producción y los ingresos, tendría que aumentar las eficiencias y dejar de comportarse como una máquina de empleo. La reforma reconoció este problema. Primero, reorganizó a Pemex en dos divisiones principales: Exploración y Producción (E&P) en el sector aguas arriba y Transformación Industrial en el sector aguas abajo. En segundo lugar, reorganizó las

258 Costos de producción de 2013 obtenidos del formulario 20-F de Pemex en 2015, p. 41.

259 Para ver un ejemplo de cómo funcionó esta compensación, véase la página F-119 del formulario 20-F de la compañía para 2017 ante la Comisión de Bolsa y Valores de EE.UU. (SEC).

260 Lucas Aristizabal y Alberto de los Santos, “Petróleos Mexicanos Sensitivity Analysis,” *FitchRatings*, 21 de octubre de 2016, 3.

261 Mayer-Serra, “Reforma de la Constitución,” 37.

262 Richard H. K. Vietor y Haviland Sheldahl-Thomason, *Mexico’s Energy Reform* (Harvard Business School, enero 2017), 7, www.hbs.edu/faculty/Pages/item.aspx?num=52187.

263 Diana Villiers Negroponte, “Mexico’s Energy Reforms Become Law,” *Brookings*, 14 de agosto de 2014, www.brookings.edu/articles/mexicos-energy-reforms-become-law/.

compras, los recursos legales y humanos. En tercer lugar, eliminó los cinco escaños del sindicato en el consejo de Pemex. El nuevo consejo estaría formado por los secretarios de energía y finanzas, otros tres miembros nombrados por el presidente de México y cinco miembros externos nombrados por el presidente y confirmados por la Cámara de Senadores.²⁶⁴

El gobierno de Peña también propuso que ayudaría a Pemex con su actual carga de pensiones. El gobierno dijo que si Pemex y los sindicatos llegaban a un acuerdo para reducir las pensiones, asumiría de Pemex una porción de la carga restante igual a la mitad de los ahorros acordados.²⁶⁵ Los empleados de Pemex podían jubilarse a los 55 años de edad, 10 años menos que otros empleados del gobierno mexicano, y se les garantizaba la mitad de su salario, seguro de vida y cobertura médica gratuita para ellos y sus cónyuges. El gobierno le dijo a Pemex que debía persuadir al sindicato para que aumentara la edad de jubilación a los 65 años y acordara liberalizar las prácticas laborales.²⁶⁶ Sin embargo, la reforma no alteró el estatus legal de Pemex como una rama del gobierno federal. A pesar del cargo del secretario de energía en el consejo, Pemex era efectivamente independiente de éste. No obstante, la tesorería y el Congreso tenían el derecho de revisar todos los conceptos de sus gastos línea por línea.

La reforma energética en la práctica

Con las reformas implementadas, se esperaba que Pemex pudiera adquirir capital, disfrutar de una política tributaria más relajada y resolver sus problemas internos para poder ser una compañía rentable. Sin embargo, en la práctica, las restricciones financieras, fiscales, de gestión y laborales seguían estando ahí.

Reducción de restricciones financieras

Pemex carecía tanto del efectivo como de la tecnología para desarrollar sus recursos. Esta situación hizo que las asociaciones estratégicas fueran atractivas, y aun más por el hecho de que la producción de las asociaciones estratégicas entraba en el nuevo régimen tributario más indulgente que la reforma energética había establecido para las compañías privadas. La mayor asociación estratégica de Pemex hasta la fecha (subastada en diciembre de 2016) involucró al campo de aguas profundas en Trión. El proyecto requirió \$1.9 mil millones en gastos de capital de la compañía australiana BHP Billiton y \$600 millones de Pemex antes de la producción; en última instancia, la inversión sumará un total de \$7.4 mil millones.²⁶⁷ Comparativamente, las otras asociaciones estratégicas han sido un cambio pequeño: en octubre, Pemex ofreció una asociación estratégica para Cárdenas-Mora, una inversión esperada de \$127 millones en sociedad con Cheiron Holdings Limited; y Ogarrio, una inversión esperada de \$95 millones en sociedad con Deutsche Erodol AG.²⁶⁸ El intento de subastar el *play* de Ayín-Batsil no atrajo postores. La compañía también planeó establecer una asociación estratégica el campo Nobilis-Maximino en 2018, pero los inversionistas expresaron poco interés y Pemex canceló la licitación. (véase la tabla 5.2.)

264 Lara, "The Evolving Role of Pemex," 16.

265 Juan Montes, "Pemex, Union Agree to Overhaul Pension Benefits," *Wall Street Journal*, 11 de noviembre de 2015, www.wsj.com/articles/pemex-union-agree-to-overhaul-pension-benefits-1447287357.

266 Negroponte, "Mexico's Energy Reforms Become Law."

267 Datos proporcionados por funcionarios de la SENER.

268 El verbo en español mexicano para el término "farm out" es farmoutear.

Tabla 5.2. Empresas conjuntas y asociaciones estratégicas de Pemex

Bloque	Ronda	Socio(s)	Hidrocarburo	Producción máxima esperada (bpd)	Inversión (millones USD\$)	Fecha de subasta
Perdido Bloque 3	1.4	Chevron e Inpex	Petróleo ligero		\$2,017	12/may/2016
Asociación estratégica Trión		BHP Billiton	Petróleo ligero y gas	108,448	\$8,839	5/dic/2016
Tampico-Misantla Bloque 2	2.1	Deustche Erdoel	Petróleo ligero y gas seco		\$578	19/jun/2017
Cuencas del Sureste Bloque 8	2.1	Ecopetrol	Petróleo ligero		\$804	19/jun/2017
Asociación estratégica Cárdenas-Mora		Cheiron	Petróleo ligero	13,253	\$192	4/oct/2017
Asociación estratégica Ogarrio Ek-Balam		ninguno	Petróleo ligero	16,346	\$162	4/oct/2017
			Petróleo pesado	109,440	\$6,600	2/may2017
Santuario y El Golpe		Petrofac	Petróleo ligero y gas		\$1,590	18/dic/2017
Perdido Bloque 2	2.4	Shell	Petróleo ligero		\$6,131	31/ene/2018
Perdido Bloque 5	2.4	ninguno	Petróleo ligero		\$6,131	31/ene/2018
Perdido Bloque 18	2.4	ninguno	Gas seco y húmedo		\$3,318	31/ene/2018
Perdido Bloque 22	2.4	Chevron e Inpex	Petróleo pesado		\$4,747	31/ene/ 2018
Tampico-Misantla Bloque 16	3.1	Deustche Erdoel	Petróleo ligero y gas seco		\$569	27/mar/2018
		Cía. Esp. de Petróleos				
Tampico-Misantla Bloque 17	3.1	Deustche Erdoel	Petróleo ligero		\$569	27/mar/2018
		Cía. Esp. de Petróleos				
Tampico-Misantla Bloque 18	3.1	Cía. Esp. de Petróleos	Petróleo ligero		\$569	27/mar/ 2018
Cuencas del Sureste Bloque 29	3.1	ninguno	Petróleo ligero		\$541	27/mar/2018
Cuencas del Sureste Bloque 32	3.1	Total	Petróleo pesado y gas seco		\$474	27/mar/2018
Cuencas del Sureste Bloque 33	3.1	Total	Petróleo ligero		\$541	27/mar/2018
Cuencas del Sureste Bloque 35	3.1	Shell	Petróleo pesado		\$541	27/mar/2018
Asociación Ayín-Batsil			Petróleo pesado	62,900	na	Cancelado
Asociación Nobilis-Maximino			Petróleo ligero	174,000	na	Cancelado
Asociación 7 Clústers (en tierra)			Petróleo ligero		\$4,650	Próximamente
INVERSIÓN TOTAL					\$49,563	

Fuente: Moody's Investors Service, "Petróleos Mexicanos: Update following ratings stabilization," *Credit Opinion* (13 de abril de 2018), 9, y Adrian Lara, "Evolving," 18. Datos de producción e inversión actualizados, incluidos todos los datos de los siete clústers, proporcionados por Adrian Lara.

A pesar de que el modelo de asociaciones estratégicas tenía severos límites, Pemex esperaba que este modelo aumentara su producción de 1.9 millones de bpd en 2017 a 2.5 millones para 2021.²⁶⁹ Incluso si se lograba ese objetivo, eso representaría solo un crecimiento modesto y aún estaría muy lejos de su máxima producción

269 Pemex, "Investor Presentation" (Diciembre 2017), 11, www.pemex.com/en/investors/investor-tools/Presentaciones%20Archivos/Investor%20presentation_20171212.pdf.



en 2004 de 3.4 millones. Trión, por ejemplo, no comenzará a tener producción hasta 2022, y se espera que su producción máxima se vea para 2025. Los intentos de establecer asociaciones estratégicas para desarrollar Nobilis-Maximino y Ayín-Batsil fracasaron, pero incluso si hubieran tenido éxito, los campos no habrían alcanzado su máxima producción hasta 2026. En teoría, todos los campos que Pemex está considerando para asociaciones estratégicas podrían producir 664,700 bpd, más 537 millones de pies cúbicos por día adicionales de gas natural, pero no antes de 2026, incluso si todo sale perfectamente.²⁷⁰

Con el fracaso de Ayín-Batsil y Nobilis-Maximino, la producción máxima de las asociaciones estratégicas restantes se reduce a 309,400 bpd para 2024.²⁷¹ Lo que resulta peor, dado que algunos de los campos ya están produciendo, la producción incremental sería de solo 218,700 bpd.²⁷²

Pemex ha tenido más éxito en las subastas para nuevos campos, en particular en las subastas en zona marítima donde puede ofrecer a sus socios acceso a su infraestructura existente. En teoría, Pemex puede atraer aproximadamente \$21 mil millones en gastos de capital para reemplazar sus propios gastos en caída y reducir su carga fiscal en el proceso. En la práctica, estos son proyectos de varias décadas que tardarán mucho tiempo en implementarse. Además, exponen a Pemex a riesgo de implementación: los socios asumirán gran parte de esa carga, pero no toda. En el caso de las asociaciones estratégicas, el vaso está tres-cuartos vacío y se llena muy lentamente.

Reducción de restricciones fiscales

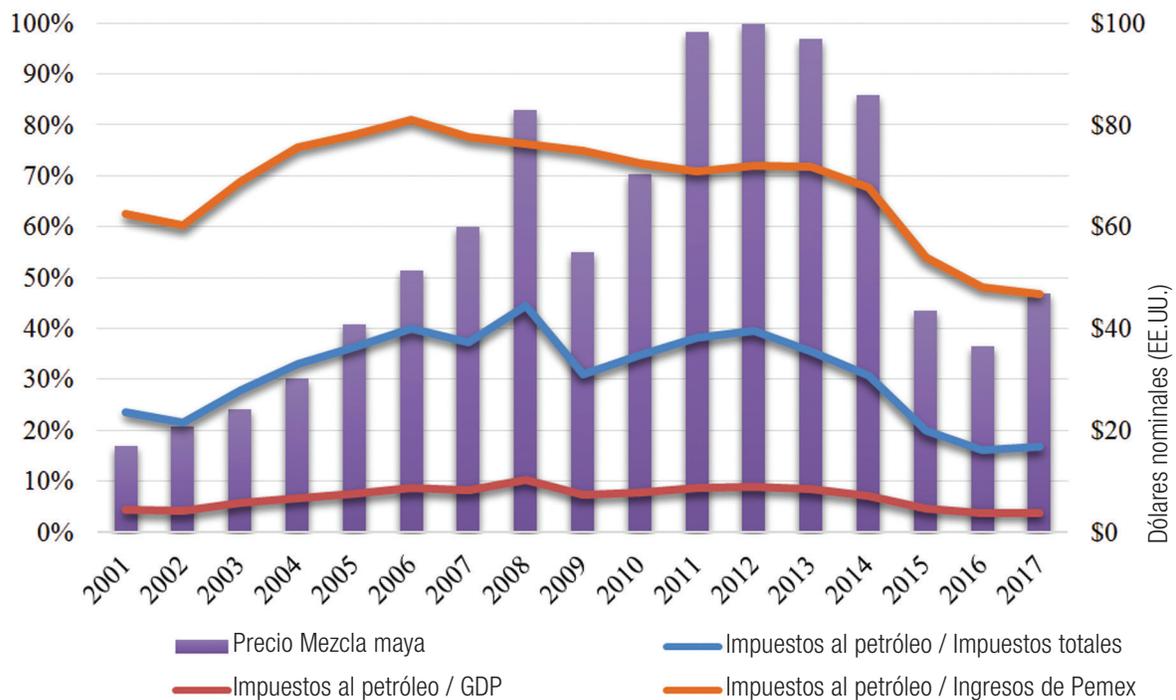
La reforma energética tuvo un efecto rápido y dramático en Pemex. Después de que los precios del petróleo cayeron de \$98 por barril en junio de 2014 a un mínimo de \$24 por barril en enero de 2016, la carga fiscal de la compañía cayó dramáticamente (figura 5.2). Para 2017, la compañía pagaba solo el 24 por ciento de sus ingresos a las arcas federales. Esto aún era suficiente para que Pemex tuviera saldos negativos, pero la cantidad de los números negativos hubiera sido incomparablemente más alta bajo el sistema anterior.

270 Lara, "The Evolving Role of Pemex," 17–19.

271 Including Ek-Balam.

272 Cálculos de los autores.

Figura 5.2. Impuestos de Pemex como porcentaje de los ingresos de Pemex, impuestos federales y PIB



Fuente: Formularios 20-F de Pemex; SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público).

El problema para Pemex es que su carga tributaria sigue siendo desproporcionadamente alta. Los impuestos por barril en México llegaron a aproximadamente \$16.80 por barril en 2016, a diferencia de los \$41 por barril en 2014. Los impuestos son mucho más bajos para otras compañías petroleras nacionales de América Latina. Por ejemplo, Ecopetrol de Colombia paga solo \$5.80 por barril, Petrobras de Brasil solo \$5.60, YPF de Argentina solo \$1 y Petroamazonas de Ecuador no paga nada.²⁷³ Es cierto que estas cifras no toman en cuenta los impuestos sobre la renta que se aplican a las otras compañías en América Latina, pero Pemex no paga impuestos sobre la renta porque no tiene ingresos después de otros impuestos. El problema es peor para Pemex porque su costo de ciclo completo, incluidos los gastos de búsqueda y desarrollo, es de aproximadamente \$36 por barril.²⁷⁴ A menos que la compañía pueda retener algo cerca de esa cantidad, la producción caerá inevitablemente. Las asociaciones estratégicas pueden permitir a Pemex superar este obstáculo en particular; sin embargo, como se mencionó, las asociaciones estratégicas aún tienen un largo camino por recorrer antes de poder ver resultados significativos con respecto a las restricciones de Pemex.

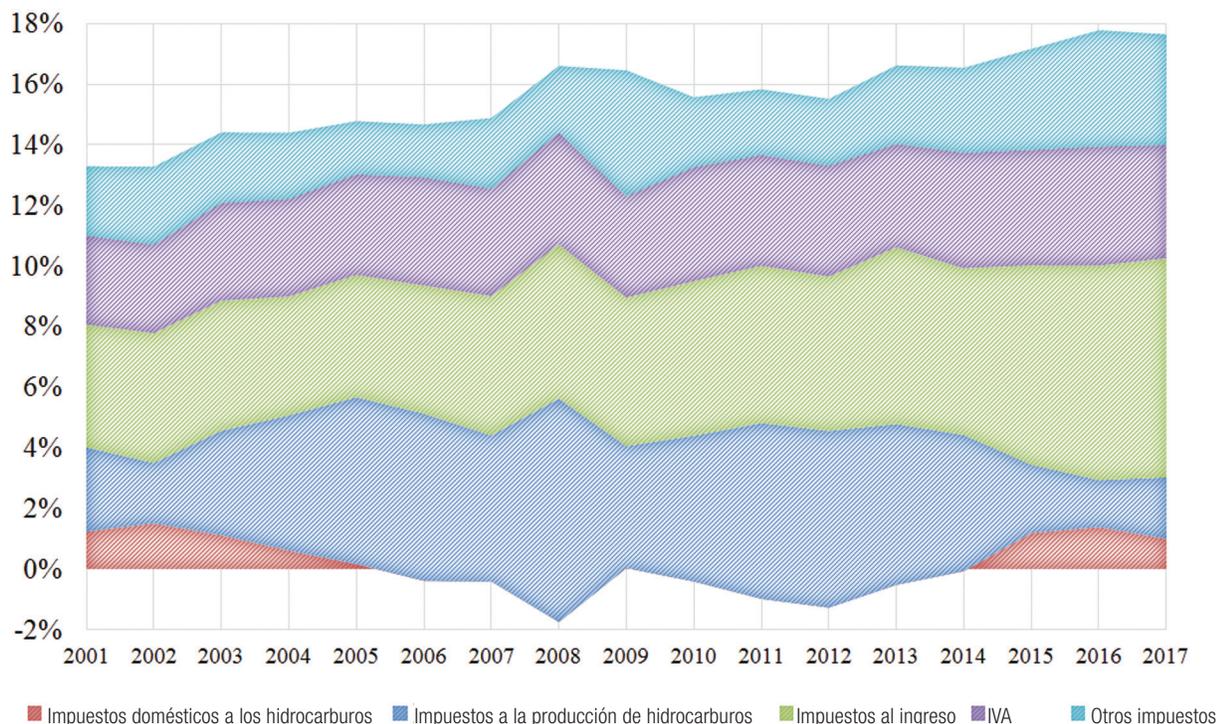
¿Podrían las futuras administraciones recortar aun más los impuestos? La respuesta es casi seguro que sí. Las dos rondas de aumentos de impuestos de México bajo las administraciones de Calderón y Peña han sido un éxito: los ingresos públicos se han mantenido a pesar del derrumbe de los ingresos de hidrocarburos (figura 5.3). México

273 Lucas Aristizabal y Paula Bunn, "Latin American Oil & Gas Netback — Peer Comparison," *FitchRatings*, Septiembre 2017, 7–9.

274 *Ibid.*, 7.

aún está lejos de imponer una carga fiscal excesiva, incluso para los estándares de América Latina. El gobierno podría aumentar las tasas y tomar medidas drásticas contra la evasión de impuestos. Además, el aumento de los precios del petróleo y el gas elevaría los ingresos incluso bajo un régimen fiscal más indulgente. Sin embargo, aún falta ver si la próxima administración hará tales movimientos. Después de todo, ni la administración de Calderón ni la de Peña recibieron mucho beneficio electoral de sus aumentos de impuestos.

Figura 5.3: Impuestos federales como porcentaje del PIB, por tipo, 2001–17



Fuente: SHCP. Se debe tener en cuenta que los “impuestos sobre los hidrocarburos nacionales” fueron negativos entre 2006 y 2014; es decir, el gobierno mexicano subsidió el consumo de combustible.

Reducción de restricciones de gestión y laborales

La reforma energética hizo poco para superar directamente la principal restricción administrativa de Pemex: es decir, seguía siendo un órgano del gobierno federal, sujeto a la revisión de conceptos línea por línea por parte de la Secretaría de Hacienda y el Congreso. Por ejemplo, Pemex tuvo que justificar la totalidad de su gasto de capital no solo a su consejo, sino también ante Hacienda en cuanto al cumplimiento de sus objetivos de producción de cinco años. La gerencia se quejó de que esto resultaba en ineficiencias y cuellos de botella.

La presión para que mantuviera abierto el sector de refinación significaba que Pemex podía hacer sobre su centro que generaba las mayores pérdidas. La producción del sector de refinación ha bajado un 37 por ciento desde 2013 y las refinerías de Pemex rara vez usan más de la mitad de su capacidad en la lista.²⁷⁵ Los dos desastres naturales que afectaron la refinería de Salina Cruz, el huracán Calvin en junio de 2017 y luego un terremoto en septiembre del mismo año, empeoraron las cosas. En 2015, el último año para el cual se pueden desglosar las ganancias del sector de refinación por sí solo, el sector perdió \$7.1 mil millones. Los datos disponibles indican que las cosas han mejorado de terribles a simplemente muy malas en los años posteriores: en 2015, el segmento

275 Formulario 20-F de Pemex 2017, p. 58.

de “transformación industrial”, del cual es parte la refinación, perdió colectivamente \$5.5 mil millones. Para 2017, las pérdidas habían caído a \$2.9 mil millones.²⁷⁶ No tenía sentido que el sector de refinación de Pemex estuviera en manos de Pemex; un operador privado ciertamente vendería las plantas e incluso podría considerar cerrarlas. Dicho esto, la administración de Pemex logró instituir una serie de medidas exitosas de reducción de costos. Recortó USD \$1.9 mil millones al año mediante la renegociación de los contratos de servicio y ahorró \$300 millones adicionales cerrando pozos con costos de extracción superiores a \$25 por barril.²⁷⁷

Sin embargo, la reforma tuvo dos beneficios adicionales: uno directo y otro indirecto. El beneficio directo fue la reforma de las pensiones. En 2015, el sindicato acordó aumentar la edad de jubilación a 60 años para los empleados con menos de 15 años de servicio y migrar a los nuevos empleados a un plan de contribución definida.²⁷⁸ En 2016, el gobierno continuó implementando medidas para este fin y consiguió un rescate financiero de \$4.2 mil millones.²⁷⁹ El beneficio indirecto fue que Pemex pudo comenzar a reducir su exceso de personal. La compañía despidió a casi 30,000 empleados en un período de tres años. Lo sorprendente es la facilidad con que el sindicato más fuerte de México, o lo que alguna vez había sido el sindicato más fuerte, se sometió a este plan.²⁸⁰ Los despidos golpean a trabajadores sindicalizados y no sindicalizados por igual; de hecho, la proporción de trabajadores sindicalizados disminuyó ligeramente durante los despidos masivos de 2015.

Los hechos alternativos no son un monopolio estadounidense: en una sorprendente declaración de 2014, el líder sindical Carlos Deschamps declaró que la reforma energética no causaría despidos.²⁸¹ Incluso más asombrosamente, Deschamps negó que se estuvieran realizando despidos masivos una vez que habían comenzado. Según él, solo los trabajadores petroleros empleados por compañías privadas estaban perdiendo sus empleos.²⁸² Desafortunadamente, como se muestra en la figura 5.4, la realidad era otra.²⁸³

276 Ibid., 173.

277 Lara, “The Evolving Role of Pemex,” 17.

278 Montes, “Pemex, Union Agree to Overhaul Pension Benefits.”

279 “UPDATE 2-Mexico gives Pemex \$4.2 bln shot of liquidity,” Reuters, 13 de abril de 2016, www.reuters.com/article/mexico-pemex-idUSL2N17G17S. Véase también formulario 20-F 2017, 160.

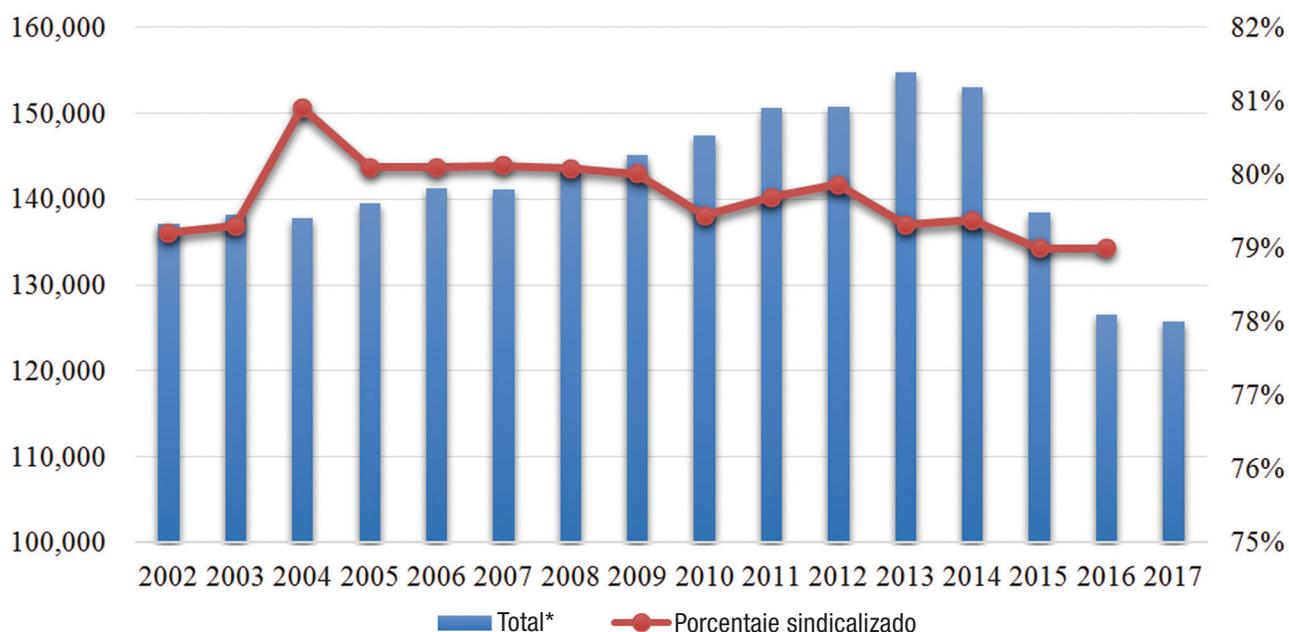
280 “Senado echa al sindicato del consejo de Pemex.”

281 “Reforma energética no traerá despidos: Romero Deschamps, *Política*, 14 de enero de 2014, www.milenio.com/politica/Romero_Deschamps-reforma_energetica-despidos_Pemex-Pemex-trabajadores_petroleros_0_226777602.html.

282 Andrea Becerril y Víctor Ballinas, “Rechaza Romero Deschamps despidos en Pemex”, *La Jornada San Luis*, 1 de diciembre de 2016, <http://lajornadasanluis.com.mx/nacional/rechaza-romero-deschamps-despidos-pemex/>.

283 Tenga en cuenta que los formularios 20-Fs registran el número de empleados, pero el *Anuario Estadístico* se refiere al mismo número como “plazas”. Dado que las normas de la SEC exigen la notificación de los empleados humanos reales y no el número de puestos oficiales, esta evaluación se refiere a los empleados.

Figura 5.4: Empleados de Pemex y participación sindical, 2002–17



Fuente: Formulario 20-F de Pemex, varios años.

Deschamps estuvo de acuerdo con la línea oficial porque era corrupto y la administración de Peña tenía el sartén por el mango. Sin embargo, ¿por qué estaba inactiva la unión? Deschamps pudo haber sido expulsado; incluso si no, pudo haber estallado una serie de huelgas con impacto, como una sombra del movimiento que derribó a las compañías petroleras privadas en 1938.

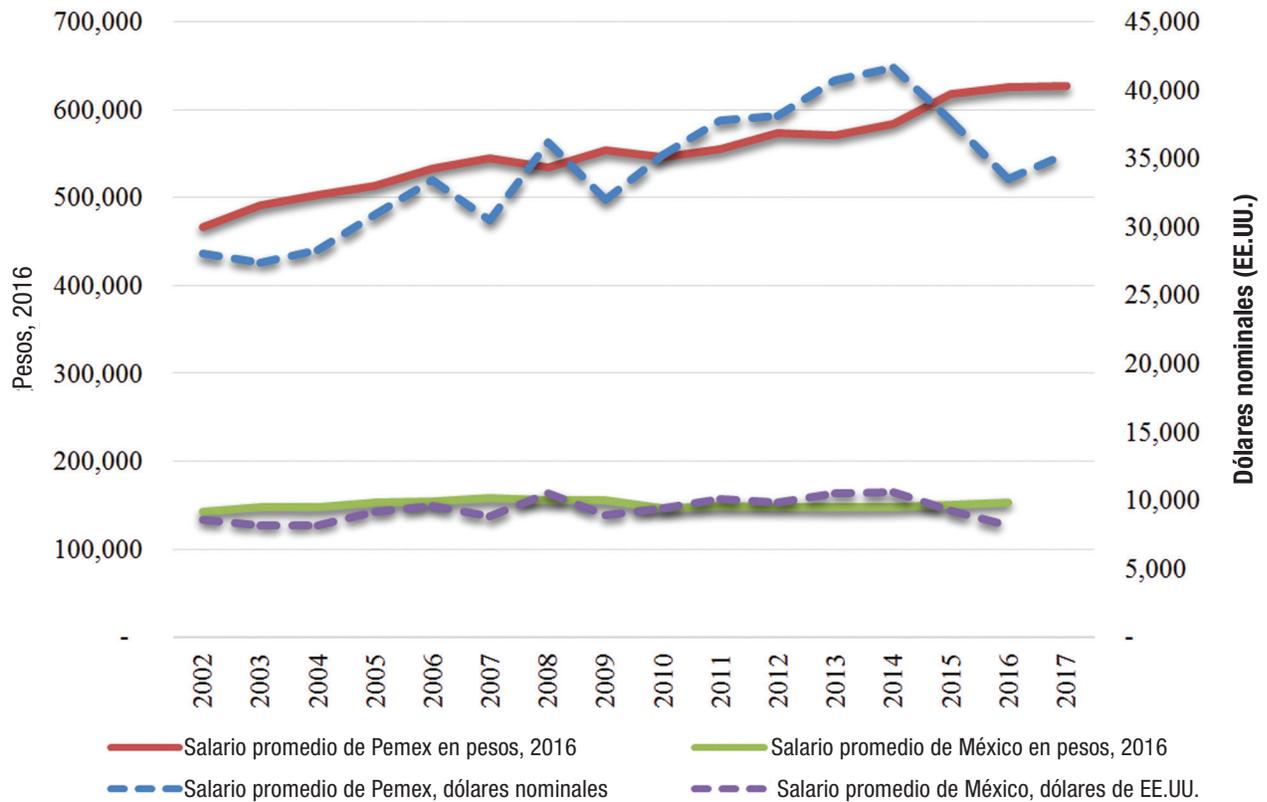
Esto se debió principalmente por dos motivos. Primero, los despidos afectaron desproporcionadamente a Tabasco, Campeche y Veracruz. Ahí, los trabajadores exigieron vocalmente el retroceso de la reforma energética, unas elecciones sindicales secretas y el despido de su *cacique*, el jefe político, Carlos Romero Deschamps.²⁸⁴ Algunos senadores pidieron que Pemex elaborara un informe sobre las causas de estos despidos masivos e instaron al secretario de trabajo a diseñar políticas para proteger los derechos de los trabajadores petroleros.²⁸⁵ Sin embargo, se pudo contener la inquietud regional. Más importante aun, los trabajadores de Pemex que lograron conservar sus empleos siguieron viendo cómo sus salarios anuales reales aumentaban constantemente en un país donde los salarios promedio habían estado estancados durante más de dos décadas (figura 5.5). Hubo una ronda de aumentos salariales en Pemex en 2015, después de lo cual los salarios apenas superaron la inflación, y aunque por poco, sí la superaron.²⁸⁶

284 Armando Guzmán. “Petroleros de Tabasco exigen la renuncia de Romero Deschamps al sindicato de Pemex”, *Proceso*, 16 de marzo de 2018, www.proceso.com.mx/526458/petroleros-de-tabasco-exigen-la-renuncia-de-romero-deschamps-al-sindicato-de-pemex.

285 Senadora Dolores Padierna Luna, *Comunicación del Senado*, 21 de junio de 2017, www.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/63/1/2016-08-03-1/assets/documentos/PA_PRD_Liberalizacion_Gas_Natural.pdf.

286 El aumento salarial anual se redujo del 4.75 por ciento anual en el contrato de 2011-2013 al 3.12 por ciento para el período 2017-2019, pero estos últimos contratos aumentaron el “bono de productividad” que reciben los trabajadores si cumplen con las metas y objetivos institucionales de 26.99 por ciento a 29.5 por ciento. Véase para 2013 y 2017, eol “Contrato Colectivo de Trabajo celebrado entre Petróleos Mexicanos por sí y en representación de sus empresas productivas subsidiarias y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana”.

Figura 5.5. Salarios de Pemex y salarios de México, 2002-17

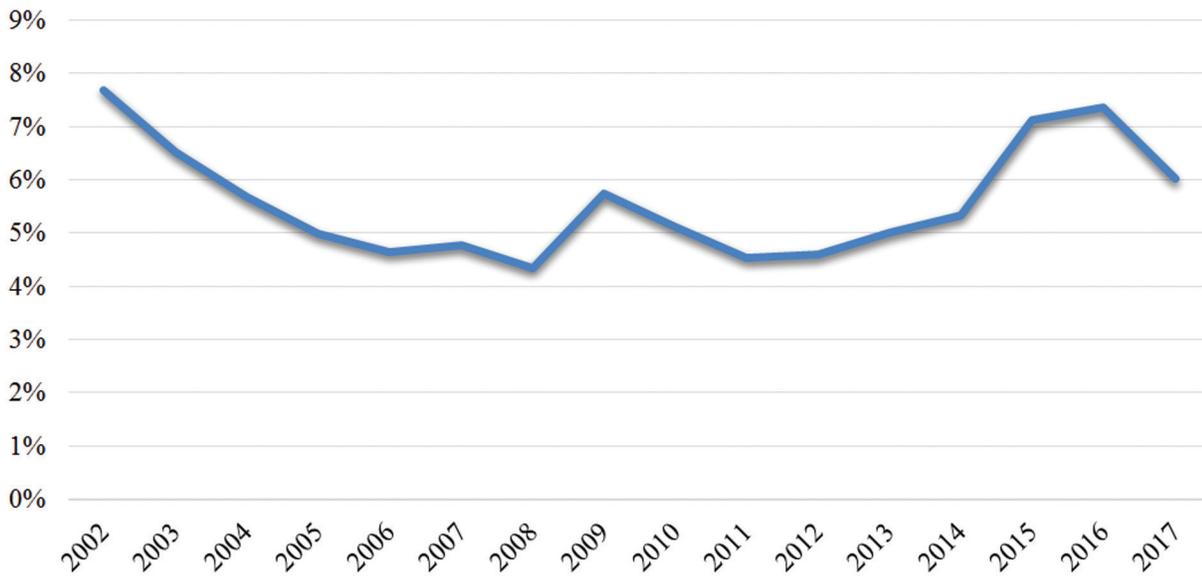


Fuente: Pemex.

El problema para Pemex era que había un largo camino por recorrer antes de que los costos laborales pudieran controlarse. Los gastos en nómina aumentaron cuando comenzaron los despidos. Solo comenzaron a caer en 2017, a medida que los crecientes precios del petróleo aliviaron parte de la presión. No obstante, la nómina se mantuvo en torno al 6 por ciento de los ingresos, similar a su nivel anterior a la reforma (figura 5.6). La productividad tampoco mejoró, ya que la producción aguas arriba de Pemex continuó cayendo y sus refinerías aguas abajo continuaron siendo ineficientes, solo significaban pérdidas de dinero. Teniendo en cuenta la estructura de altos costos de Pemex y el hecho de que todavía tenía exceso de personal en comparación con otras compañías petroleras nacionales de América Latina, era probable que hubiera más despidos, a menos que una futura administración presidencial que les ayudara a conservar sus empleos, liderada por un hijo nativo de uno de los estados más afectados, los dirigiera.²⁸⁷

287 Noé Cruz Serrano, "Pemex Will Continue Staff Cuts in 2018," *El Universal*, 12 de septiembre de 2017, www.eluniversal.com.mx/english/pemex-will-continue-staffs-cuts-2018.

Figura 5.6. Nómina de Pemex como porcentaje de sus ingresos, 2002-17



Fuente: Formulario 20-F Pemex, varios años.

Señales de alerta adelante

La reforma energética ha sido relativamente buena para Pemex. La Ronda Cero le dio a la compañía las reservas probadas que solicitó. La reforma de las pensiones le permitió deshacerse de algunos, aunque no de todos, de sus pasivos, para los cuales no tenía fondos. La intimidación al sindicato le permitió despedir al 20 por ciento de su fuerza laboral. Las asociaciones estratégicas le dieron acceso a capital externo y los impuestos cayeron sustancialmente. A pesar de todo eso, la compañía seguía en problemas. La producción disminuyó, las refinerías siguieron solo causando pérdidas de dinero y la productividad no mejoró. Pemex seguía perdiendo dinero.

El resultado fue un aumento dramático de la deuda: un aumento del 40 por ciento en los pasivos totales netos de pensiones desde 2013. En términos contables básicos, Pemex era insolvente, con pasivos que excedían los activos, de USD \$184 mil millones a USD \$108 mil millones.²⁸⁸ Sin embargo, en el mundo real las compañías pueden recuperarse de largos períodos de saldos negativos, incluso sin necesidad de una reestructuración por quiebra. Pemex continuó endeudándose en los mercados internacionales. La pregunta era: ¿qué tan sostenible era el modelo? ¿Los inversionistas tenían la confianza que la compañía se recuperaría?

Gran parte de los problemas de Pemex se debían a los bajos precios del petróleo. Sus indicadores generales de sostenibilidad de la deuda no estaban tan fuera de lugar en comparación con las otras grandes compañías petroleras nacionales de América Latina. La fragilidad financiera ha afectado a YPF y Petrobras. La cobertura de intereses, definida como ganancias antes de intereses e impuestos (EBIT) divididas entre los intereses, se ha hundido para las tres compañías desde 2014. Al igual que Petrobras, Pemex logró mejorar su perfil de vencimiento de deuda cambiando la deuda de corto plazo por una deuda a largo plazo (tabla 5.3.) Para 2017, la deuda a corto plazo había caído del 16 por ciento de la cartera total en 2008 a solo el 8 por ciento. No obstante, Pemex no tiene una sólida posición de liquidez y seguirá teniendo que recurrir al endeudamiento para cumplir con las obligaciones futuras.

288 277 Formulario 20-F 2017, F-3.

Tabla 5.3. Indicadores de deuda, 2017

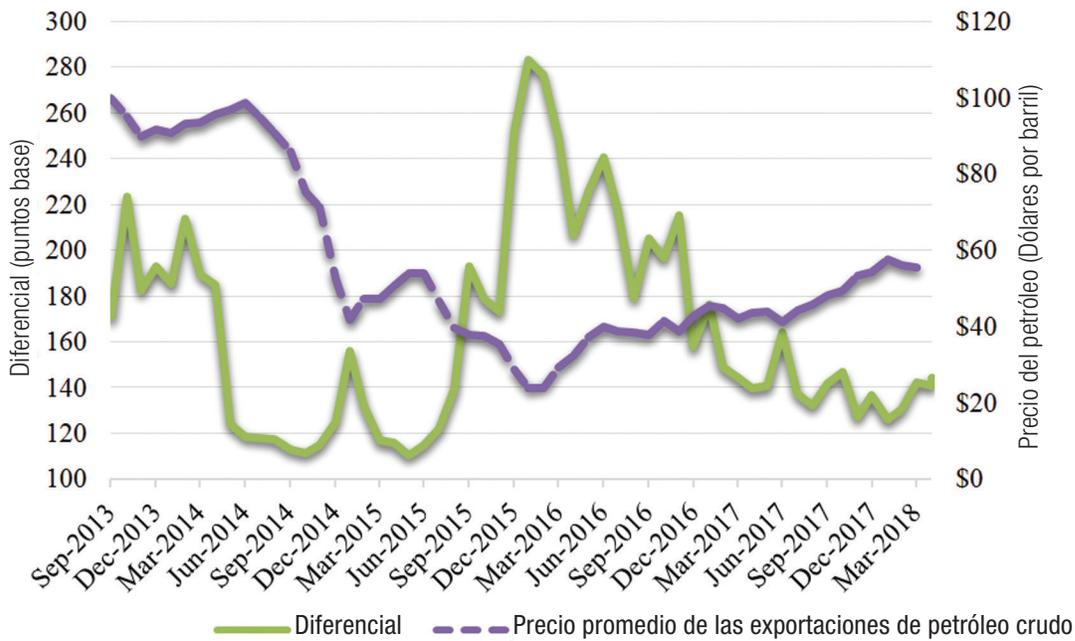
	Pemex	Petrobras	YPF
Cobertura de interés <i>EBIT/Interés</i>	0.91	1.51	0.56
Deuda a corto plazo <i>parte de la deuda total</i>	9%	6%	21%
Diferencial sobre deuda pública <i>puntos básicos</i>	145	127	179

Fuente: Bloomberg.

Los mercados parecían tener confianza en que la supercompañía podría recuperarse sin daños irreparables, aunque esa confianza no era absoluta. Pemex está vinculada al gobierno federal mexicano, que probablemente intervendría si la compañía se viera imposibilitada para cumplir con alguna de sus obligaciones. Aquí la palabra clave es *probablemente*. Esa probabilidad se puede medir por el diferencial en los bonos de Pemex sobre los bonos federales mexicanos que proporciona una medida del riesgo percibido; cuanto mayor es el diferencial, más riesgosos son los bonos de Pemex con relación a los bonos federales de México.

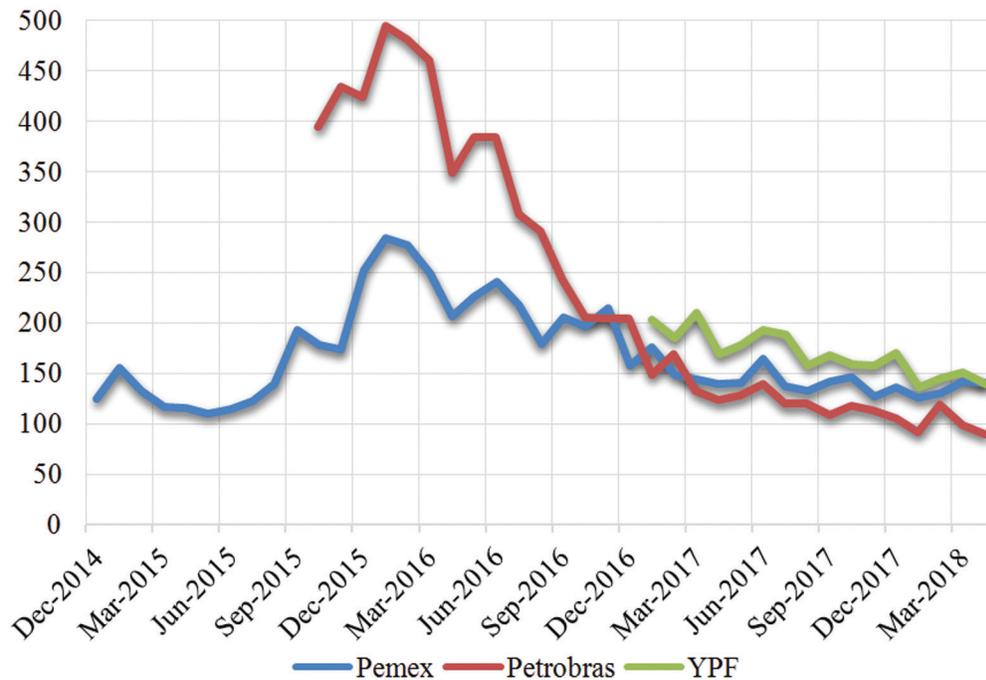
Los diferenciales de los bonos de Pemex tuvieron un efecto de montaña rusa después de la reforma. Hubo pocos cambios cuando se aprobó la reforma, pero los diferenciales disminuyeron casi 60 puntos básicos en mayo de 2014 (figura 5.7). Los rendimientos se dispararon nuevamente a finales de 2015, cuando los precios del petróleo entraron en una inesperada segunda ronda de caída. (La línea amarilla discontinua muestra el precio del compuesto de exportación mexicana). El análisis de cada cambio en el mercado es un juego fútil, pero los datos disponibles indican que los diferenciales de bonos de otras grandes compañías petroleras nacionales de América Latina siguieron un patrón similar (figura 5.8).

Figura 5.7. Diferencial en los bonos de Pemex a cinco años sobre los bonos federales de México



Fuente: Bloomberg.

Figura 5.8. Diferencial en los bonos a cinco años de la compañía petrolera sobre los bonos de la deuda pública



Fuente: Bloomberg.

Sin embargo, uno no debe tener demasiado consuelo en el diferencial de bonos. Como dice el dicho: “Todo lo que tiene un principio tiene un fin”. Los desequilibrios actuales de Pemex son insostenibles. Para fines de claridad, esto no significa que la compañía se dirige inevitablemente hacia una reestructuración. Hasta ahora, el gobierno federal ha demostrado que apoyará a Pemex. El gobierno le inyectó \$1.5 mil millones en capital en 2014, \$631 millones en 2015 y \$9.9 mil millones en 2016, además de los \$4.2 mil millones obtenidos de la negociación de los recortes en las pensiones.²⁸⁹ El gobierno federal probablemente continuará rescatando financieramente a Pemex en el futuro. Más directamente, podría reducir los impuestos de Pemex. Pero el riesgo de un pánico en el mercado seguido de una crisis de liquidez y una crisis financiera inducida por Pemex es muy real.

Conclusión

La reforma energética de 2013 revolucionó la gestión de las reservas energéticas de México. En este sentido, también revolucionó a Pemex, porque la compañía ahora tenía que competir para tener acceso a las reservas. Pemex también perdió su monopolio en el sector de aguas intermedias (ductos de productos, lotes de tanques y similares) y en las ventas minoristas de combustible. Sin embargo, la reforma fue mucho menos revolucionaria en su efecto directo. De hecho, según algunos indicadores, la reforma fue francamente conservadora en lo que respecta a la compañía petrolera nacional de México.

El propósito de la reforma era hacer que Pemex fuera más competitiva al reducir las limitaciones a su desempeño. Se intentó dar a la compañía herramientas para que tuviera acceso a capital a través de asociaciones estratégicas, reducir la carga fiscal y aumentar la flexibilidad operativa al debilitar el poder sindical tanto formal como informalmente. Estas reformas fueron parcialmente exitosas. Pemex ha establecido asociaciones estratégicas para operaciones que deberían aumentar su producción por al menos 200,000 bpd y posiblemente más de 600,000 bpd en los próximos seis años, y ha reducido sus costos y mejorado la gestión de su deuda. Sin embargo, lo que Pemex no ha podido hacer es moverse con seguridad hacia los saldos positivos. Todavía tiene exceso de personal, enfrenta costos laborales crecientes, mientras que la productividad continúa disminuyendo. Las asociaciones estratégicas no pueden aumentar la producción rápidamente, y su flexibilidad operativa deja mucho que desear. El sector de la refinación sigue siendo un problema que la compañía no puede reformar ni abandonar adecuadamente. Y resulta revelador que “la investigación y el desarrollo” ni siquiera aparecen como concepto en la línea de la declaración de operaciones en la presentación del formulario SEC 20-F por parte de la compañía.

Es posible establecer más reformas. Un futuro Congreso podría votar para convertir a Pemex en una verdadera sociedad de responsabilidad limitada. También se podría votar para reducir drásticamente los impuestos de la compañía. Sin embargo, de manera realista, tales reformas no parecen estar sobre la mesa. Más bien, considerando que AMLO está arriba en las encuestas, un retroceso de las reformas parece una posibilidad mucho más realista.

Muchos analistas equivocadamente confían en el hecho que la reforma energética se aprobó como una enmienda constitucional. Teóricamente, es difícil reformar la constitución mexicana, pero en la práctica es mucho menos difícil, ya que se ha modificado en promedio una vez cada siete semanas en los últimos seis años. Los partidos

289 En términos de pesos, las inyecciones fueron de 20 mil millones en 2014, 10 mil millones en 2015 y 184.2 mil millones en 2016. Moody's Investors Service, “Petróleos Mexicanos: Update Following Ratings Stabilization,” *Credit Opinion*, 12 de abril de 2018.



políticos de México son altamente centralizados y con gusto intercambian favores. Como un asunto legal práctico, sería difícil revocar los contratos existentes sin pagar una indemnización significativa, algo que México ya debe saber por lo ocurrido en 1938, pero no sería difícil cambiar la ley en el futuro. De hecho, tal vez ni siquiera se requiera un cambio legal: Pemex ya ha sido acusada privadamente de caminar lentamente en la apertura de sus activos en el sector de aguas intermedias, aunque la compañía podría obtener dinero al hacerlo. En este momento, la Secretaría de Energía está impulsando la apertura. Un movimiento político que se oponga a las reformas podría detener las subastas de nuevos bloques, permitir a Pemex presionar a la competencia y adjudicarse el aumento en la producción que ya se está llevando a cabo a través de las asociaciones estratégicas y empresas conjuntas ya existentes.

Es poco probable que AMLO recupere las concesiones existentes y las devuelva a Pemex. También es poco probable que consiga realizar su deseo quijotesco de construir una serie de nuevas refinerías. Pero muy bien podría arrojar arena a los engranajes de la reforma energética con el deseo de proteger a Pemex y lo que Pemex solía representar en la política mexicana. Dicha estrategia no protegería a Pemex como compañía y, posteriormente, esto tendría un alto costo fiscal. Pero como hemos visto en muchos países, y también en el vecino del norte de México, los políticos a menudo incurren en costos reales futuros para satisfacer los objetivos simbólicos de hoy.

Resultados iniciales de la reforma en el sector de la energía eléctrica de México, 2013-18

Peter Nance, Director General, Que Advisors

Introducción

Este capítulo abordará los cambios recientes en el sector energético de México en los últimos cinco años, incluido el nuevo diseño de subastas y el papel y los resultados de las subastas relacionadas al sector energético. Primero, se analizarán los antecedentes de las reformas y se brindará una perspectiva sobre el sistema actual y los cambios clave en la red. Luego, se proporcionarán algunas perspectivas sobre finanzas y participantes clave del mercado. Después, se abordarán algunos de los obstáculos de capital humano y los nuevos programas. Por último, pero no menos importante, se resumirán los principales éxitos y desafíos del proceso de reestructuración.

Antecedentes

México es actualmente el segundo mercado de energía eléctrica más grande de América Latina y parece estar preparado para un crecimiento continuo. Durante el período previo a la creación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) a principios de la década de 1990, México comenzó un proceso de reestructuración para estimular una mayor inversión internacional en infraestructura del sector de electricidad. Aunque se instalaron más de 6,000 megavatios (MW) de capacidad bajo estos programas, las inversiones se basaron en gran medida en contratos a largo plazo con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que es una empresa pública. Incluso después de las reformas de principios de 2013, la CFE siguió siendo la que gestionaba las funciones de generación, transmisión y distribución de electricidad.

Durante este período, las ineficiencias en el sector eléctrico persistieron en gran medida debido a la falta de inversión en el capital social. Al menos en parte, esto fue el resultado de un régimen de políticas regulatorias y de precios inefectivas, junto con tarifas minoristas fuertemente subsidiadas y altos costos generales del sistema. Como parte de este sistema, el gobierno reembolsó a la CFE el subsidio de los precios minoristas mediante descuentos de impuestos y dividendos. Para 2002, sin embargo, el subsidio se había vuelto mayor que el descuento aplicado, lo que estaba erosionando la base de capital de la CFE y su capacidad para financiar la inversión de capital. Además, los clientes industriales pagaban costos y tarifas minoristas de electricidad relativamente altos que variaban de un mes a otro, lo que creaba obstáculos para la planificación y la inversión. Durante este período, los esfuerzos para abordar estos problemas estructurales no tuvieron éxito.

Descripción general del proceso de reestructuración

En diciembre de 2013, el Congreso aprobó una enmienda constitucional que estaba diseñada a reestructurar en gran medida el sector energético. La situación legal de la CFE se modificó con el objetivo de trasladar el sector de una sola compañía de servicios públicos integrada verticalmente para que incluyera un subsector de generación que expandiría las oportunidades para las compañías privadas. Las inversiones en transmisión también debían

abrirse a la inversión internacional en virtud de contratos del sector privado con la CFE. La responsabilidad de las actividades de distribución permaneció en manos de la CFE.²⁹⁰

En agosto de 2014, el Congreso aprobó una serie de leyes secundarias. Paralelamente, se emprendió una reestructuración en el sector del gas natural con importantes implicaciones para el sector de la electricidad. Estos cambios sectoriales de la energía eléctrica y el gas incluyeron nueve leyes, entre ellas la Ley de la Industria Eléctrica y 12 leyes enmendadas aprobadas con los siguientes objetivos:

- Promover el acceso abierto para facilitar la elección del consumidor para ciertas clases de clientes.
- Poner fin al monopolio de la CFE en el suministro minorista, al menos para los consumidores industriales o de gran volumen, para alentar a los nuevos participantes a que consideraran el desarrollo de nuevos servicios y suministros.
- Promover el desarrollo de suministros de energía adicionales para satisfacer el crecimiento de la demanda anticipado.
- Establecer la capacidad y los mercados de energía de servicios auxiliares para compensar más efectivamente a los generadores por sus contribuciones a la confiabilidad de la red.
- Establecer un operador de servicios independiente (ISO) eficaz para que todos los participantes confíen en que el servicio y el compromiso no serán discriminatorios.
- Separar a la propia CFE en compañías separadas y subsidiarias para la transmisión, distribución, venta minorista y seis carteras de generación individual para promover la participación internacional y aliviar las preocupaciones de los nuevos participantes con respecto al poder del mercado horizontal.
- Reestructurar los marcos regulatorios y operativos para proporcionar mejor información y estimular la inversión privada en la generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad.

Las legislaciones clave que sustentan la estructura del sector eléctrico actual son la Ley de la Industria Eléctrica, las leyes que abordan la estructura de la CFE (Ley de la CFE) y la Ley de Transición Energética. La Ley de la Industria de la Electricidad y la Ley de la CFE establecen la separación de la CFE en múltiples compañías competitivas y forman la base legal para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) competitivo y de acceso abierto. La Ley de Transición Energética establece mecanismos y objetivos para lograr los objetivos climáticos de México (en cooperación con la legislación anterior), así como los compromisos que asumió México de conformidad con el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático.²⁹¹ La Ley de la Industria Eléctrica describe las responsabilidades de las siguientes entidades clave:

- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se establece como un ISO y se encarga de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- La Comisión Reguladora de Energía (CRE) constituida bajo la Secretaría de Energía (SENER) es el principal órgano regulador federal, se encarga de implementar la Ley de la Industria Eléctrica en general y supervisa elementos operativos específicos, como la emisión de contratos de generación e interconexión.
- La SENER es la parte del gobierno federal encargada de coordinar la implementación inicial de las reglas del mercado. Además, la SENER coordina asuntos relacionados con políticas, como el establecimiento

290 <https://sites.hks.harvard.edu/m-rcbg/cepr/Jeff%20Pavlovic%20Harvard%2021%20Mar.pdf> recuperado el 8 de abril de 2018

291 Gabriel Roldán Alonso, *Reporte anual del mercado eléctrico mayorista 2016* (Ciudad de México: Monitor Independiente del Mercado, Marzo 2017), www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ReporteAnual.aspx.

de objetivos específicos para las energías renovables, la supervisión del desarrollo del almacenamiento estratégico de gas natural y el fomento de actividades de desarrollo de terceros en áreas tales como inversiones de transmisión estratégica para apoyar el desarrollo de energías renovables.

Quizás el cambio más importante involucró la apertura del mercado para la oferta competitiva. Esto dio lugar a la creación de mercados de energía y capacidad. Bajo las nuevas reglas, la oferta al sector residencial sigue bajo regulación. Si bien las compañías privadas pueden solicitar un permiso de suministro básico, muchos creen que es probable que la CFE siga siendo el proveedor básico principal (quizás el único). Los usuarios calificados con una demanda máxima de más de 0.5 MW tienen la capacidad de seleccionar proveedores competitivos alternativos. Se permite la agregación de múltiples medidores para alcanzar este umbral. Los consumidores con una demanda superior a 1 MW pueden participar directamente en el MEM y comprar y vender energía directamente.

El papel de la energía limpia en la reforma

A partir de 2008, México realizó sus primeros esfuerzos relacionados con la energía limpia al establecer objetivos nacionales para la generación de origen no fósil. En general, este esfuerzo fue considerado en gran parte como un anhelo y carecía de estructuras bien formadas para promover la inversión. El gobierno proporcionó una importante orientación para la gestión del carbono en 2012.

Desde el inicio de la reestructuración del sector eléctrico, la energía limpia ha sido una parte integral de la misma, ya que incorpora metas y objetivos ambiciosos en el diseño del mercado eléctrico en forma de obligaciones de cuota para Certificados de Energía Limpia (CELs). Cuando se implemente completamente, se espera que el diseño del mercado proporcione a los inversionistas información sobre el precio, el tiempo y la ubicación de estas fuentes.²⁹² El programa CEL se incluyó en el acuerdo voluntario de confidencialidad de México presentado como parte del Acuerdo de París sobre el Cambio Climático de 2016. El objetivo del 35 por ciento para 2024 fue reafirmado por la Cámara de Senadores en enero de 2016.²⁹³ La tabla 6.1 presenta los objetivos a largo plazo.

Tabla 6.1. Objetivo de generación admisible de México por año

Año	Objetivo de generación limpia admisible (porcentaje)
Para 2024	35
Para 2035	40
Para 2050	50

Fuente: SENER, <https://sites.hks.harvard.edu/m-rcbg/cepr/Jeff%20Pavlovic%20Harvard%202021%20Mar.pdf> recuperado el 08 de abril de 2018.

Si bien estos objetivos son oficiales, no existen mecanismos nacionales o internacionales que obliguen al país a cumplirlos. En México, se considera que la energía limpia incluye fuentes renovables como geotérmica,

292 International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2017: A World in Transformation* (Paris: IEA, 2017), www.iea.org/weo2017/.

293 Rivelino Rueda, "Senado avala por mayoría Ley de Transición Energética", *El Financiero*, 1 de diciembre de 2015, www.elfinanciero.com.mx/nacional/senado-avala-por-mayoria-ley-de-transicion-energetica.html.

hidroeléctrica, solar y eólica; cogeneración eficiente (emisiones de dióxido de carbono [CO₂] de menos de 100 kilogramos por megavatio-hora) y energía nuclear. A diferencia de los estándares de la cartera de energías renovables en los EE.UU., el programa CEL incluye todas las fuentes sin emisiones de carbono o con emisiones bajas aunque no se trate de las tecnologías específicas, como la eólica o la solar. Se requiere que los proveedores obtengan los CELs para una parte específica de su suministro anual. Para 2024, el requisito total es inferior al 35 por ciento para los recursos renovables existentes y nuevos y sin emisiones de carbono. Por lo tanto, los niveles objetivo de CELs también son establecidos por la SENER y tienen la intención de incentivar el nuevo suministro.

Para 2018, el nivel mínimo de consumo de tecnologías limpias que se demostrará deberá ser de 5 por ciento para todos los grandes consumidores, incluida la CFE. Se espera que estos objetivos aumenten como se muestra en la tabla 6.2.

Tabla 6.2. Objetivos CEL

Año	Objetivo CEL (porcentaje)
2018	5.0
2019	5.8
2020	7.4
2021	10.9
2022	13.9

Fuente: SENER, <https://sites.hks.harvard.edu/m-rebg/cepr/Jeff%20Pavlovic%20Harvard%202021%20Mar.pdf> recuperado el 08 de abril de 2018.

Más allá de 2022, las metas anuales específicas aún no están definidas.

Significativamente, el mecanismo CEL representa el primer programa vinculante para México, y se puede esperar que fije objetivos para y acelere el desarrollo de energías limpias (en gran parte renovables). Los vendedores minoristas de energía están obligados a comprar o contratar un CEL de acuerdo con el porcentaje de carga atendida por cada año listado. Si no se adquieren los CEL, esto resultará en multas que pueden variar dependiendo de cada CEL. El CENACE es el órgano regulador del programa CEL.

Además del programa CEL, México permite la depreciación acelerada de las energías renovables de hasta el 100 por ciento en el primer año, o hasta 5 años, según las necesidades del propietario.

Modificaciones a las funciones de la SENER, la CRE y la CFE

La Secretaría de Energía, comúnmente conocida como SENER, está a cargo de dirigir la política energética de México. La SENER ha sido responsable de implementar la transición a un sistema basado en el mercado que establece los términos para la desagregación de la CFE y la emisión del mercado de electricidad inicial. La SENER también supervisa el programa CEL.

La CRE se creó en 1994 junto con la apertura parcial del sector eléctrico. Desde 1995, ha sido responsable de los sectores de la electricidad y el gas, y obtuvo poderes adicionales con respecto a la generación de hidrocarburos

y energías renovables en 2008. En la reforma energética de 2013, la CRE recibió autonomía presupuestaria. Además, el presidente ahora propone a los secretarios y la Cámara de Senadores los elige. Actualmente, la CRE existe para:

- Promover la competencia sectorial manteniendo los niveles mínimos de servicio a nivel nacional.
- Proteger los intereses de los usuarios.
- Asegurar la confiabilidad, estabilidad y seguridad del suministro.

Otras responsabilidades incluyen regular la generación de electricidad, supervisar los contratos de interconexión, desarrollar tarifas para el servicio eléctrico básico y preservar la eficiencia y la calidad de la red eléctrica. La CRE también supervisa el mercado mayorista de energía mediante la promulgación de las normas y las regulaciones apropiadas, y ciertos aspectos de verificación del mercado CEL.

Ámbito geográfico del sistema eléctrico

Antes de la reestructuración, la red nacional constaba de nueve regiones. Estas regiones incluían un puñado de enlaces de límite sincrónico y corriente directa. Después de la reestructuración, la SENER estableció un sistema de precios nodales. México actualmente tiene cuatro redes síncronas separadas.²⁹⁴

- Sistema Interconectado (SIN), la red nacional primaria.
- En Baja California Sur (BCS), que está aislada.
- Una pequeña región aislada en medio de la península de Baja California (Mulegé).
- En la zona norte de la península, en Baja California, que está interconectada sincrónicamente con la ISO de California (CAISO) en los EE.UU.

Las secciones subsiguientes presentan un análisis más completo de los recursos de suministro, la demanda y la transmisión.

Descripción general de la nueva estructura de mercado

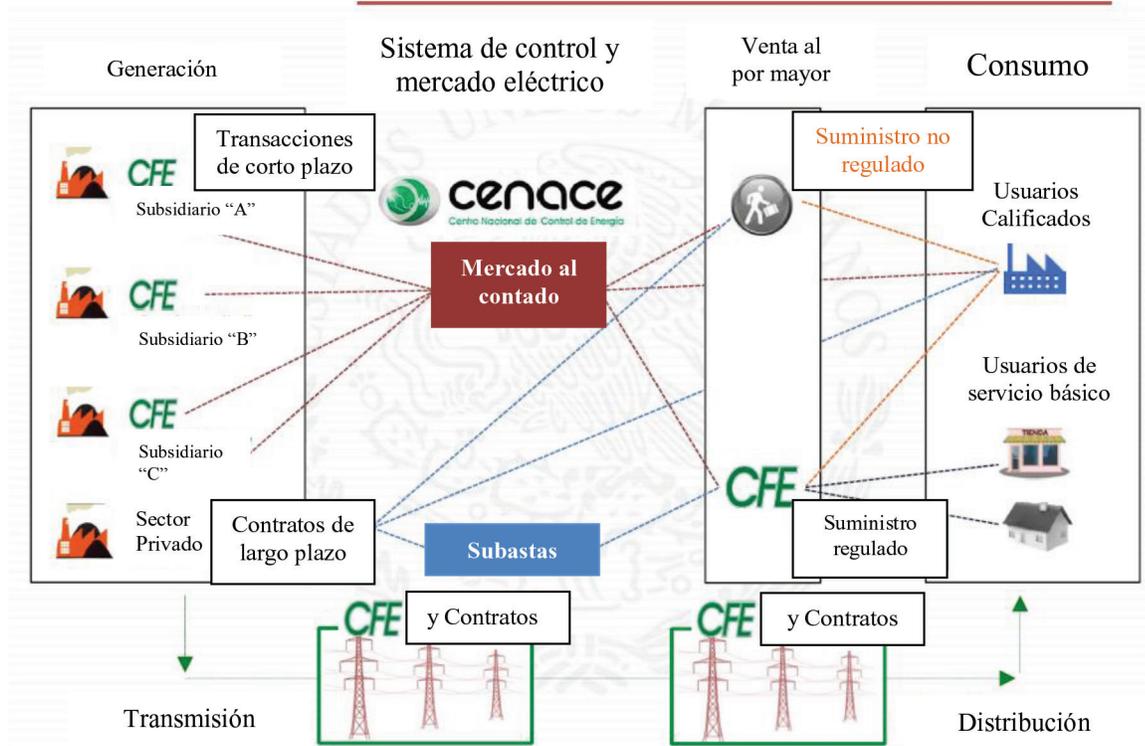
La nueva estructura del mercado se caracteriza por la desagregación funcional de la CFE; la separación del sector en actividades de generación, transmisión y distribución; y la introducción de procesos de subasta basados en el mercado para establecer precios para diversas actividades. Los nuevos participantes del mercado incluyen usuarios calificados y proveedores calificados, mientras que ciertas actividades, como la prestación de servicios básicos, se mantienen sobre una base de tasa de retorno regulada.

Los cambios en los mercados de energía requerían un conjunto redefinido de actividades. El principal de ellos es el papel del CENACE. El CENACE se creó simultáneamente con la aprobación de las leyes secundarias en agosto de 2014 como una entidad pública para operar el sistema nacional de electricidad. A partir de 2016, el CENACE inició la operación del mercado mayorista de electricidad. Las responsabilidades del CENACE incluyen garantizar el acceso no discriminatorio a las redes de transmisión y distribución, elaborar programas de expansión y modernización de la red de transmisión para su aprobación por parte de la SENER, y planificar

294 Secretaría de Energía (SENER), *Prospectiva del sector eléctrico, 2017–2031* (Ciudad de México: SENER, 2017), www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284345/Prospectiva_del_Sector_EL_ctrico_2017.pdf.

y desarrollar el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). Esquemáticamente, la estructura de mercado modificada se puede visualizar como se muestra en la figura 6.1.

Figura 6.1. Nueva estructura de mercado



Fuente: SENER, <https://sites.hks.harvard.edu/m-rcbg/cepr/Jeff%20Pavlovic%20Harvard%202021%20Mar.pdf> recuperado el 08 de abril de 2018.

Modificaciones a las funciones de la CFE

Desde su creación en 1937, la CFE sirvió como una compañía pública estratégica que funcionó efectivamente como un monopolio. Tras la reestructuración de 2013, la CFE se transformó en una empresa productiva del estado con autonomía presupuestaria y un nuevo consejo de administración. Después de su reestructuración, se dividió en subsidiarias para transmisión, distribución y generación de energía eléctrica, cada una enfocada en la generación de ganancias para su propietario, el gobierno mexicano. La CFE retuvo los derechos exclusivos sobre la transmisión y distribución de electricidad.

Para restringir el poder de mercado horizontal y vertical, la atención se centró en la CFE y su propiedad y control de muchos de los activos de energía eléctrica en México. Durante 2016 y 2017, se creó un conjunto de compañías separadas y se comenzó a separar la gestión de las actividades. La tabla 6.3 proporciona una lista de las entidades primarias creadas a partir de la CFE.

Tabla 6.3. Lista de entidades primarias de la CFE

Entidad	Función
CFE Transmisión	Administrar y mantener el sistema de transmisión SEN
CFE Distribución	Administrar y mantener la red de distribución
CFE Suministro Básico	Venta minorista a clientes regulados (residencial)
CFE Calificados	Venta minorista competitiva a usuarios calificados (>0.5 MW de demanda)
CFE Internacional	Compite en combustible y electricidad internacional y de importación/exportación.
CFE Energía	Comercializa gas, diesel y combustóleo
CFE entidades de generación 1–4	Cuatro carteras de generación competitivas separadas
CFE Gen 5 (IPP)	Representa los contratos legados de IPP (Productor de Energía Independiente) en el mercado.
CFE Gen 6 (Autoabastecimiento)	Representa contratos legados de autoabastecimiento y plantas en el mercado.

Fuente: SENER.

Además, la planta nuclear de Laguna Verde de la CFE también se organizará en una entidad separada.

Cronología de las instituciones de mercado implementadas durante 2016-2018

Con los cambios legislados a los actuales participantes del sector en curso, el proceso de implementación del diseño de mercado deseado se realizó en etapas a partir de 2016. El primer elemento de diseño de mercado que se implementó fue el mercado mayorista diario en el primer trimestre de 2016. A esto le siguieron la primera y la segunda subastas a largo plazo, con plazos de contrato mínimos de 15 años. El apoyo crediticio fue bilateral entre las partes, con la CFE como el comprador monopolista. Los precios han sido competitivos, tal vez un reflejo de la idea del diseño original de facilitar principalmente la recuperación de costos de los desarrolladores. Además, el valor de los CEL, que forman parte del precio ofertado en la subasta a largo plazo, aún no se ha establecido definitivamente. Sin embargo, la participación en el proceso de subasta a largo plazo ha sido extensa.

Por diversas razones, la implementación prevista en el mercado mayorista en tiempo real se retrasó y se estableció en el primer trimestre de 2017. Se prevé una implementación más completa. A mediados de 2017, el CENACE, como operador de una gran parte del sistema de transporte de gas natural de México, realizó la primera subasta para permitir la contratación de terceros para la capacidad de transporte en base firme de gas. Este fue un elemento importante para el suministro de combustible y, en consecuencia, para el precio de la energía a largo plazo en otros mercados organizados. Se formó una cámara de compensación básica para brindar apoyo crediticio a compradores y vendedores se formó a tiempo para la tercera subasta a largo plazo que concluyó en el cuarto trimestre de 2017. La primera subasta a mediano plazo se realizó en el primer trimestre de 2018, con apoyo crediticio bilateral entre compradores y vendedores. La participación fue baja y solo se generó un contrato completado.

Cronograma para acontecimientos de mercado contemplados para 2018-2020

Para el próximo año, actualmente se contemplan los siguientes acontecimientos importantes del mercado.²⁹⁵

- Entre 2018 y 2019, se prevé que una cámara de compensación ampliada apoyará las transacciones de subastas a mediano plazo.
- Se espera que los índices de precios del gas constantes y transparentes basados en el mercado al contado maduren durante 2018 en tres o cuatro centros. Se puede esperar que esto mejore los procesos de formación de precios diarios y en tiempo real en el mercado mayorista de energía.
- En julio de 2018, se llevará a cabo la elección presidencial nacional. Dependiendo del candidato exitoso y las políticas resultantes, los desarrollos del mercado de electricidad podrían ser alterados sustancialmente.
- Durante 2018, se espera que los valores de los CEL actuales y futuros se establezcan a través de la introducción de un mecanismo basado en el mercado.
- Durante 2018, se espera un proceso de licitación para la adición del primer proyecto estratégico de transmisión de alto voltaje que se realizará en México. Se prevé que un desarrollador seleccionado conectará la generación renovable que se ubicará en Oaxaca con una demanda general en la región central de México. Se puede esperar que el inicio de operaciones comerciales del proyecto requiera varios años para su desarrollo y construcción.
- Antes de finales de 2018, se prevé la introducción de un mercado de derechos de transmisión financiera. Se espera que este mercado esté diseñado para proporcionar productos que mitiguen los costos de congestión, para reducir el riesgo relacionado con los precios y la incertidumbre para los consumidores y los generadores. Los parámetros de diseño son públicos; sigue habiendo incertidumbre sobre el modelo de implementación.
- Durante 2018, se espera que la CFE publique información más detallada sobre el estado y los planes de su sistema de distribución. Dependiendo de la naturaleza de las divulgaciones, esto puede proporcionar una base y un marco para el despliegue adicional de recursos de energía distribuidos.
- Para 2021, el CENAGAS (Centro Nacional de Control de Gas Natural) espera agregar almacenamiento de gas estratégico al sistema para aumentar la confiabilidad del sistema de gas y aumentar la flexibilidad operativa. Esto tiene el potencial de compensar el consumo de gas natural licuado (GNL) con una reducción correspondiente en el nivel de precios del mercado mayorista de energía, además de reducir la volatilidad de los precios.

Crecimiento en la demanda del consumidor

En los últimos 20 años, México ha tenido un crecimiento sustancial de la demanda. Utilizando una media móvil entre 1993 y 2016, el crecimiento máximo anual de la demanda promedió 3.5 por ciento, y la demanda máxima general casi se duplicó.²⁹⁶ Al igual que otros mercados de América del Norte, el crecimiento de la demanda se ha desacelerado en los últimos años. Entre 2006 y 2016, un cálculo de una media móvil similar arroja un valor más modesto de 2.4 por ciento.²⁹⁷ A modo de comparación, el crecimiento máximo de la demanda en los EE.UU. ha promediado menos del 1 por ciento en los últimos años.

295 <https://sites.hks.harvard.edu/m-rcbg/cepr/Jeff%20Pavlovic%20Harvard%2021%20Mar.pdf> recuperado el 8 de abril de 2018; conversaciones adicionales.

296 SENER, *Prospectiva del sector eléctrico, 2017-2031*.

297 *Ibid.*; y "Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional", SENER, 30 de agosto de 2017, www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462.

En comparación con el consumo general, la carga industrial es sustancial en México. En los últimos años, el crecimiento ha sido impulsado por los sectores de los hidrocarburos, la industria textil y la automotriz. Hoy en día, el consumo industrial representa más de la mitad de la demanda total, comparable a la de la costa del Golfo de los EE.UU. Sin embargo, a nivel nacional, la carga industrial solo representa entre el 25 y el 30 por ciento de la demanda de EE.UU.²⁹⁸

La electricidad residencial de México es sustancial; más del 99 por ciento de los hogares tienen el servicio. Sin embargo, la demanda promedio de los hogares es relativamente baja gracias en gran parte al clima templado y constante en muchas áreas de gran población, lo que mantiene baja la demanda de aire acondicionado. La tabla 6.4 describe la carga máxima regional no coincidente.

Tabla 6.4. Carga máxima regional no coincidente

Región	Mes pico
BC	Agosto
BCS	Julio
Central	Diciembre
Este	Mayo
Norte	Junio
Noreste	Agosto
Noroeste	Julio
Península	Mayo
Oeste	Mayo

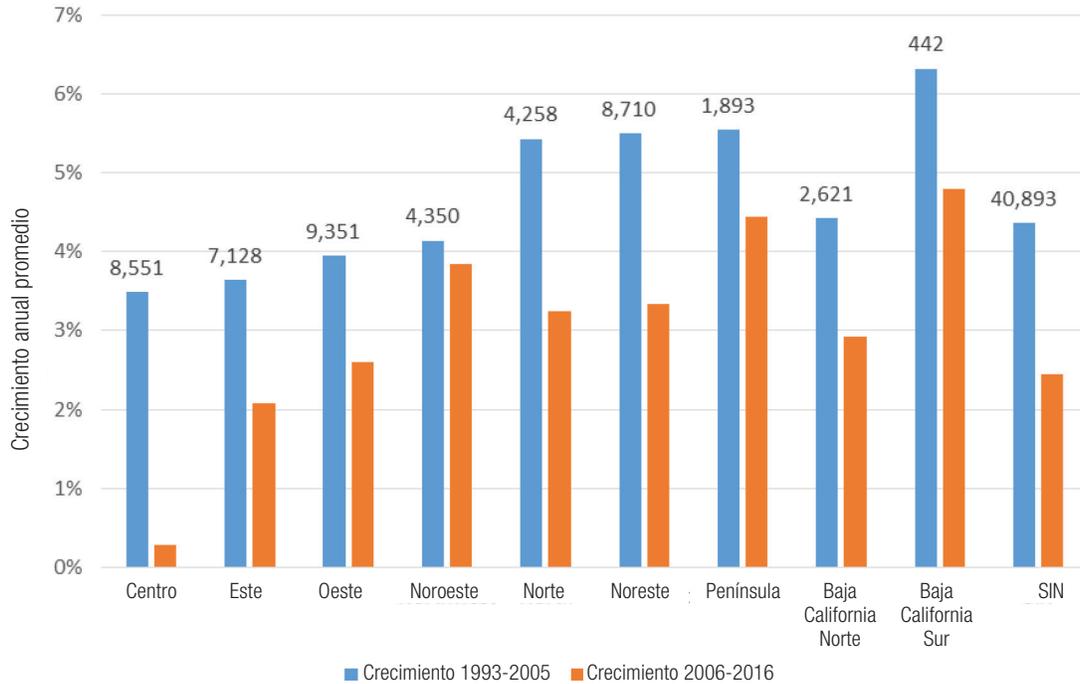
Fuente: SENER, "Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional", 30 de agosto de 2017, <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.

Las cargas máximas regionales generalmente no se producen a media tarde (3 a 6 pm). En algunos casos, esto puede ocurrir hasta las 11 p.m. La falta de una carga máxima de aire acondicionado residencial de verano junto con la alta demanda industrial y la variación de la carga máxima regional contribuyen a un factor de carga promedio anual del 83 por ciento muy alto en 2016.²⁹⁹ Un valor más típico en América del Norte es del 55 al 65 por ciento (figura 6.2).

298 International Energy Agency (IEA), *Mexico Energy Outlook*, World Energy Outlook Special Report (Paris: Organization for Economic Cooperation and Development [OECD]/IEA, 2016), www.iea.org/publications/freepublications/publication/mexico-energy-outlook.html; and EIA.

299 Factor de carga = energía total / (carga máxima × 8760). Esto se puede considerar como la carga promedio durante todo el año como una fracción del máximo anual.

Figura 6.2. Crecimiento de la demanda máxima regional



Fuente: “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional.”

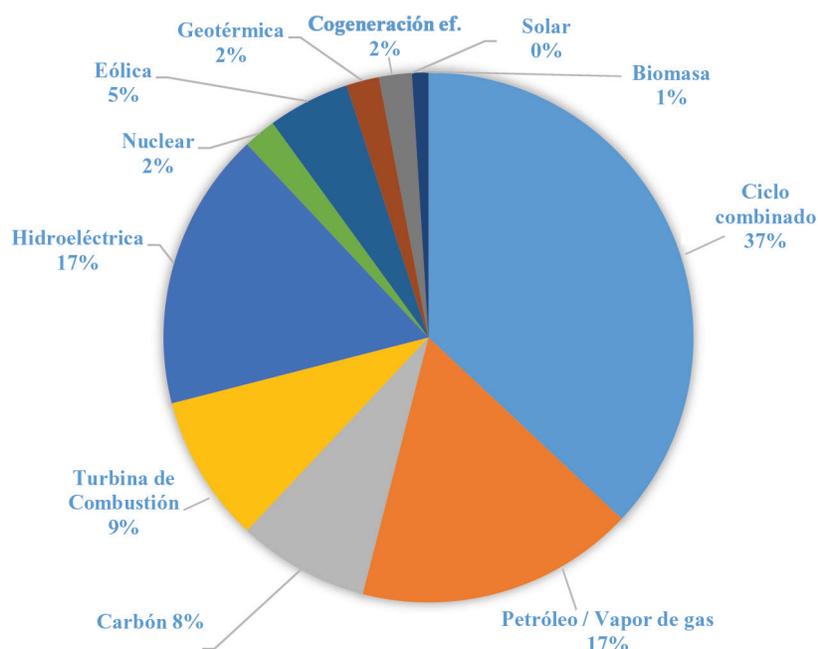
El crecimiento de la demanda ha sido altamente regionalizado. Las regiones del norte y de la península muestran un fuerte crecimiento de la demanda en los últimos 10 años, mientras que el crecimiento en la región central ha permanecido estático. Gran parte de la demanda tradicional en esta región ha cambiado a las regiones adyacentes, como al Occidente. La península y Baja California Sur están experimentando un mayor crecimiento de la demanda a medida que mejora la infraestructura general. El crecimiento impulsado por la industria y la población continúa en las regiones del norte y el noreste.

Sistema de generación existente

Históricamente, la matriz de capacidades de México ha sido una función de las fuentes locales de combustible, en gran parte de petróleo y de gas (figura 6.3). Muchas unidades de vapor a base de combustión de petróleo datan de las décadas de 1980 y 1990. Hoy en día, muchas de estas unidades tienen la capacidad de funcionar con doble combustible o gas natural. A partir de principios de siglo, se llevó a cabo un despliegue de unidades de ciclo combinado (CC) más eficientes en el consumo de combustible en México y América del Norte.

México tiene grandes e importantes recursos hidroeléctricos, principalmente en el sur y el oeste. Existen tres plantas de carbón importantes con carbón proveniente de mercados internacionales, especialmente de Colombia. Laguna Verde, una planta nuclear, opera en Veracruz.

Figura 6.3. Capacidad de 2016 (73,510 MW) por fuente de combustible



Fuente: “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional.”

A principios de la década de 1990, se alentó a las compañías internacionales a generar en México (tabla 6.4). En su mayor parte a base de gas, estas nuevas unidades recibieron una oferta de contrato de compra de energía a largo por parte de la CFE. Para 2016, estas compañías habían crecido sustancialmente.

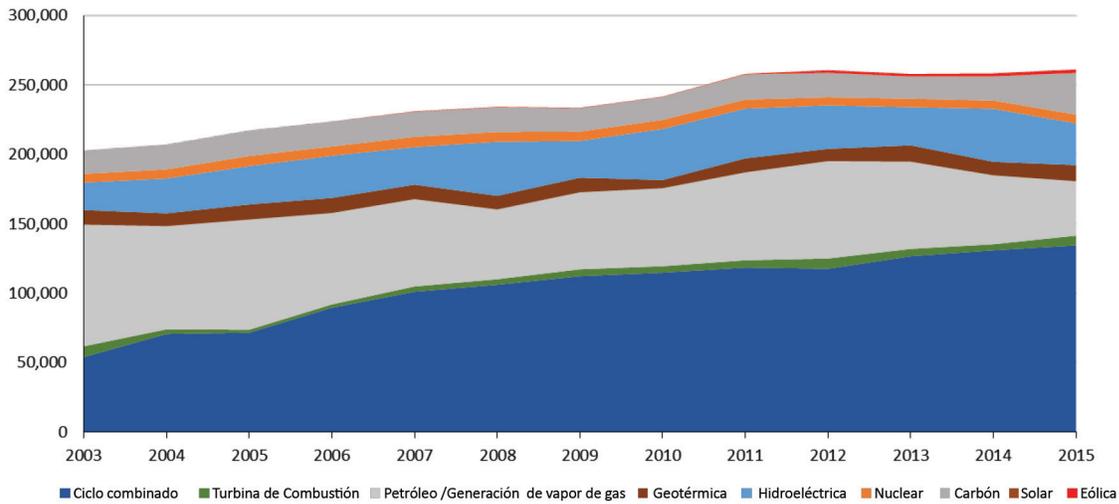
Tabla 6.4. Capacidad existente por compañía y tipo en 2017

Operador	CC	ST	GT	Hidro	Nuc	Geo	Eólica	IC
CFE	6,609	15,587	5,490	11,855	1,365	911	268	418
Iberdrola	5,253	—	—	—	—	—	—	—
Intergen	2,260	—	—	—	—	—	—	—
Mitsui	2,146	—	—	—	—	—	—	—
Fuerza y Energía de Tuxpan	1,120	—	—	—	—	—	—	—
Techgen	1,025	—	—	—	—	—	—	—
Termoelectrica de Mexicali	625	—	—	—	—	—	—	—
Acciona	—	—	—	—	—	—	588	—

Fuente: “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional.”

Las áreas de control del Noreste y el Este tienen la mayor cantidad de capacidad instalada, seguidas por el Oeste. La producción de gas natural de la Costa del Golfo y los gasoductos facilitaron la construcción de varias unidades CC en la región Noreste. La capacidad de quema de petróleo se concentra en las regiones del Centro, Oeste y Noroeste. Gran parte de la producción de energía limpia renovable se ha dado en las regiones Este y Oeste con grandes centrales hidroeléctricas; sin embargo, los desarrollos actuales favorecen la expansión de la energía solar y eólica (figura 6.4).

Figura 6.4. Matriz de generación por tecnología

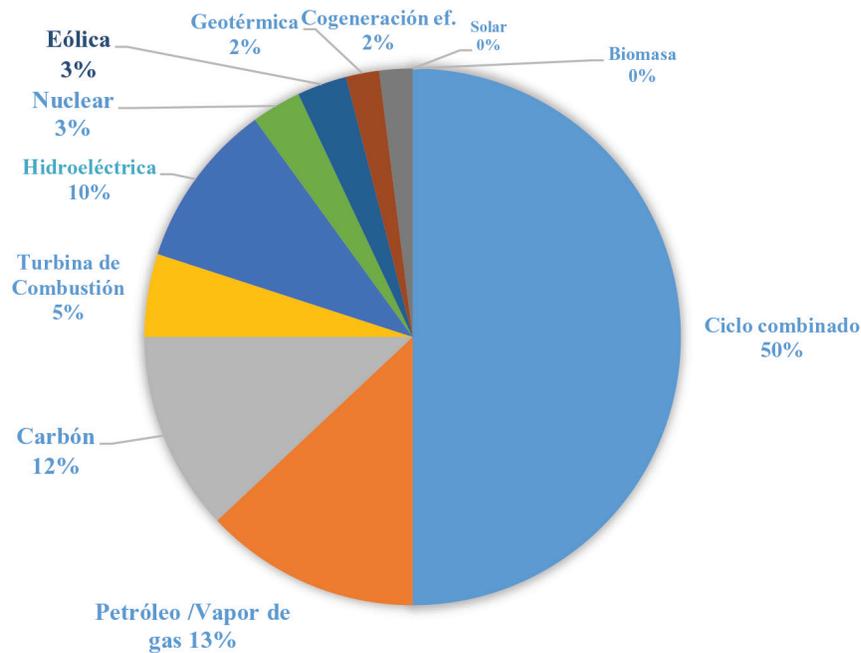


Fuente: SENER, *Prospectiva del sector eléctrico, 2017–2031* [Electricity sector prospects, 2017–2031], https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284345/Prospectiva_del_Sector_Elctrico_2017.pdf.

Debido a la caída de los costos del gas, a las eficiencias de conversión más atractivas y a las consideraciones ambientales, la matriz de combustibles ha pasado de la generación por combustión con petróleo a la de combustión con gas. Entre 2012 y 2017, la CFE ha tenido como objetivo reducir el consumo de petróleo en más del 80 por ciento. Aunque alcanzar este objetivo ha resultado ser difícil de lograr por razones de confiabilidad del combustible, se han logrado avances y se puede esperar que continúen a medida que se completen las expansiones del gasoducto en las que actualmente se está trabajando.

En general, las unidades de CC generaron la mitad de la electricidad del país en 2016 (figura 6.5). Las unidades de carga básica con un factor de capacidad del 80 por ciento incluyen unidades de carbón y de gas. Las unidades de CC suelen promediar un factor de capacidad de 65 a 70 por ciento, las unidades de petróleo/gas tienen un promedio de 35 a 40 por ciento y las unidades hidroeléctricas un promedio de 30 por ciento.

Figura 6.5. Producción de energía de generación por fuente de combustible en 2016
 (Total: 319,364 gigavatio/hora [GWh])



Fuente: “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional.”

El mercado mayorista reestructurado y participantes

La reestructuración del sector eléctrico permitió la creación de un mercado eléctrico mayorista (MEM). Bajo este programa, las compañías privadas con licencia pueden producir y vender electricidad en competencia con la CFE y entre sí.

Antecedentes

En 2015, la SENER publicó las Bases del Mercado Eléctrico que establecen el diseño del mercado eléctrico. El documento también describía los principios operativos que se implementarán en dos fases.³⁰⁰ El MEM tiene los siguientes componentes principales:

- Mercados a corto plazo (mercado diario, mercado por hora, servicios en tiempo real y servicios auxiliares).
- Subastas a mediano plazo para contratos de energía y capacidad a tres años.
- Subastas de energía a largo plazo con un mínimo de 15 años.
- Un mercado de ajuste de capacidad calculado después del evento del año anterior.

Al momento de redactar este documento, los siguientes componentes se encuentran actualmente en desarrollo.

- Mejoras en los mercados de servicios en tiempo real (mercado por hora) y de servicios auxiliares.

300 SENER, “Bases del Mercado Eléctrico Acdo. Sener DOF” (Ciudad de México: SENER, 2015), www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/BasesMercado.aspx.

- Subastas de derechos de transmisión financiera (anual primero, trimestral y mensual en una fase posterior).
- Mercados de CEL (al menos una vez al año a partir de 2018).

Participantes del mercado y servicio básico

Actualmente, la CFE es el único proveedor de electricidad para el servicio “básico”. Este servicio está dirigido principalmente a usuarios residenciales, pequeños usuarios comerciales y usuarios comerciales de tamaño mediano bajo tarifas reguladas. Sin embargo, la nueva estructura del mercado permite que los grandes consumidores de energía satisfagan sus necesidades de electricidad de varias maneras (tabla 6.5). Los usuarios calificados pueden celebrar un contrato bilateral directamente con los generadores de energía, o recurrir a los servicios de proveedores calificados. Un consumidor puede registrarse como usuario calificado si tiene una demanda máxima anual esperada de 5 MW o más, y un consumo de 20 GWh durante el año. Un usuario calificado puede licitar en las subastas para comprar energía, capacidad y CELs.³⁰¹ Al 31 de enero de 2018, un total de 80 participantes del mercado tenían licencia para operar en el MEM.

Tabla 6.5. Funciones de los participantes del mercado

Participante del mercado	Número de proveedores	Descripción
Proveedor de servicios básicos	1	Representa los centros de carga correspondientes a los usuarios del Servicio Básico.
Usuario del servicio básico		Usuario final que recibe el servicio de un proveedor de servicios básicos.
Intermediario/Comercializador (No proveedor)	11	Comercializa energía sin representar activos físicos.
Proveedor de último recurso		Representa usuarios calificados durante un período de tiempo fijo, generalmente en condiciones de emergencia de la red.
Generador de energía	38	Representa una o más plantas generadoras.
Proveedor calificado	27 (6 en funcionamiento)	Representa los centros de carga de usuarios calificados que no participan directamente en el MEM.
Usuario calificado		Usuario final con una demanda estimada de más de 1 MW que compra energía de un proveedor calificado.
Usuario calificado (Participante en el mercado)		Representa el centro de carga para consumo propio, adquiere electricidad directamente en el MEM o bilateralmente.

Fuente: SENER, CENACE para enero de 2018, <https://sites.hks.harvard.edu/m-rcbg/cepr/Jeff%20Pavlovic%20Harvard%202021%20Mar.pdf> recuperado el 08 de abril de 2018.

Mercado diario

El mercado diario comenzó a funcionar en enero de 2016. Se han establecido aproximadamente 2,360 precios marginales de ubicación con cálculos de precios nodales que incluyen componentes de energía, congestión y pérdida. Además, el CENACE informa 101 “nodos distribuidos” que representan los precios promedio de los usuarios finales en un área determinada. Las ofertas diarias están limitadas a los costos variables.

301 <https://sites.hks.harvard.edu/m-rcbg/cepr/Jeff%20Pavlovic%20Harvard%202021%20Mar.pdf> recuperado el 8 de abril de 2018.

En agosto de 2016, el CENACE se comprometió a volver a calcular los precios al comienzo del mercado, ya que las licitaciones excedían los costos permitidos, lo que inflaba los precios informados. Los precios reexpresados fueron aproximadamente 18. por ciento más bajos. El CENACE ahora está implementando herramientas para descalificar licitaciones excesivas en tiempo real. Hasta la fecha, el mercado diario ha sido la plataforma principal para el descubrimiento de precios. Este mercado proporciona la línea base para las subastas y la fijación de precios por contrato.

Mercado en tiempo real

El mercado en tiempo real comenzó a informar precios en enero de 2017 con precios calculados de manera retroactiva e informados al día siguiente. Los componentes del precio son los mismos que en el mercado diario. Durante gran parte de 2017, hubo problemas de convergencia entre los mercados en tiempo real y los mercados diarios, con precios en tiempo real de hasta 20 por ciento más alto que los precios diarios. Se espera que el mercado pase a la formación de precios en tiempo real.

Mercado por hora

El objetivo del mercado por hora es facilitar el arbitraje entre los mercados diarios y los mercados en tiempo real. Se espera que se establezca en el futuro.

Mercado de ajuste de capacidad

Con el fin de garantizar la idoneidad de los recursos, el CENACE ha adoptado una estructura única que establece los requisitos de capacidad anuales para todas las entidades de servicio de carga. A priori, el protocolo establece los requisitos de adquisición de capacidad. A lo largo del año de desempeño, se mide la escasez o el exceso de capacidad del sistema. El mercado de ajuste de capacidad compara de manera retroactiva las condiciones reales con los requisitos iniciales del año anterior. Los niveles resultantes del sistema impulsan los precios para las transacciones de capacidad a largo plazo de la misma manera que las expectativas de precios de la energía en tiempo real impulsan la contratación de energía.³⁰²

El mercado de ajuste de capacidad se centra en los cálculos de carga y capacidad entregada durante 100 “horas críticas” del año. Las horas críticas se estiman a priori y se calculan de manera retroactiva. Inicialmente, las 100 horas críticas se consideraron las horas de mayor carga. Sin embargo, en el futuro las horas críticas serán aquellas con las reservas operativas más bajas. El mercado retroactivo se despeja en febrero del año anterior. Las consideraciones incluyen el establecimiento de una curva de oferta vertical con base en la disponibilidad y una curva de demanda que considera una reserva de planificación mínima para la confiabilidad, las reservas de planificación económica de los resultados del modelado, los costos de tecnología de referencia y los ingresos de energía.

El objetivo de margen de reserva mínimo se establece con una expectativa de pérdida de carga de 0.2178 por ciento, o aproximadamente 1 día en 1.5 años. Con un valor establecido de pérdida de carga de \$2,600 por

302 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), (Mexico City: CENACE, 2017) www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ResultadosBalancePotencia/2018/Informe%20Ejecutivo%20MBP%202017%20v2018%2002%2028.pdf.



megavatio-hora (MWh), la expectativa de pérdida de carga económicamente eficiente se calcula en 0.0315 por ciento, o cerca del estándar de 1 día en 10 años comúnmente utilizado en los mercados de los EE.UU.

En el momento de redactar este documento, el SIN se ha despejado como una sola zona con las redes de BC y BCS despejadas por separado. Puede ser que en el futuro surjan subzonas.

Subastas a largo plazo

Para fomentar el desarrollo de nueva capacidad, el CENACE ha realizado tres subastas a largo plazo. Las subastas son neutrales entre las tecnologías admisibles. Todas las transacciones se realizan bajo contratos estandarizados de 15 años para la electricidad y la capacidad, y 20 años para los CELs. Los contratos adjudicados apoyan la construcción de plantas de energía solar y eólica. La SENER indica que espera que las subastas proporcionen una inversión total de alrededor de USD \$9 mil millones.³⁰³

La primera subasta concluyó en marzo de 2016, la segunda en septiembre de 2016 y la tercera en noviembre de 2017. En estas dos primeras subastas, la CFE fue el único comprador. Sin embargo, en la tercera subasta, el CENACE estableció una cámara de compensación (CdeC) a través de la cual todos los compradores y vendedores operaban con un solo contrato y soporte crediticio centralizado. En las dos primeras subastas, la CFE proporcionó garantías de desempeño para los contratos adjudicados bajo un modelo de comprador único. Este papel ahora se ha pasado al CdeC, que recopilará y mantendrá garantías específicas. El nivel de estas garantías se establecerá en las directrices de la subasta. Con la introducción de la CdeC, el riesgo crediticio asociado con un contrato de compra de energía no será con una compañía específica, sino con el mercado en general. La CdeC también tendrá un fondo de reserva que todas las partes pagarán para darle liquidez, y administrará las garantías de desempeño de cada parte.

Para participar en la subasta a largo plazo, los participantes siguen las directrices formales que enviando licitaciones. Primero, los participantes son precalificados por el CENACE y realizan pagos de garantía para demostrar que las ofertas serán serias. Los productos comercializados incluyen energía (como un calendario de entrega firme), capacidad (que representa la cobertura en el mercado de ajuste de capacidad) y CELs de plantas calificadas. Los contratos de energía y capacidad son por 15 años; los contratos de CEL son por 20 años. Las licitaciones deben presentarse como curvas de oferta descendentes para cada producto, aunque los precios de la energía pueden establecerse de acuerdo con el calendario de entrega. Las licitaciones entonces se agregan para cada producto y se publica una curva de oferta. Los proyectos pueden presentar ofertas para uno o más productos. Los proyectos también pueden requerir que se apruebe la totalidad o parte de la licitación para ser aceptados. El CENACE elige los tres productos juntos, tomando la combinación de proyectos de menor costo para cumplir con las tres curvas de oferta. Las ofertas son aceptadas y se paga valor nominal o son rechazadas. Como resultado, la subasta no tiene como resultado el pago de un precio único.

Antes de la aprobación, el CENACE modifica las licitaciones de dos maneras. En primer lugar, con base en las proyecciones de precios de ubicación de la SENER, el CENACE puede establecer ajustes de precios de energía según la ubicación del proyecto. El pago real realizado a la planta no se ve afectado. Los proyectos con licitaciones en una región con altos ajustes de precios pueden efectivamente tener una licitación reducida en la

303 <https://www.amdee.org/LiteratureRetrieve.aspx?ID=144215> recuperado el 8 de abril de 2018.

pila competitiva, lo que hace que sea más probable que se apruebe incluso con un precio más alto presentado. El segundo elemento que puede modificar una licitación es el estado de interconexión de un proyecto. Si un proyecto ya tiene derechos de interconexión asegurados, se le conoce como un proyecto “prioritario”. Un proyecto “no prioritario” no ha obtenido estos derechos. En la segunda y tercera subastas, los parámetros de valoración se volvieron más estrictos para proyectos no prioritarios. Además, para los proyectos no prioritarios, se identifican las áreas de interconexión y las zonas de exportación y se establecen límites de cantidad para cada producto en cada subzona. Estos proyectos no prioritarios generalmente deben ser los licitantes más bajos en la subzona para ser considerados para la aprobación en la curva de oferta de toda la red. Por lo tanto, estos detalles adicionales crean efectivamente múltiples niveles de competencia.

Las primeras tres subastas a largo plazo han resultado en una dura competencia. Sin embargo, es importante recalcar que la estructura se asemeja más a un proceso de solicitud de propuestas de servicios públicos que a las subastas de capacidad en mercados seleccionados de EE.UU. En estos mercados, la duración de los contratos es más corta y no tiene componentes de certificado de energía o energía renovable.

Una vez aceptados, todos los contratos entran en vigor el 01 de enero del año que comienza tres años después de la subasta. Por ejemplo, la subasta de 2018 tendría una fecha de inicio del contrato del 01 de enero de 2021. Si la planta no está en operación comercial antes de la fecha límite, se cobra una multa del 5 por ciento del valor mensual de los productos contratados. Adicionalmente, pueden requerirse mayores garantías de pago al CENACE. Si el proyecto se demora más de dos años o se cancela, estos sucesos pueden resultar en multas adicionales o en la pérdida de las garantías de licitación.

Subastas a mediano plazo

Aunque las subastas a largo plazo están abiertas a una capacidad nueva o renovada, las subastas a mediano plazo están diseñadas para respaldar la capacidad existente. El mercado de subastas a mediano plazo se cerró en febrero de 2018; sin embargo, solo un único contrato se aprobó. Los productos disponibles son la capacidad y la energía, en contratos de entre uno y tres años. Específicamente, las ofertas se definen por las siguientes características:

- Las ofertas de energía están definidas por la energía total como una fracción de la carga por año, para bloques de carga dados (pico, intermedio y base), para una zona de carga dada (de las cuales hay ocho, de manera general correspondientes a áreas de control), a un determinado precio de oferta.
- Las ofertas de capacidad se definen por cantidad, precio, año y zona de capacidad (ahora BC, BCS y SIN).

El objetivo de la subasta a mediano plazo es minimizar los riesgos de los comerciantes, tanto en energía como en capacidad, tanto para generadores como para proveedores. La opinión inicial fue que las subastas a largo plazo estaban diseñadas para recuperar el costo de un desarrollador, mientras que las subastas a mediano plazo podrían igualar mejor el nivel de riesgo de precio fijo con la visión de un participante de las condiciones subyacentes de oferta y demanda. Como resultado, el estado del mercado a mediano plazo en última instancia puede resultar crítico.

Visto desde esta perspectiva, los resultados iniciales de 2018 no fueron alentadores. En otros mercados, los contratos de precio fijo de tres años o menos de resultados generalmente han resultado en volúmenes de transacciones sustancialmente más altos ya que los agregadores y los consumidores (usuarios calificados) buscan



obtener precios competitivos por adelantado con certeza y los generadores comerciales (proveedores calificados) buscan ingresos estables que proporcionen retornos constantes a los inversionistas.

Derechos de transmisión financiera

Los derechos de transmisión financiera cubren la diferencia de costo entre dos nodos en el sistema de transmisión debido a la congestión y son una característica de muchos mercados en América del Norte. En comparación con el precio de uso final que un consumidor podría pagar, estos costos pueden ser significativos.

A partir de febrero de 2018, los mecanismos de mercado no han sido implementados. Algunos participantes del mercado han argumentado que el éxito requiere una estructura de creadores de mercado en la que el participante del mercado reciba el pago de un operador del mercado para generar un mercado de doble vía (compra y venta). Otros han expresado su preocupación de que las características del producto no son claras y podrían llevar a una menor liquidez dependiendo de las decisiones que finalmente tome el CENACE. También otros han argumentado que el apoyo crediticio que ofrecerá el CENACE no es claro y esto podría ralentizar la aceptación. Dado que los diferenciales de precios pueden ser grandes, estos participantes generalmente prefieren una cámara de compensación para soporte crediticio para reducir la probabilidad de riesgo de incumplimiento. Para el sistema preexistente de transmisión (el SIN), se espera que los derechos de transmisión financiera se asignen a generadores y proveedores de acuerdo con su uso histórico del sistema entre agosto de 2012 y agosto de 2014. A partir de entonces, los derechos serán subastados o comercializados en el mercado establecido.

La actual falta de un mercado de derechos de transmisión financiera se cita como un factor que frena el crecimiento del mercado minorista. Hasta que se establezcan estos productos, los proveedores calificados y los usuarios calificados no pueden cubrir los riesgos de transmisión en todo el sistema. Si bien esto es una preocupación, otros acontecimientos también pueden ejercer una influencia sobre este asunto.

Contratos bilaterales

Mientras que las subastas a largo plazo actualmente resultan en contratos bilaterales con una cámara de compensación central, y se espera que los contratos a mediano plazo dupliquen esto para 2019, los participantes del mercado pueden celebrar contratos directamente fuera del MEM. El CENACE describe tres tipos de contratos permitidos (tabla 6.6).

La subdivisión de suministro básico de la CFE no puede firmar contratos bilaterales fuera de las subastas de mediano o largo plazo. Sin embargo, los proveedores calificados pueden firmar contratos bilateralmente fuera de los mecanismos formales. Hasta la fecha, solo se han firmado unos pocos contratos bilaterales. Los más comúnmente mencionados son los de Blackstone a través de su intermediaria en el mercado Ektria y su planta Frontera CC, y la subdivisión de suministro calificado de la CFE.

Tabla 6.6. Tipos de contratos bilaterales

	TBPot	TBFin Fijos	TBFin Referenciadas
Tipo	Contrato de capacidad	Calendario de suministro fijo de energía.	Porcentaje de generación unitaria o demanda del proveedor.
Liquidación	Determinada por las partes	Liquidado financieramente	Liquidado financieramente
Flujo de fondos	Directamente entre las partes	A través de las cuentas del CENACE	A través de las cuentas del CENACE
Unidades	MW/hora	MWh fijo	% de unidad o carga
Mercado	Ajuste de capacidad	Diario o en tiempo real	Solo en tiempo real
Ubicación	Zona (SIN)	Nodo	Nodo

Fuente: <http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Transac%20Bilaterales%20y%20Registro%20Contratos%20Cobert%20Elec%20DOF%202017%2001%2020.pdf> recuperado el 8 de abril de 2018.

Algunos participantes del mercado esperan que la contratación aumente a medida que más usuarios calificados ingresen al mercado y los proveedores calificados intenten aumentar su participación en el mercado en los próximos años.

Implicaciones del mercado

¿Por qué fue tan baja la participación en la primera subasta de mediano plazo? Es difícil contestar esta pregunta con certeza, pero se han citado algunos motivos con frecuencia.

Primero, la reestructuración estableció la noción de una Estructura de Tarifa de Servicio Básico. La Estructura de Tarifa de Servicio Básico está diseñada efectivamente para proporcionar a un usuario un entendimiento de la tarifa que la CFE ofrecería bajo las nuevas condiciones del mercado. En otros mercados en América del Norte, esto es algo similar al “precio a batir”, o como los economistas a menudo lo llaman, un “costo evadido”. En función de las perspectivas de esta tarifa, así como del tamaño del usuario y otros factores, el usuario podría decidir cómo abordar el nuevo mercado. El usuario puede retener el Servicio Básico de la CFE o (si califica) convertirse en un usuario calificado o participante directo en el mercado. Sin embargo, antes de diciembre de 2017, había poca claridad sobre cuál sería la nueva metodología de tarifa para el Servicio Básico. Debido a esta falta de información, comprensiblemente los consumidores no estaban motivados a comprar suministros nuevos o de reemplazo, ya que había pocos puntos de referencia de precios transparentes para la toma de decisiones. La CRE completó y publicó la estructura del Servicio Básico en diciembre de 2017, pero hubo poco tiempo para que los consumidores decidieran convertirse en usuarios calificados si aún no lo habían hecho. Además, para aquellos que habían obtenido el estatus de usuario calificado, había poco tiempo para tomar decisiones y presentar ofertas para la subasta de mediano plazo, que se cerró en febrero de 2018.

Además, hubo una confusión sustancial sobre la metodología utilizada para establecer la tarifa del Servicio Básico. La principal confusión fue la inclusión de un mecanismo de transición (factor de ponderación) que efectivamente “incorporó” el impacto de la nueva tarifa, generalmente un aumento, durante un período de meses durante el primer año. La estructura del Suministro Básico también estableció un valor de capacidad más alto para ciertas ciudades y zonas que para otras, lo que diferenció incluso más los precios regionales. Esta estructura

de dos partes agregó complejidad ya que el consumidor buscaba comprender los costos que tendría que pagar y qué valor podría aportar un usuario calificado/proveedor calificado en el futuro. Las perspectivas de los usuarios calificados inicialmente habían sido que los precios serían más bajos como resultado de la competencia, y esto los llevó a esperar para comprender más sobre los costos futuros. Con la posibilidad de que los precios pudieran ser más volátiles (en lugar de simplemente más bajos o más altos), algunos no estaban preparados para tomar decisiones efectivas a tiempo para que los usuarios calificados apoyaran la primera subasta a mediano plazo. Algunos intermediarios/comercializadores, proveedores calificados y usuarios calificados sugieren que la falta de un mercado de derechos de transmisión firme significa que los consumidores no pueden fijar o cubrir los costos de congestión que aceptan. Esto significa que cualquier alternativa a la Tarifa Básica no puede ser totalmente garantizada (o fijada), lo que reduce el atractivo de las subastas a mediano plazo.

En subastas posteriores a mediano plazo, se puede esperar que el descubrimiento de precios proporcione cierta visibilidad de las tendencias de precios minoristas a futuro. Además, el período de transición y la ponderación mensual de la fase en la nueva estructura de tarifas finalizarán. Por lo tanto, algunos de los elementos clave para observar y medir el éxito de las reformas incluyen los siguientes:

- ¿Cómo responderán los usuarios calificados a la estructura de tarifas del Servicio Básico?
- ¿Cómo se desarrollará el historial de precios de la tarifa del Servicio Básico?
- ¿Los proveedores calificados aceptarán el proceso de subasta a mediano plazo? ¿Tendrán que estabilizar sus ingresos para cumplir con los objetivos de ingresos y tasa de retorno que prometieron a sus inversionistas? ¿Necesitarán aumentar sus ingresos en virtud de los contratos de subasta a largo plazo dado que los precios han sido bajos en la segunda y tercera subasta, o los ingresos adicionales de los mercados de ajuste de capacidad y los mercados diarios/en tiempo real demostrarán ser suficientes?

Resultados del mercado de subastas a largo plazo

A la fecha del presente documento, el CENACE ha organizado tres subastas a largo plazo. Esta sección revisa los resultados de las subastas y las adiciones de generación contratada. Durante la primera subasta, se contrataron 5.4 teravatios-hora (TWh). En la segunda subasta, proyectos de 8.9 TWh ganaron contratos. En la tercera subasta, se adjudicaron 5.5 TWh de electricidad limpia. La Tabla 6.7 demuestra que las tres subastas han sido de gran interés para la comunidad de inversión. Los precios son competitivos en comparación con el sistema existente, así como los precios de instalación reportados en otras jurisdicciones.

Tabla 6.7. Resultados de la subasta por tipo de tecnología

	Primera subasta	Segunda subasta	Tercera subasta
Gas (MW)			550
Geotérmica (MW)		25	
Solar (MW)	1691	1853	1323
Eólica (MW)	394	1038	689
Precio promedio (USD \$/MWh)	\$41.80	\$33.47	\$20.57

Fuente: SENER y CENACE, <http://zumma.com.mx/insights.html>.

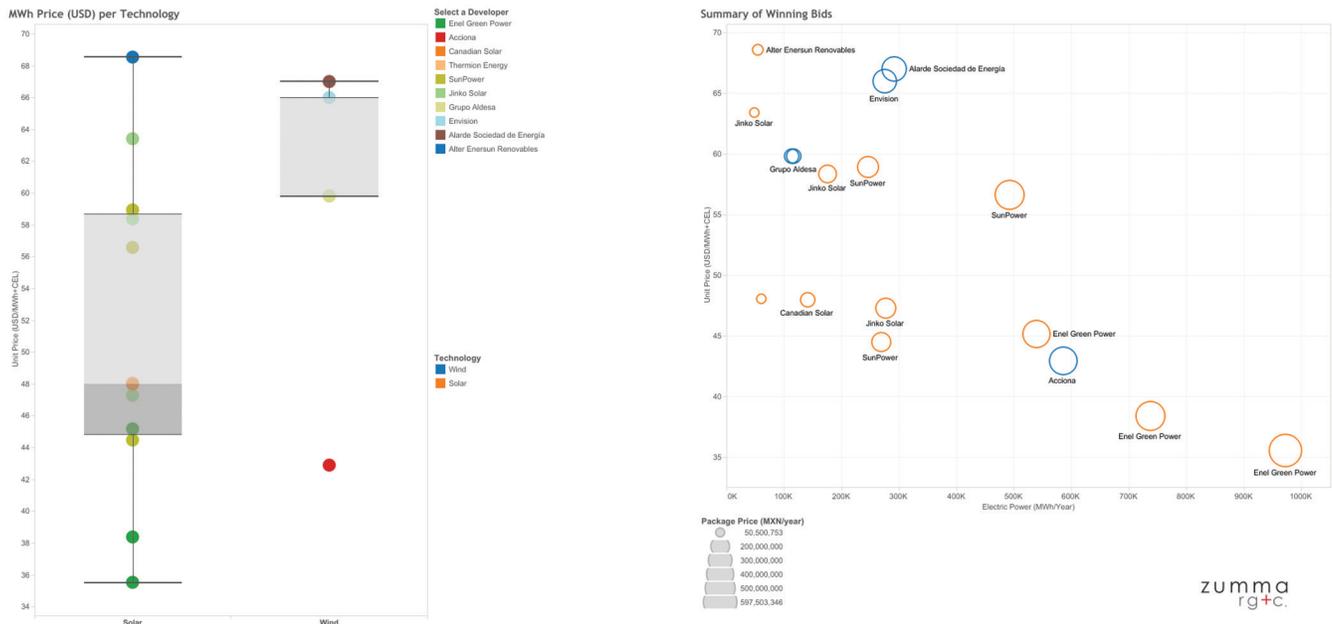
Para la tercera subasta, el precio promedio por MWh de \$ 20.57 (incluido un valor para los CELs) cayó a un nivel sustancialmente inferior a lo que muchos creen que es un costo nivelado de energía para la nueva generación de gas natural. Las fuentes del mercado creen que el valor de un CEL podría ser de \$13 a \$14/MWh, aunque estos varían ampliamente como lo muestran los resultados de la Subasta 2. Si es correcto, esto implica un costo de energía nivelado y específico para la tecnología de USD \$20.57/MWh + USD \$13.50/MWh o quizás USD \$34/MWh si las emisiones de CO2 tienen un valor de cero.

La generación de gas, probablemente la siguiente alternativa convencional de menor costo, tiene un valor adicional en comparación con las energías renovables. Estos valores adicionales incluyen contribuir a la confiabilidad de distribución y los servicios auxiliares, lo que generalmente no sucede con la energía solar y eólica; las fuentes del mercado estiman que los costos actuales de EE.UU. (en Texas) para la tecnología a base de gas son de alrededor de USD \$45/MWh, suponiendo que la multa asignada a las emisiones de CO2 de esta tecnología sea cero. Muchos observadores asumen que los precios del gas en México en el corto y mediano plazo permanecerán vinculados a los precios de mercado del gas en Texas. Además, asumiendo que las fuentes del mercado están en lo correcto al sugerir que un costo promedio en Texas (ERCOT) de USD \$9 /MWh para los servicios de conformación y reafirmación sean relevantes para México, esto significa que los precios ofrecidos por los proyectos de energía solar y eólica en la tercera subasta son creíbles y razonable ya que USD \$34/MWh + USD \$9/MWh = \$44/MWh. Finalmente, también está claro que estos recursos renovables están en “paridad de red” desde una perspectiva de costos.

Revisión de subasta 1

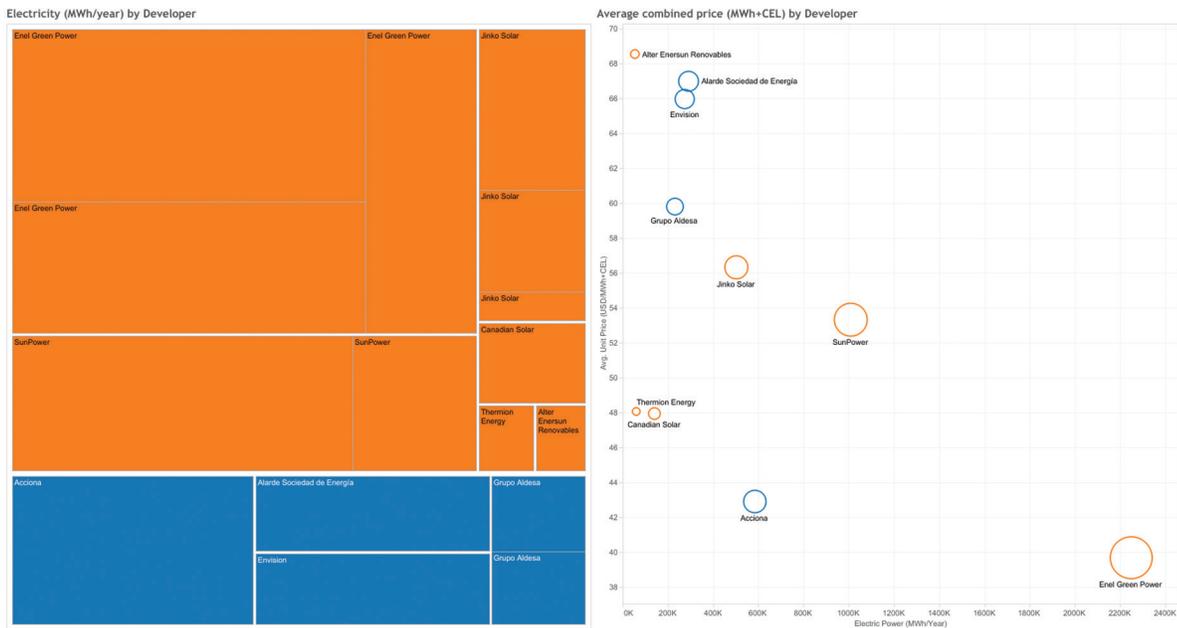
La primera subasta a largo plazo comenzó en noviembre de 2015 y finalizó en marzo de 2016 (figura 6.6). Once compañías obtuvieron contratos con 18 licitaciones ganadoras. Estas compañías seleccionadas de las 69 participantes que presentaron 227 ofertas (figura 6.7).

Figura 6.6. Resultados de precios de la subasta 1



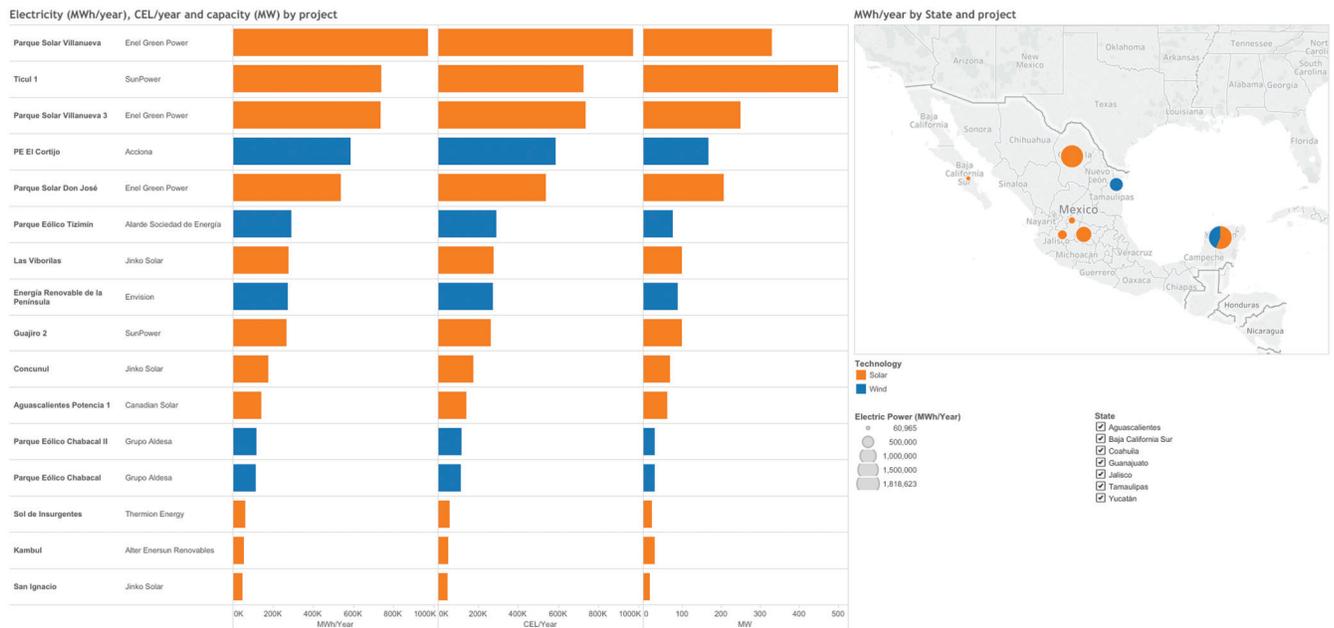
Fuente: zumma rg+c, <http://zumma.com.mx/insights.html>.

Figura 6.7. Evaluación de precios y volumen de la subasta 1



Fuente: zumma rg+c.

Figura 6.8. Evaluación de volumen y ubicación de la subasta 1



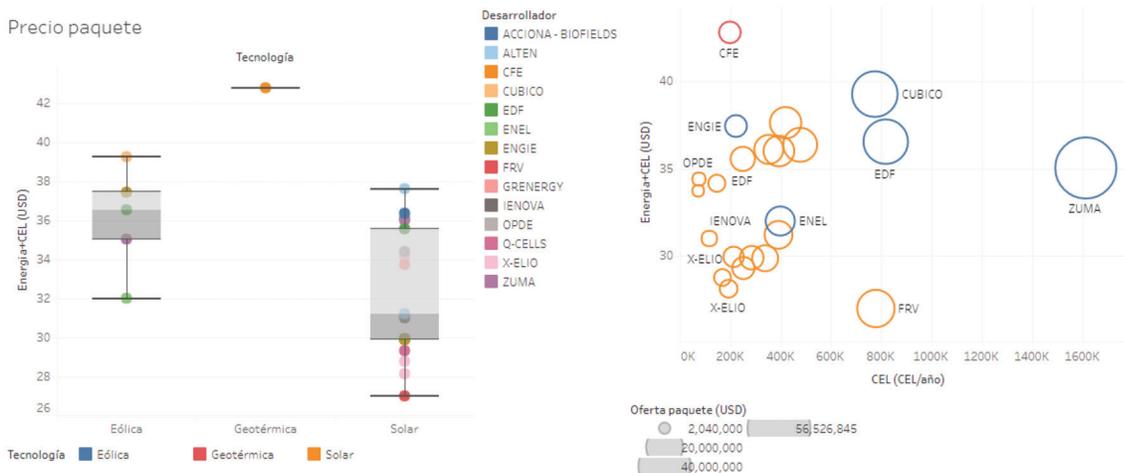
Fuente: zumma rg+c.

Se espera que los proyectos ganadores suministren 5,402,881 MWh de electricidad por año. La energía solar representó el 74 por ciento del total, la eólica el 26 por ciento. No había interés en el componente de capacidad de la compañía, ya que el precio sugerido según las reglas de la subasta era demasiado bajo.

Revisión de la subasta 2

La segunda subasta se lanzó en abril de 2016, y los resultados se anunciaron en septiembre de 2016 (figura 6.9).

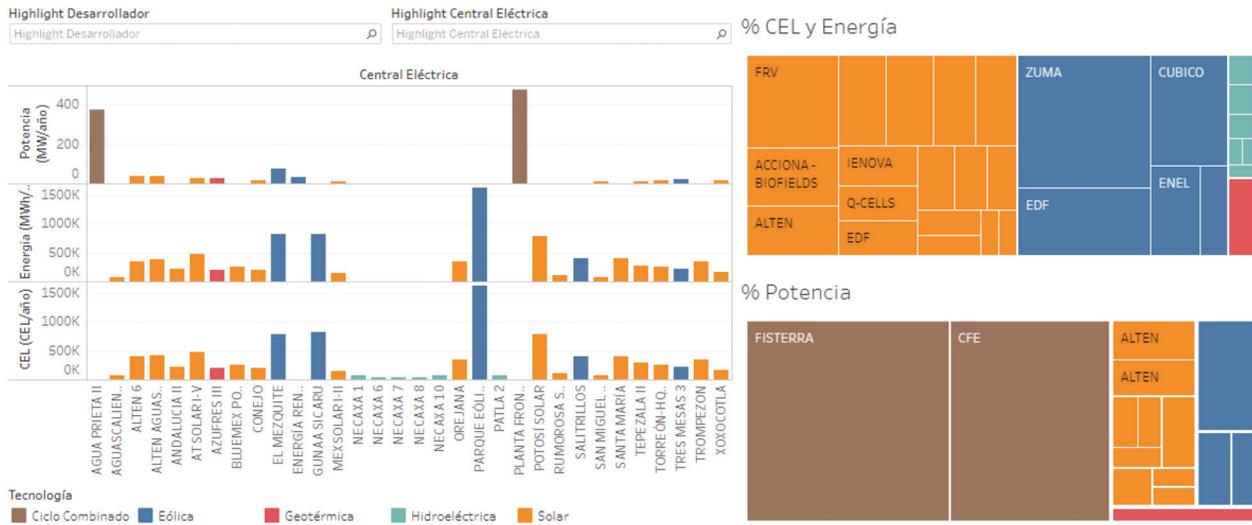
Figura 6.9. Resultados de precios de la subasta 2



Fuente: zumma rg+c.

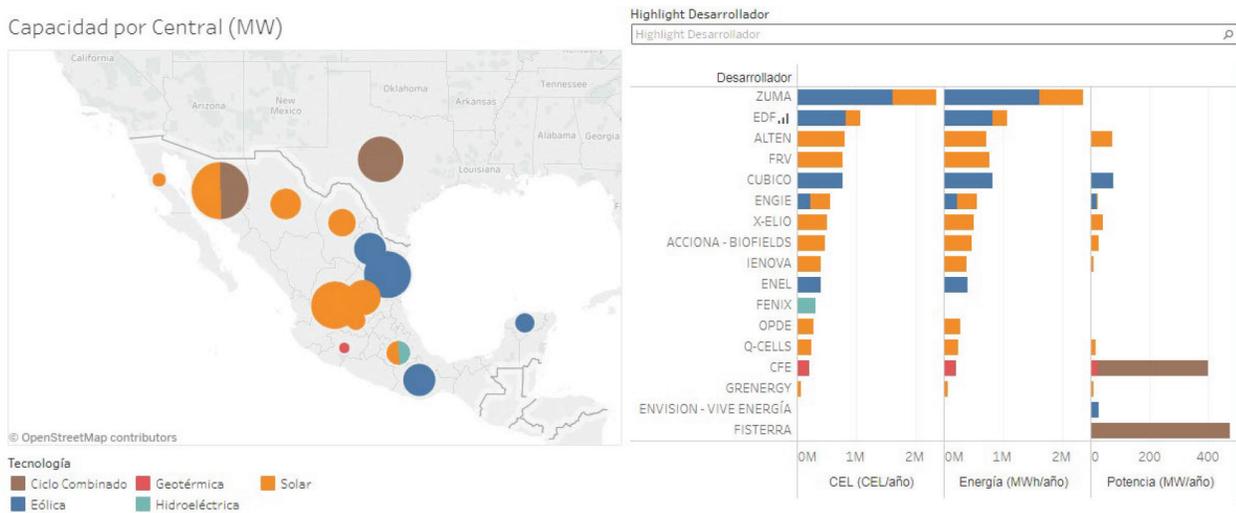
Un total de 57 compañías presentaron ofertas económicas en la competencia, de las cuales 23 entidades obtuvieron contratos (tabla 6.8). Los proyectos exitosos incluyeron 1,853 MW de energía solar, 1,038 MW de energía eólica y un proyecto geotérmico de 25-MW. Curiosamente, 68 MW de energía hidroeléctrica aseguraron CELs y un proyecto eólico de 90 MW como un contrato de capacidad firme (figura 6.10, 6.11 y 6.12).

Figura 6.10. Evaluación de capacidad y CEL de la subasta 2



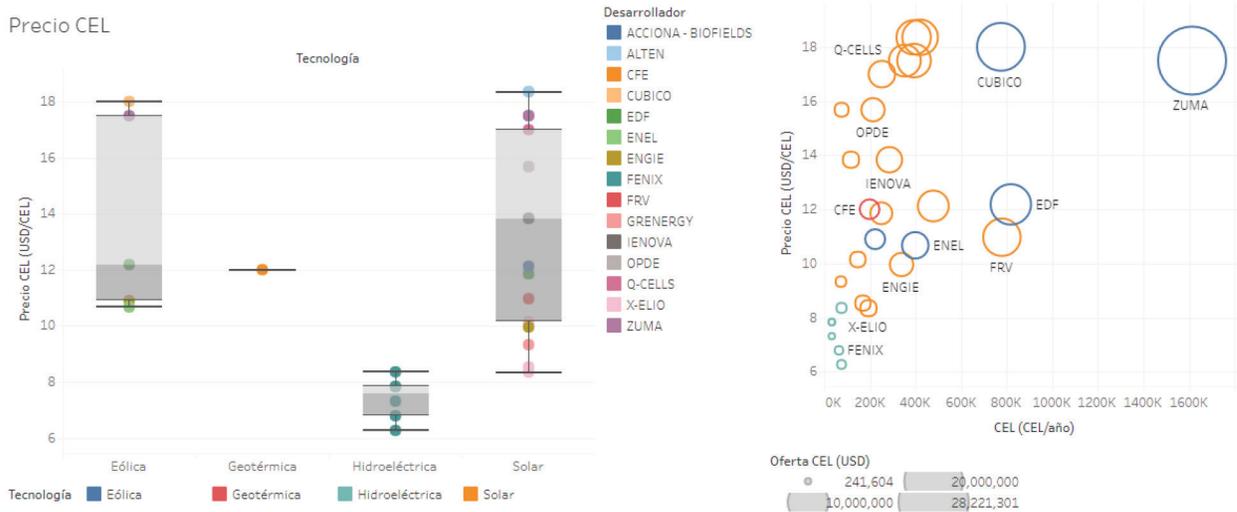
Fuente: zumma rg+c.

Figura 6.11. Evaluación del volumen y la ubicación de la subasta 2



Fuente: zumma rg+c.

Figura 6.12. Evaluación del precio del CEL y volumen de la subasta 2



Fuente: zumma rg+c.

Tabla 6.8. Evaluación de la participación de la compañía y la tecnología de la subasta 2

Participación por Desarrollador

Desarrollador	Energía (MWh/año)	Certificados (CEL/año)	Potencia (MW/año)
ZUMA	18.11% 8.38%	17.39% 8.05%	0.00% 0.00%
EDF	9.18% 2.81%	8.82% 2.70%	0.00% 0.00%
CUBICO	9.21%	8.35%	6.46%
FRV	8.74%	8.40%	0.00%
ALTEN	8.10%	8.76%	6.28%
ENGIE	2.50% 3.85%	2.40% 3.65%	1.82% 0.00%
X-ELIO	5.73%	5.50%	3.54%
ACCIONA - BIOFIELDS	5.37%	5.16%	2.44%
ENEL	4.48%	4.30%	0.00%
IENOVA	4.40%	4.34%	0.84%
OPDE	3.25%	3.12%	0.00%
Q-CELLS	2.83%	2.72%	1.54%
CFE	0.00% 2.23%	0.00% 2.14%	31.59% 2.11%
GREENERGY	0.82%	0.79%	0.84%
FISTERRA	0.00%	0.00%	40.01%
FENIX	0.00%	3.39%	0.00%
ENVISION - VIVE ENER..	0.00%	0.00%	2.53%

Porcentaje por Tecnología

Tecnología	Energía (MWh/año)	Certificados (CEL/año)	Potencia (MW/año)
Solar	54.28%	53.19%	15.49%
Eólica	43.49%	41.28%	10.81%
Geotérmica	2.23%	2.14%	2.11%
Hidroeléctrica	0.00%	3.39%	0.00%
Ciclo Combinado	0.00%	0.00%	71.59%
Grand Total	100.00%	100.00%	100.00%

Tecnología	Energía (MWh/año)	CEL (CEL/año)	Potencia (MW/año)
Solar	4,836,597	4,933,382	184
Eólica	3,874,457	3,828,757	128
Geotérmica	198,764	198,764	25
Hidroeléctrica	0	314,631	0
Ciclo Combinado	0	0	850
Grand Total	8,909,819	9,275,534	1,187

Tecnología

- Ciclo Combinado
- Eólica
- Geotérmica
- Hidroeléctrica
- Solar

Fuente: zumma rg+c.

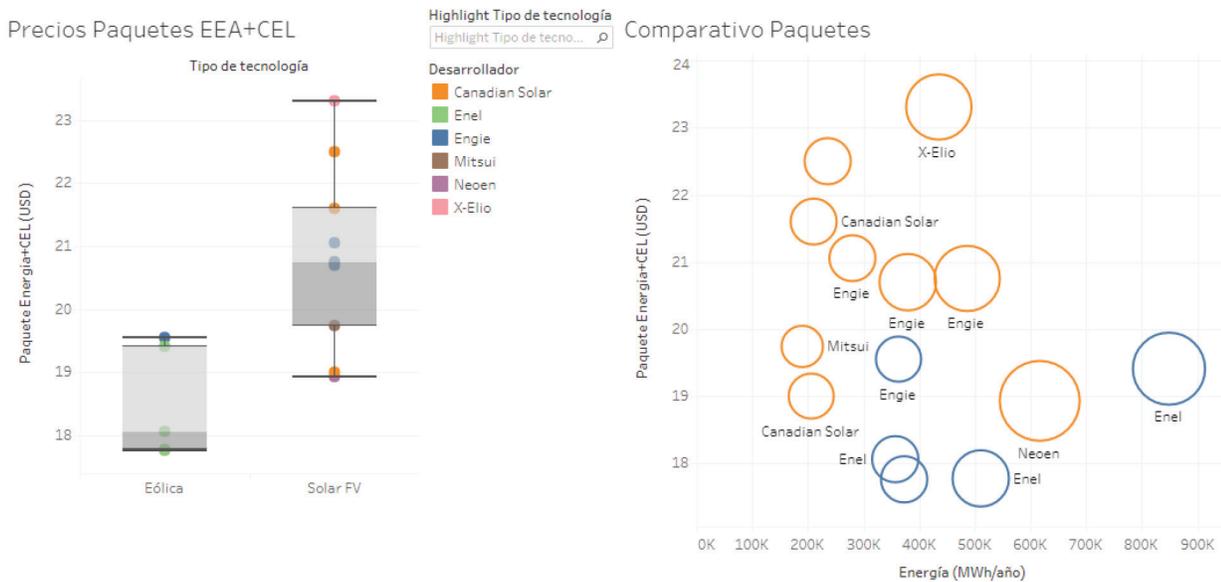
Durante la segunda subasta, la CFE ofreció comprar un mayor volumen de electricidad y se adquirieron más de 8.9 millones de MWh de suministro, lo que representó el 83.4 por ciento de la cantidad propuesta. Además, esto fue un aumento del 65 por ciento desde la primera licitación.

Zuma Energía, respaldada por Actis y Mesoamérica, recibió 725 MW. Cubico Sustainable Investments, en sociedad con Alten Energías Renovables, ganó 540 MW. La desarrolladora solar Fotowatio Renewable Ventures ganó un proyecto solar de 300 MW, mientras que EDF Energies Nouvelles ganó 252 MW de energía eólica y 90 MW de energía solar.

Revisión de la subasta 3

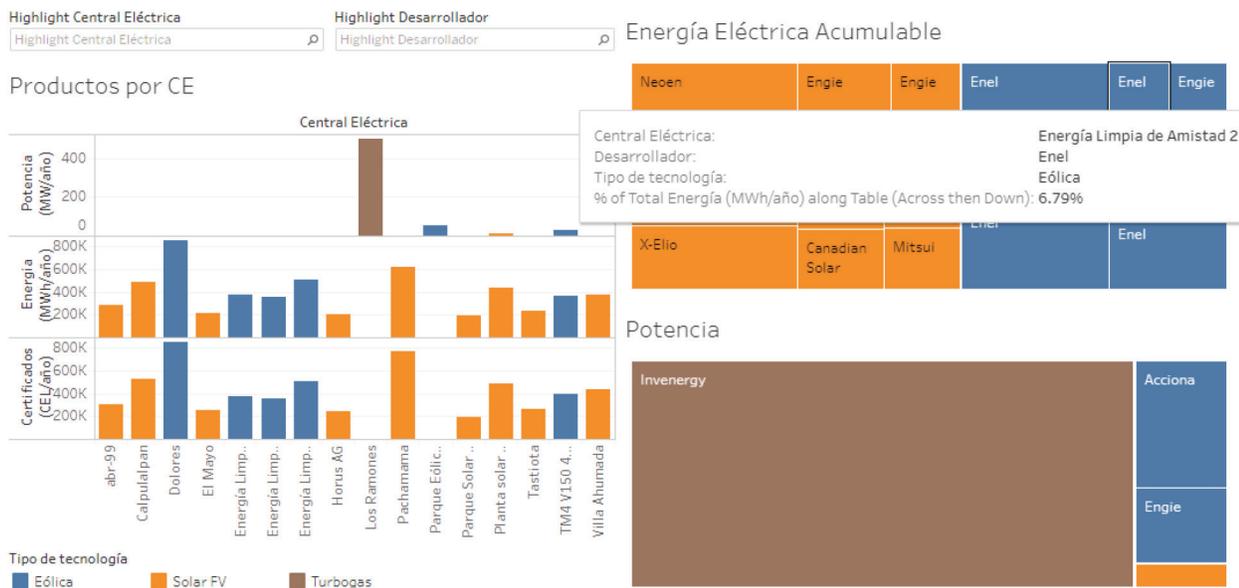
El tercer proceso comenzó en abril de 2017 y concluyó en noviembre de 2017 (figuras 6.13, 6.14, 6.15 y 6.16).

Figura 6.13. Resultados de precios de la subasta 3



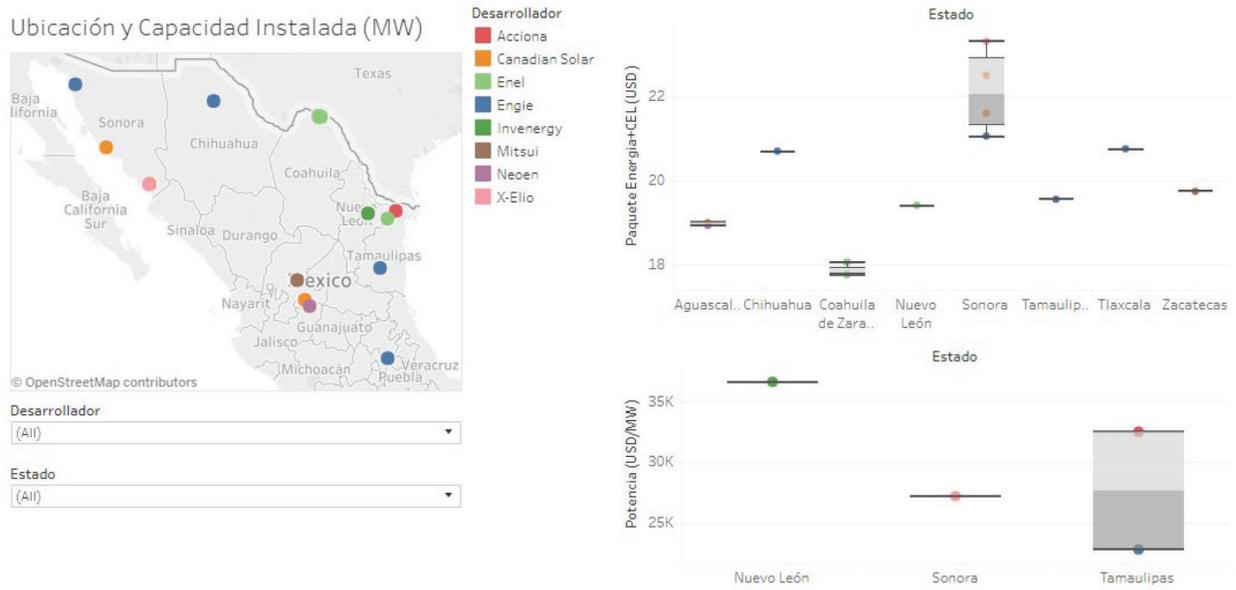
Fuente: zumma rg+c.

Figura 6.14. Evaluación de capacidad y de CEL de la subasta 3



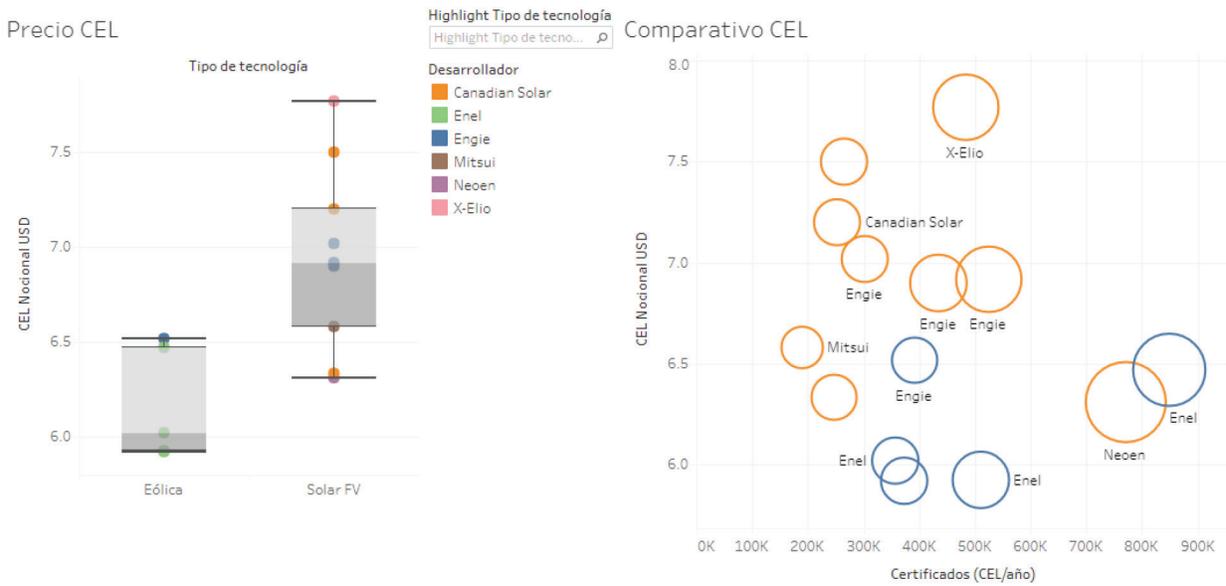
Fuente: zumma rg+c.

Figura 6.15. Evaluación de volumen y ubicación de la subasta 3



Fuente: zumma rg+c.

Figura 6.16. Evaluación del precio del CEL y volumen de la subasta 3



Fuente: zumma rg+c.

Tabla 6.9. Evaluación de la participación de la compañía y la tecnología de la subasta 3

Participación por Desarrollador

Desarrollador	% de total Energía (MWh/año)		% de total CEL	% de total Potencia (MW/año)	
Acciona	0.00%	0.00%	8.78%		
Canadian Solar	11.87%	12.85%	0.00%		
Enel	38.04%	35.10%	0.00%		
Engie	6.61%	20.86%	6.58%	21.20%	5.17%
Invenergy	0.00%	0.00%	84.36%		
Mitsui	3.46%	3.19%	0.00%		
Neoen	11.23%	12.95%	0.00%		
X-Elio	7.93%	8.13%	1.69%		

Participación por Tecnología

Tipo de tecnología	% de total Energía (MWh/año)	% de total CEL	% de total Potencia (MW/año)
Eólica	44.65%	41.69%	13.95%
Solar FV	55.35%	58.31%	1.69%
Turbogas	0.00%	0.00%	84.36%

Tipo de tecnología	Certificados (CEL/año)	Energía (MWh/año)	Potencia (MW/año)
Eólica	2,481,415	2,452,547	83
Solar FV	3,471,160	3,040,029	10
Turbogas	0	0	500
Grand Total	5,952,575	5,492,575	593

Tipo de tecnología
■ Eólica
■ Solar FV
■ Turbogás

Fuente: zumma rg+c.

Los contratos de compra de energía se adjudicaron por 5,492,575 MWh por año. En la tercera subasta se vio el aumento de compradores adicionales que celebraron contratos a largo plazo. La CFE, Iberdrola y Cemex fueron los tres compradores exitosos; los vendedores exitosos incluyeron a Engie, Enel y Neoen (tabla 6.9).

El proceso de interconexión

Una de las consideraciones importantes para el proceso de subastas a largo plazo es la designación de un proyecto como “proyecto prioritario”. Si el proyecto ha obtenido un contrato de interconexión, las ofertas presentadas reciben una designación como proyecto prioritario con una probabilidad cada vez mayor de que su propuesta sea aceptada en la subasta. Desde 2015 hasta 2017, la CRE se basó en reglas provisionales para la interconexión, ya que se estaba desarrollando un nuevo manual de interconexión más permanente. En general, las reglas provisionales son extensas y reflejan reglas en otros mercados de ISO.

Para obtener un contrato de interconexión, un desarrollador puede utilizar el proceso de planificación del PRODESEN o presentar solicitudes individuales ante la CRE. Los dos procesos presentan al desarrollador diferentes alternativas de costos y tiempo. Los términos de los contratos de interconexión están vinculados al término del permiso de generación de la CRE emitido a la planta bajo la Ley de la Industria Eléctrica. Al momento de redactar este documento, existe una gran cantidad de solicitudes pendientes, lo que retrasa las aprobaciones más allá del plazo previsto en los estatutos.

Existen numerosas ventajas al solicitar un contrato de interconexión de forma individual. Sin embargo, para proyectos que pueden tener costos sustanciales de actualización de la red, el proceso del PRODESEN puede ser preferible, ya que estos costos pueden potencialmente ser socializados al sistema. Los desarrolladores indican que el proceso del contrato de interconexión inicialmente era fuente de cierta frustración, ya que la novedad del proceso significaba que todas las partes estaban, en cierta medida, “aprendiendo sobre la marcha”. La mayoría de estos factores han sido superados. Sin embargo, el tiempo de espera necesario para obtener un permiso, especialmente bajo el proceso de solicitud individual, continúa presentando obstáculos para el desarrollo con

tiempos de entrega de 18 a 24 meses informados. Especialmente para proyectos solares, esta es una contribución importante para el desarrollo general y el cronograma de construcción.

Suministro de combustible de gas natural

La reforma energética en México ha sido un compromiso de gran alcance. Para el gas natural y productos refinados como el diesel, Pemex ha sido históricamente el proveedor de la CFE. En México, Pemex fue durante mucho tiempo el principal proveedor de gas natural y operador del sistema de gasoductos conocido como Sistema Nacional de Gasoductos (SNG). Además, había gasoductos privados que operaban fuera del SNG.

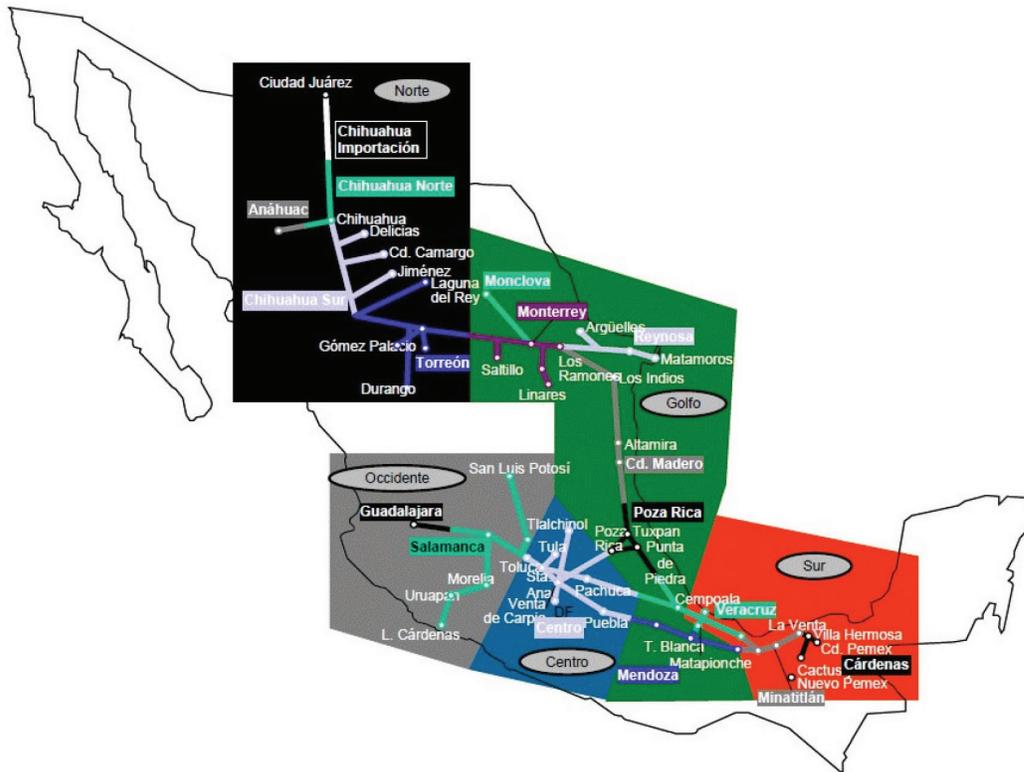
Desarrollo de CENAGAS y su relación con la VPM

A partir de 2015 y 2016, la operación del SNG fue transferida a CENAGAS. Al igual que el CENACE funciona como un ISO para facilitar el acceso abierto, el CENAGAS está diseñado para hacer lo mismo para el SNG.³⁰⁴293 En el pasado, los precios del gas natural en México estaban vinculados a los precios del gas natural en los EE.UU. a través de una tarifa de Pemex. Conocida como Venta de Primera Mano (VPM), la fórmula se basó en los precios de EE.UU. en el sur de Texas y los vinculó a dos puntos: Reynosa y la planta de Ciudad Pemex. La VPM tomó el precio del producto de origen y agregó los costos de transporte, distribución y comercialización. Para Pemex, esto resultó ser un compromiso cuyo único resultado era perder dinero, en gran parte debido a los costos asociados con los ajustes y el funcionamiento del sistema. En junio de 2017, se finalizó formalmente el programa VPM (figura 6.17).

En general, la reforma energética ha buscado honrar los contratos existentes. Los contratos legados de compra de energía a largo plazo con la CFE generalmente se basan en el suministro de combustible de gas en VPM o en acuerdos hechos directamente con Pemex, y los costos de la gasolina generalmente se transfieren al comprador, la CFE. Por lo tanto, hay poca presión para renegociar. Para hacer la transición del petróleo como combustible marginal y reducir los costos del sistema, la CFE expandió sustancialmente los nuevos gasoductos (figura 6.18). Muchos de estos gasoductos dan soporte a plantas de generación específicas, especialmente en el Noroeste. Se espera que otros alivien las restricciones de suministro de gas en el Centro y el Sur. Para aliviar estas restricciones, el cambio de combustible a GNL importado o combustóleo suele ser la solución elegida.

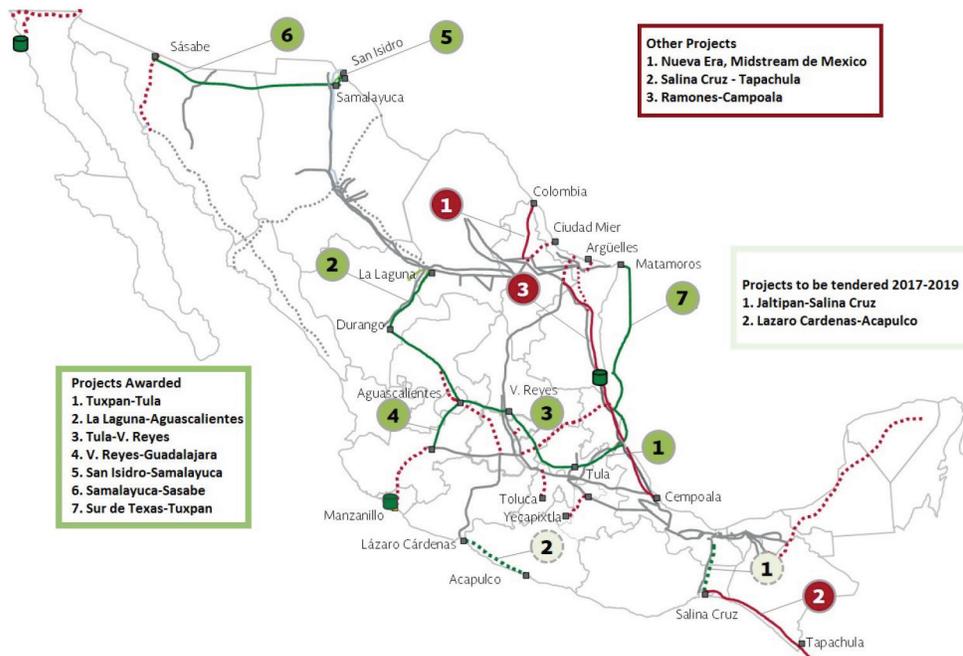
304 SENER) *Prospectiva de gas natural, 2017–2031* (Ciudad de México: SENER, 2017), www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284343/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf.

Figura 6.17. Zonas de entrega de gas de VPM



Fuente: Pemex.

Figura 6.18. Proyectos de gasoductos de expansión de cinco años de CENAGAS



Fuente: SENER, "Segunda revisión anual, plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural 2015–2019" Recuperado el 31 de marzo de 2017, <https://www.gob.mx/sener/articulos/segunda-revision-anual-del-plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2015-2019?idiom=es>.

Precios de entrega de GNL

Los precios de entrega en México han seguido en gran medida los precios de los productos de consumo en los EE.UU. Bajo el programa de VPM, los precios de entrega han sido los más altos en las regiones más alejadas de los puntos de inyección en Reynosa y Ciudad Pemex. Como resultado, las regiones del Norte y del Golfo a menudo han tenido las entregas de gas a los precios más bajos, mientras que el Centro y el Oeste han experimentado costos más altos (tabla 6.10).

Tabla 6.10. Precios históricos del gas industrial entregado por zona (USD \$/MMBtu)

Zona de entrega (gas, \$/MMBtu)	2013	2014	2015	2016	2017
Golfo	\$5.20	\$6.00	\$3.90	\$3.80	
Central	\$7.00	\$7.40	\$5.20	\$5.10	
Norte	\$6.10	\$6.70	\$4.60	\$4.20	
Oeste	\$6.40	\$6.80	\$4.70	\$4.80	
Sur	\$6.10	\$6.80	\$4.70	\$4.40	
Crudo Maya Mexicano (\$/bbl FOB)	\$97.25	\$85.79	\$44.02	\$36.40	\$46.95
Costa del Golfo ULSD Gasóleo No 2 (\$/gal)	\$2.97	\$2.71	\$1.58	\$1.32	\$1.62
Costa del Golfo ULSD Gasóleo No 2 (\$/MMBtu)	\$21.56	\$19.68	\$11.45	\$9.60	\$11.79

Fuente: CRE, "Precios gas natural a usuarios finales", <https://datos.gob.mx/busca/dataset/precios-de-gas-natural-usuarios-finales>; U.S. Energy Information Administration, (EIA), "U.S. FOB Costs of Mexican Maya Crude Oil," 01 de mayo de 2018, <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=IMX2810004&f=M>; and EIA, "U.S. Gulf Coast Ultra-Low-Sulfur No 2 Diesel Spot Price, Annual," 2016, https://www.eia.gov/opendata/qb.php?category=241335&sid=PET.EER_EPD2DXL0_Pf4_RGC_DPG.A.

Precios del mercado de energía

Los costos a corto plazo y los precios diarios por zona principal se muestran en la tabla 6.11.

Tabla 6.11. Precios históricos de energía por región (Nom \$ USD/MWh)

Área de control	2013	2014	2015	2016 (DA)	2017 (DA)
Noroeste	\$108.30	\$65.90	\$49.20	\$44.28	\$52.63
Norte	\$99.00	\$58.00	\$44.10	\$43.34	\$61.82
Noreste	\$97.00	\$57.40	\$44.50	\$43.64	\$56.96
Oeste	\$103.40	\$60.50	\$47.10	\$47.32	\$66.38
Central	\$101.90	\$59.90	\$47.10	\$46.21	\$65.69
Este	\$101.40	\$59.60	\$48.00	\$46.97	\$67.18
Península	\$108.00	\$73.30	\$68.80	\$53.02	\$83.73
BC	\$31.60	\$38.40	\$23.40	\$30.32	\$31.35
BCS	\$231.80	\$223.30	\$139.10	\$108.16	\$134.99

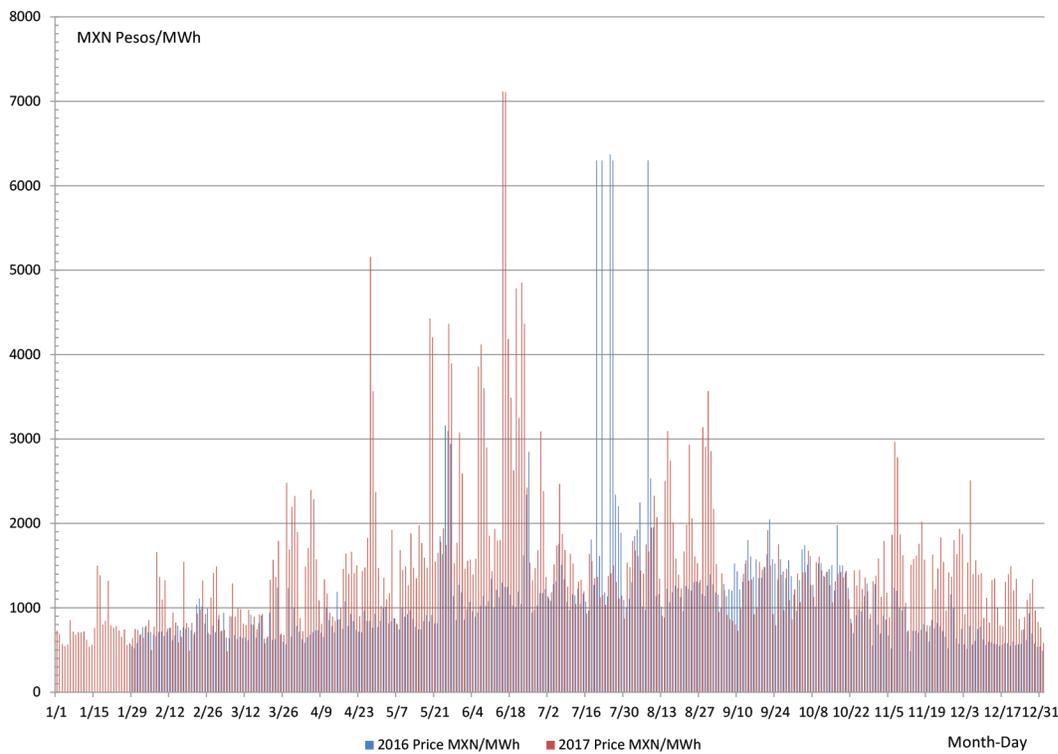
Fuente: CFE, CENACE, utilizando datos que representan las zonas y los tipos de cambio.

En enero de 2016, comenzó a funcionar el mercado diario organizado por el CENACE. Antes de eso, la CFE reportó costos marginales a corto plazo. Sin embargo, estos costos no incluyeron los efectos de transmisión

(congestión), pérdidas y efectos de licitación. Las tendencias de los precios de la energía en general están fuertemente influenciadas por los precios del petróleo y el consumo de productos refinados. Baja California es una excepción, ya que su red está sincronizada con la red CAISO (figuras 6.19 y 6.20; tabla 6.12).

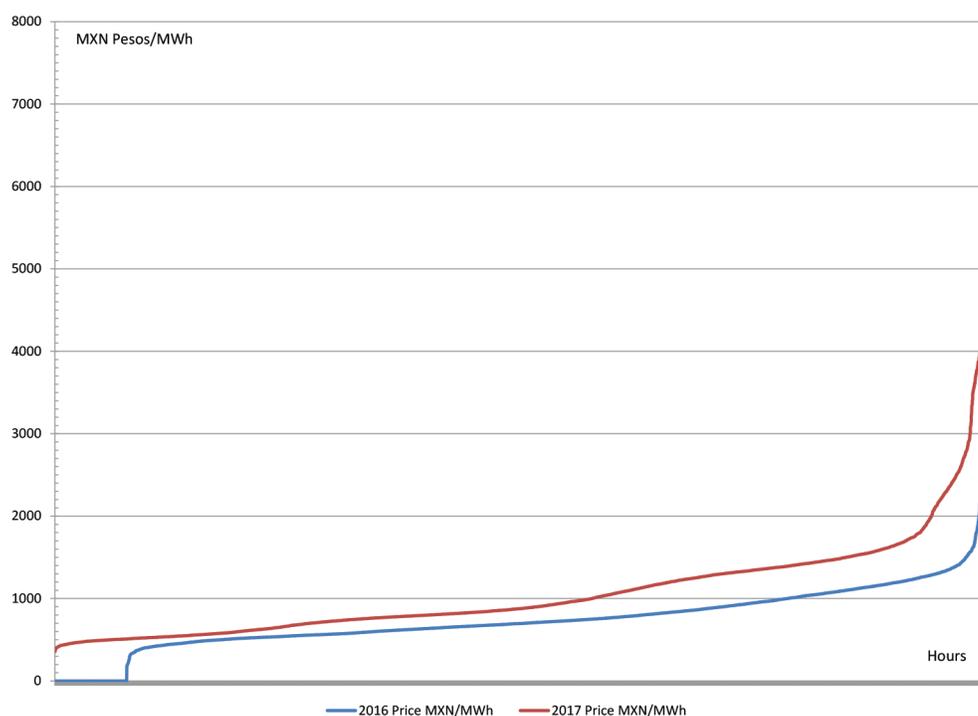
La tasa de calor implícita se puede calcular dividiendo el consumo de combustible entre la generación. Dado que el gas natural es frecuentemente el combustible marginal, el cálculo se aproxima a la eficiencia de conversión del sistema en una región específica. A partir de 2014, las tasas de calor implícitas nacionales promediaron entre 10,000 y 12,000 unidades térmicas británicas por kilovatio-hora (Btu/kWh). Además, las pérdidas eléctricas totales (técnicas y otras) se han mantenido en el 13 a 15 por ciento durante el mismo período. Ambas son relativamente altas en comparación con otros mercados de América del Norte.

Figura 6.19. 2016 vs. 2017 Precios diarios de energía del Noreste



Fuente: CENACE, utilizando datos que representan la zona del Noreste.

Figura 6.20. Precios diarios de energía ordenados por hora del Noreste para 2016 y 2017



Fuente: CENACE, utilizando datos que representan la zona del Noreste.

Tabla 6.12. Precios diarios de energía ordenados por hora del Noreste para 2016 y 2017

	2016	2017	2016	2017
	MXN/MWh	MXN/MWh	USD/MWh	USD/MWh
Lo	\$0.00	\$357.55	\$0.00	\$18.90
1%	\$0.00	\$438.29	\$0.00	\$23.17
5%	\$0.00	\$493.08	\$0.00	\$26.07
10%	\$406.18	\$525.18	\$21.74	\$27.77
50%	\$697.71	\$878.66	\$37.35	\$46.45
90%	\$1,192.66	\$1,643.93	\$63.84	\$86.91
95%	\$1,137.87	\$2,216.89	\$70.55	\$117.20
99%	\$1,943.53	\$3,878.21	\$104.03	\$205.04
Hi	\$6,369.53	\$7,115.60	\$340.97	\$376.19

Fuente: CENACE, utilizando datos que representan la zona del Noreste.

Precios históricos de capacidad

Como se mencionó anteriormente, el mercado de ajuste de capacidad opera de manera retroactiva solamente. La tabla 6.13 muestra los resultados en las zonas SIN, BC y BCS.

Tabla 6.13. Precios de capacidad por zona

Año	Zona	Costos fijos totales (\$/kW-año)	Ingresos energéticos (\$/kW-año)	“Económicamente Eficiente” UCAP (VIRPe RP)	Precio de capacidad neta (\$/kW-año)
2016	SIN	\$109.43	\$77.43	15.3%	\$64.63
2016	BC	\$90.55	\$20.108	16.4%	\$134.23
2016	BCS	\$149.46	\$36.08	32.7%	\$66.39
2017	SIN	\$102.62	\$135.09	15.3%	\$37.52
2017	BC	\$83.72	\$13.46	16.4%	\$31.41
2017	BCS	\$139.04	\$9.95	32.7%	\$145.64

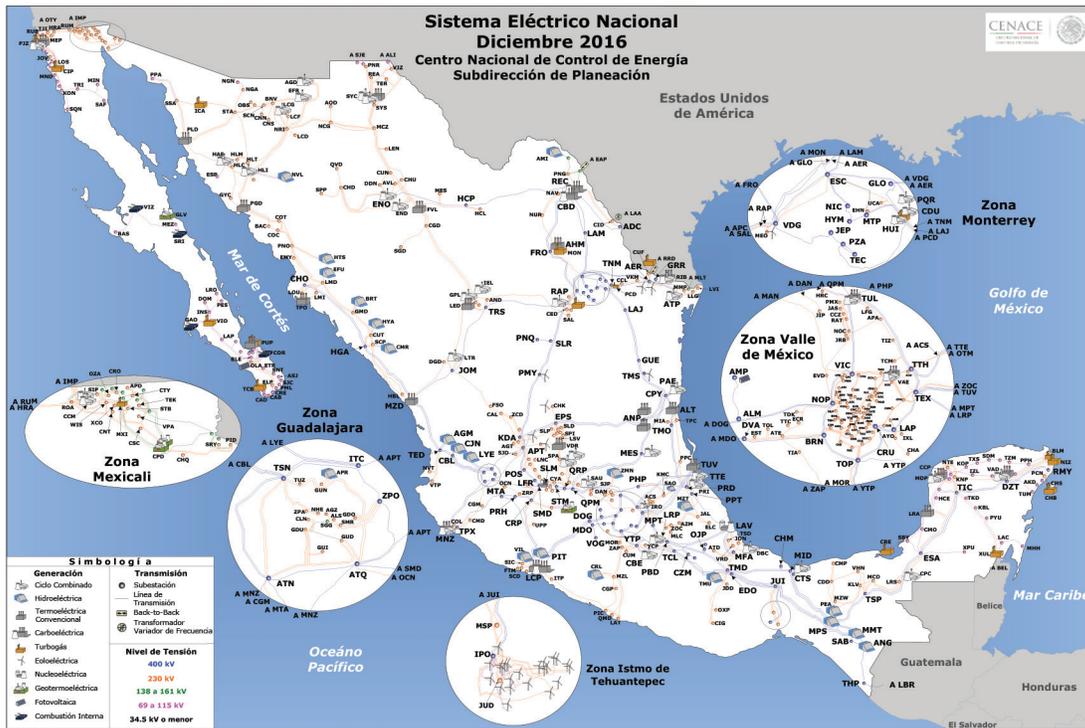
Fuente: CENACE. Nota: Margen de reserva definido contra la demanda promedio durante 100 horas críticas. Véase CENACE, “Resultados del mercado para el balance de potencia”, <http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ResultadosMercadoBalancePotencia.aspx>. El “precio de la capacidad neta” FX es promedio. Costos fijos e ingresos energéticos informados por el CENACE.

Inicialmente, muchos pensaron que México tendría una gran capacidad; sin embargo, el proceso de capacidad demuestra que hubo una reducción significativa de la velocidad entre la capacidad instalada y la disponibilidad real medida durante las horas críticas. Como una flota, en SIN el promedio es 77 por ciento de la capacidad instalada, incluyendo quizás el 65 por ciento para las principales unidades de petróleo/gas y el 87 por ciento para las principales unidades de CC.

Sistema de transmisión existente y cambios planificados

La red eléctrica mexicana de transmisión comprende más de 100,000 kilómetros (km) de líneas de transmisión y casi 200,000 megavoltios-amperios (MVA) de capacidad de transformador de 69 kilovoltios (kV) a 400 kV (figura 6.21).

Figura 6.21. Sistema de transmisión de alto voltaje

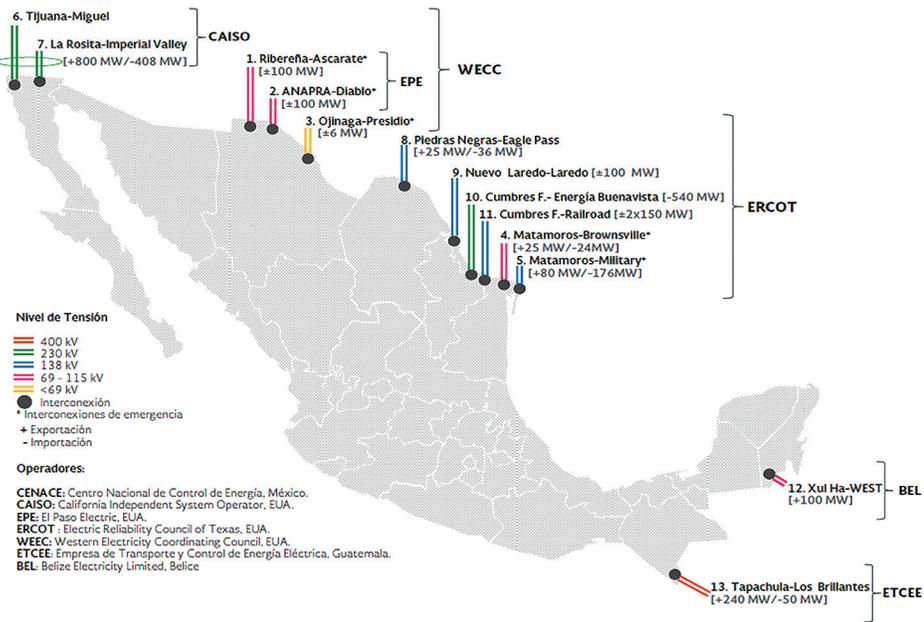


Fuente: “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional.”

Interconexiones y capacidades de transferencia interna

El sistema de alto voltaje también se conecta con los países vecinos (figuras 6.22 y 6.23). Existen vínculos externos con Belice, Guatemala y Estados Unidos. La capacidad total de transferencia con los dos primeros es de aproximadamente 100 MW con Belice y 240 MW con Guatemala. Para los Estados Unidos, 530 MW de exportación y 636 MW de importación se transfieren con el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas a través de una serie de enlaces de DC. Otras transferencias incluyen aproximadamente 200 MW con El Paso Electric en WECC, y dos conexiones sincrónicas entre la red de CAISO y la región de Baja California en Tijuana y la planta de CC de La Rosita.

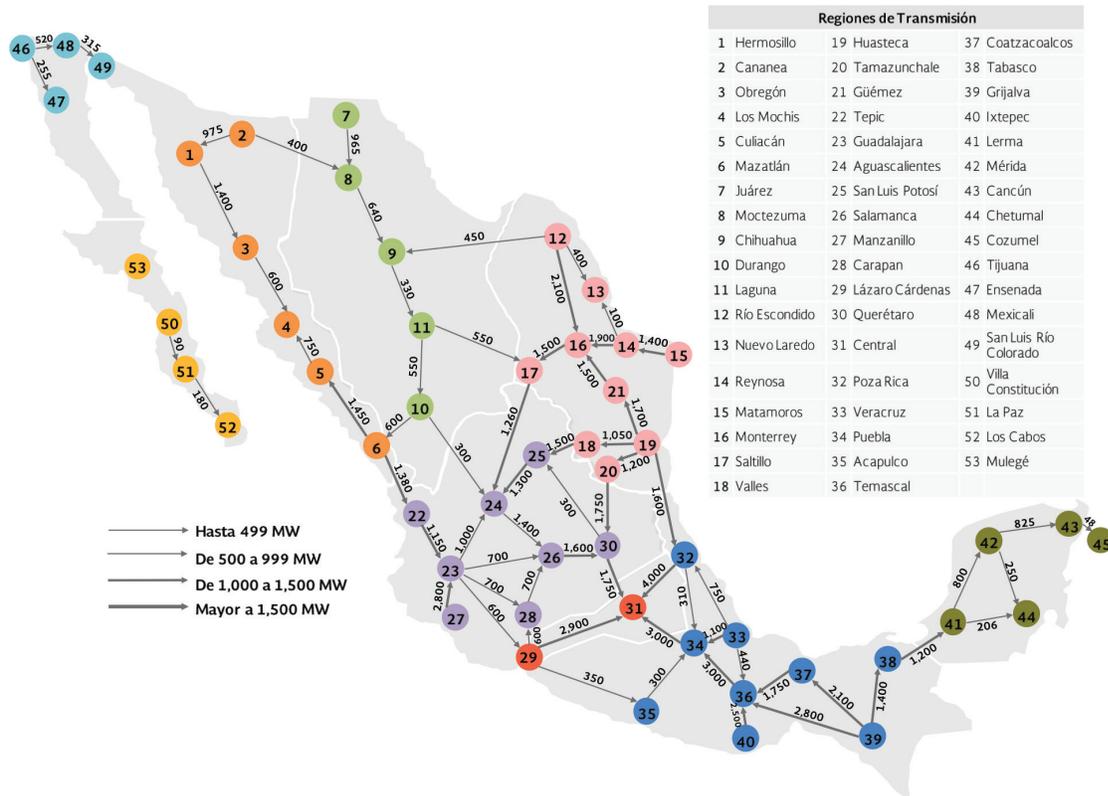
Figura 6.22. Capacidades de transmisión transfronteriza existentes



Fuente: “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional.”

Figura 6.23. Capacidades de transferencia de transmisión interna

(Megawatt)



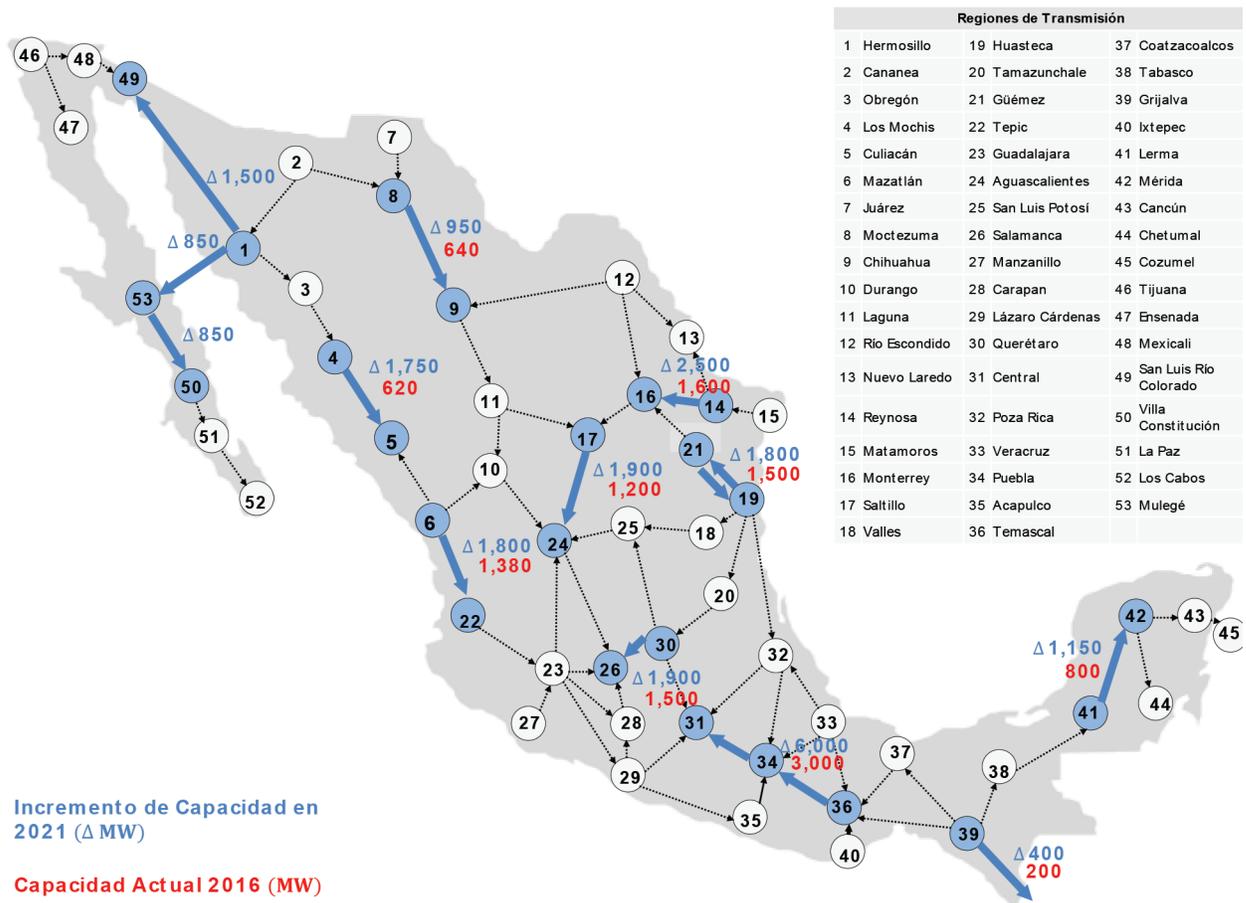
Fuente: “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional.”

Congestión y mejoras planificadas

El documento de planificación del PRODESEN identifica los problemas de transmisión existentes y las mejoras planificadas. Estos problemas incluyen una falta de interconexión entre las redes de BC, BCS y SIN; restricciones en las regiones del Norte y el Noroeste (que están viendo un gran desarrollo de capacidad); transmisión limitada a la Península de Yucatán, que se refleja en los precios más altos y el apagón en toda la península en junio de 2017 debido a una falla en la transmisión; y restricciones de importación en la región de la capital.

La SENER ha priorizado y autorizado una serie de proyectos para abordar estos problemas. La figura 6.24 ilustra algunos de los cambios más importantes.

Figura 6.24. Expansión planificada



Fuente: "Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional."

El PRODESEN 2017 ofreció detalles sobre la capacidad futura de generación de energía y la matriz de combustibles. También proporcionó información sobre las inversiones esperadas en el sistema eléctrico nacional, así como proyecciones de demanda y capacidad. En general, se espera que la capacidad de generación de electricidad a escala de servicios públicos de 55,840 MW en los próximos 15 años satisfaga la creciente demanda, y se espera que el 63% de los nuevos despliegues se realicen con energía eólica, solar y cogeneración eficiente. Las inversiones en la transmisión incluirán varios proyectos de interconexión, 23,772 km de nuevas líneas de transmisión y 58,099 MVA de capacidad adicional de transformador.



Bajo la reestructuración, los participantes privados pueden financiar, operar, mantener y expandir la red de transmisión y distribución. Las actualizaciones de transmisión más pequeñas y estándar siguen siendo responsabilidad de la CFE. Además, es probable que se adjudiquen los proyectos “estratégicos” más grandes y no estándar en un proceso de licitación competitiva. Los proyectos para la península de Baja California y para Cozumel son dos procesos identificados. El proceso de Baja California prevé una línea de transmisión de corriente continua de alto voltaje de 1.5 GW de 1,400 km de longitud que conecte la red de California en Mexicali con la de SIN cerca de Hermosillo, Sonora. Este proyecto se inició en diciembre de 2017 y 45 compañías han expresado su interés. La inversión se estima en USD \$1.1 mil millones.

El sistema de distribución y la generación distribuida

Actualmente, la red de distribución eléctrica mexicana comprende más de 750,000 km de líneas de distribución. Bajo los términos de la Ley de la Industria Eléctrica, el sistema de distribución sigue siendo administrado por la CFE. El proceso PRODESEN prevé que los proyectos de transmisión y distribución representarán alrededor del 20 por ciento del total de los USD \$107 mil millones invertidos en los próximos 15 años. Se espera una inversión en transmisión de USD \$12 mil millones, con un 89 por ciento del gasto a realizarse en los próximos cinco años.³⁰⁵

Para la distribución, se prevé una inversión de USD \$9.6 mil millones para proyectos de expansión y modernización de la distribución, incluido el desarrollo de redes inteligentes. Entre 2017 y 2024, se espera que se inviertan entre USD \$500 millones y USD \$650 millones cada año. Dados los desarrollos técnicos y económicos en otros mercados en América del Norte, esta perspectiva de distribución puede estar sujeta a algunos cambios.

En algunos casos, ciertos tipos de recursos de energía distribuidos pueden sustituir las adiciones de cables del sistema de distribución. Además, en los últimos años, la generación distribuida, un tipo de recurso energético distribuido, ha crecido. La generación distribuida puede requerir actualizaciones de distribución o aliviar las restricciones según las condiciones locales. Se define como un generador exento que no requiere un permiso de la CRE. Para lograr esta designación, el activo debe tener un tamaño inferior a 0.5 MW y estar conectado a un circuito de distribución con una alta concentración de centros de carga. Un proveedor de generación distribuida puede participar en el MEM si está representado por un proveedor básico o calificado. La CRE ha desarrollado un contacto modelo para el proveedor básico, así como metodologías para la medición neta, la facturación neta y las ventas de energía. A finales de 2016, México tenía una capacidad de generación distribuida de 247.6 MW. Las instalaciones solares de menos de 30 kW representaron el 50 por ciento del total, mientras que el 48 por ciento eran instalaciones solares de más de 30 kW pero menores de 500 kW (figura 6.25).

305 “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional.”

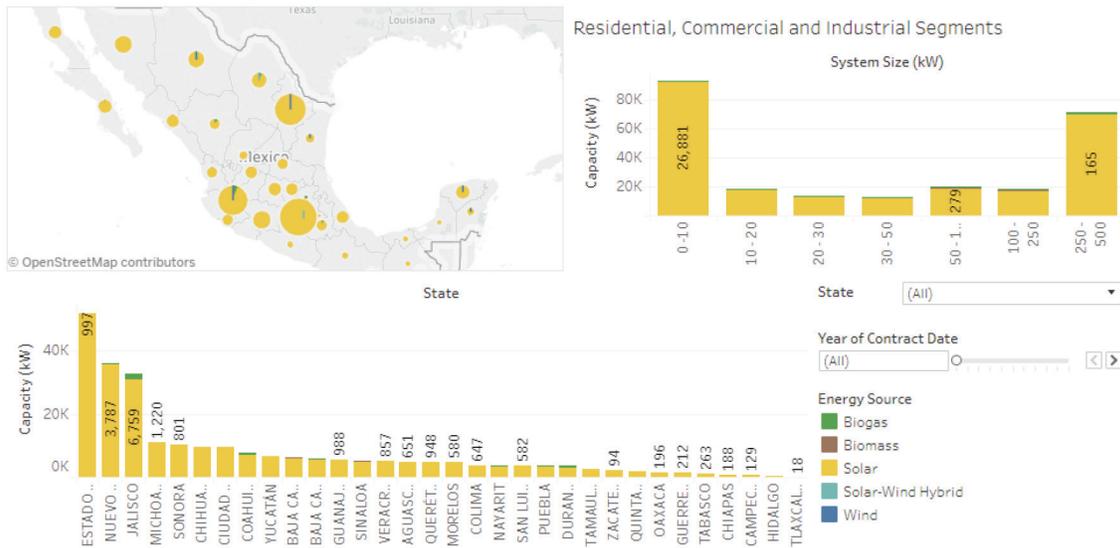
Figura 6.25. Capacidad de generación distribuida y fuentes de energía



Fuente: zumma rg + c.

En diciembre de 2017, se publicó un mapa de ruta para el desarrollo solar. Para 2030, el mapa de ruta prevé 22 GW de capacidad fotovoltaica instalada en 2030, con 9 GW de plantas a gran escala y 13 GW de sistemas solares de generación distribuida. Además, el mapa de ruta estableció un objetivo provisional para 2024 de cinco GW a gran escala y dos GW de generación solar distribuida (figura 6.26).

Figura 6.26. Tamaño y ubicación del sistema de generación distribuida



Fuente: zumma rg + c.

Estado de desarrollo del proyecto

Hasta la fecha, los éxitos de desarrollo de proyectos más tangibles como resultado de la reestructuración se concentran en el proceso de subasta a largo plazo para la generación. Las primeras tres subastas adjudicaron más de 6,500 MW de contratos de compra de energía de generación. Durante tres procesos llevados a cabo durante un año y medio, la participación ha sido sustancial.

Si bien la adjudicación de contratos de compra de las subastas a largo plazo es un signo tangible e importante de éxito, algunos proyectos de energías renovables también han logrado obtener contratos de compra fuera del proceso patrocinado por el CENACE. Este logro es otro indicador importante del éxito. Sin embargo, la conversión de estos compromisos a proyectos viables que han alcanzado el cierre financiero ha demostrado ser un desafío mucho más grande. En primer lugar, la ingeniería financiera necesaria para satisfacer a los obligacionistas significó que la estructura tradicional de financiamiento de proyectos utilizada en otros lugares de América del Norte necesitaba modificaciones. Es importante destacar que la comunidad de desarrollo, el gobierno y el CENACE han utilizado otros intermediarios, como los bancos de desarrollo, para aceptar algunos de los riesgos que los mercados de capital del sector privado encuentran difíciles de sostener. Los participantes clave han incluido el Banco de Desarrollo de América del Norte. En segundo lugar, el proceso de licitación por sí mismo podría haber incluido más detalles que podrían haber simplificado el proceso para alcanzar el cierre financiero, como el perfil de salida que se licitó (por ejemplo, P50, P99) para las energías renovables intermitentes. Estos detalles conducen a un proceso no estándar para los mercados de capital y retrasos en el cierre. El proceso también expuso las diferencias entre los bancos comerciales privados de primera línea en la estandarización de la relación deuda-capital que podría ser aceptable para los mercados de capital. Hoy en día, predomina una relación de deuda/capital del 70%/30% al 60%/40% gracias al importante papel de los bancos de desarrollo en asumir riesgos selectos, especialmente con respecto al perfil y al tenor.

El trabajo futuro podría ser útil para identificar mejoras y desbloquear un mayor aprovechamiento. Las principales de estas mejoras podrían ser las soluciones del mercado de capital en el área de disponibilidad y vigencia. El objetivo aquí sería aumentar la relación de engranajes cubriendo ciertos riesgos mediante contratos de “mejora” con terceros que podrían ofrecer los participantes orientados a los seguros con una escala de capital global. Este tipo de participación también podría ser clave para mejorar el tamaño del almacén de riesgos de los bancos de desarrollo.

En el mediano plazo, un mayor desarrollo de las estructuras de mercado en los mercados de gas natural de México (por ejemplo, una mayor disponibilidad de programas de liberación de capacidad, o más opciones para el suministro de gas y precios firmes) podría llevar a terceros a poder ofrecer productos que garanticen precios fijos. Esto permitiría licitaciones de precios de mercado parcialmente variables en el mercado de subastas a largo plazo, lo que reduciría la necesidad de que los participantes del CENACE (es decir, la CFE y otros compradores externos) acepten el riesgo del precio fijo.

Para muchos analistas, un riesgo importante para la reestructuración general sigue siendo el proceso de desarrollo en las subastas a largo plazo. Los analistas han estado abordando varias preguntas importantes sin resolver:

- ¿Son los precios ofrecidos (especialmente en la tercera subasta) suficientes para compensar a los accionistas y permitir la cobertura del servicio de la deuda en un rango razonable de resultados?

- Dado el tiempo que han tardado las adjudicaciones en las dos primeras subastas para alcanzar el cierre financiero, ¿se completarán todos los proyectos y se realizará la operación comercial de manera oportuna?
- Los participantes del mercado informaron que algunos proyectos de las dos primeras subastas se compraron para la venta a nuevos terceros para su finalización. ¿Fue el proceso de calificación lo suficientemente robusto? ¿El nivel de garantías y sanciones, así como los precios adjudicados impuestos por el CENACE, son suficientes para incentivar a los desarrolladores a completar con éxito sus proyectos? ¿Cuáles son las consecuencias para la confiabilidad del sistema si ciertos proyectos adjudicados se retrasan o no se completan en absoluto?

En el momento que se redacta este documento, el proceso de solicitud de transmisión estratégica está en marcha y tentativamente se completará en el tercer trimestre de 2018. Muchas partes han expresado interés en este proceso. Como resultado, la mayoría de los analistas confían en que se producirá un proceso competitivo. Algunos desarrolladores sugieren que el proceso puede ser hipercompetitivo y están optando por no participar en estos primeros proyectos.

Algunos grandes participantes internacionales que de otro modo podrían participar en el proceso de subasta a largo plazo han tenido opiniones cautelosas similares. Como resultado, algunos desarrolladores y patrocinadores de capital privado han recurrido al mercado bilateral fuera de las subastas para ayudar en los márgenes disponibles para el proyecto. Al garantizar descuentos a la tarifa del Servicio Básico, estas compañías esperan que el estado de su proveedor calificado pueda mejorar los márgenes del proyecto al vender directamente a los usuarios calificados. En los primeros tres años después de que comenzó la reestructuración, estos usuarios calificados que ingresaron en las transacciones eran muy escasos. A medida que los proyectos amparados que iniciaron según las reglas antiguas y protegidos durante la transición comenzaron a asumir menos importancia, este tipo de transacción de proveedor calificado/usuario calificado puede asumir una importancia continua. Los proveedores calificados están comenzando a considerar que los precios pueden volverse más volátiles en el proceso de reestructuración y no entrarán como muchos creyeron anteriormente en el proceso. Además, las necesidades de crecimiento, confiabilidad y carga adicional sugieren que al menos algunos de estos usuarios calificados están reconsiderando su estrategia inicial.

Problemas adicionales

Además de las complicaciones en el proceso de financiamiento y desarrollo derivadas de la reestructuración, México enfrenta otros desafíos de desarrollo de mercados y proyectos en las áreas de capital humano y transferencia de tecnología.

Históricamente, la CFE jugó un papel importante en el desarrollo del capital humano del sector energético mexicano. La organización históricamente ha proporcionado empleos a largo plazo que han brindado oportunidades tanto para graduados recientes como para ejecutivos de alto nivel. Desde 2016, la CFE se ha dividido en organizaciones separadas y se han cambiado los métodos tradicionales para el desarrollo personal. Además, nuevas organizaciones han ingresado o se han expandido en el sector eléctrico mexicano. Estas nuevas compañías han creado una demanda de personal en todos los niveles. Algunas de estas necesidades han sido cubiertas mediante la contratación de personas fuera de la CFE; otras han sido cubiertas mediante contrataciones



internacionales. Si bien la contratación internacional ha traído nuevos talentos que están cubriendo vacantes que no se están otorgando a trabajadores mexicanos, tiene el beneficio de la experiencia de la polinización cruzada adquirida internacionalmente en el contexto de México. Las nuevas compañías que han entrado también han traído beneficios a la economía en general al agregar nuevos proyectos y plantas a costos más bajos. Los precios adjudicados para proyectos de energía eólica y solar son claramente de clase mundial. Estas experiencias también tienen el beneficio potencial de ampliar y profundizar la aceptación de la reestructuración entre quienes están más allá del sector.

Un gran número de analistas se ha preguntado: “¿México cuenta con suficiente personal capacitado y con conocimientos para continuar desarrollando el sector?” Para aumentar las probabilidades de éxito, lograr el desarrollo económico y la competitividad mundial, algunas de las principales instituciones del país han tratado de aumentar la colaboración con agencias internacionales académicas y de capacitación para apoyar el desarrollo de habilidades especializadas. Los logros recientes incluyen lo siguiente:

- Un acuerdo con la Universidad de Texas en Austin y el Tecnológico de Monterrey para desarrollar un sector de energía eléctrica confiable, limpio, sostenible y asequible para México.³⁰⁶ El objetivo es facilitar la transferencia y el intercambio de conocimientos y mejores prácticas, aprovechando las fortalezas de ambas instituciones para satisfacer la creciente demanda de electricidad en México. La asociación, gestionada en los Estados Unidos por el Instituto de Energía de la Universidad de Texas, enlazará al Tecnológico de Monterrey con más de 100 profesores de los Estados Unidos en 20 centros de investigación relacionados con la energía. Las dos universidades realizarán intercambios conjuntos de profesores y estudiantes, conferencias y seminarios, e investigaciones sobre energía eléctrica. Las áreas de colaboración incluirán seguridad energética, confiabilidad, sostenibilidad, eficiencia, asequibilidad y buena gobernanza para los mercados energéticos.
- Un acuerdo con la Universidad del Estado de Arizona, la Universidad de California en Berkeley y el Tecnológico de Monterrey para permitir, mediante dispositivos de electrónica de potencia, implementaciones de red altamente confiables y eficientes.³⁰⁷ El Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología de México (CONACYT) y la SENER también participan en la formación del proyecto. Como consecuencia de la reciente reforma energética mexicana, la interconexión de alta potencia entre México y Estados Unidos se ha convertido en un tema apremiante que beneficiará al emergente mercado de electricidad mayorista binacional. Además, México está migrando actualmente al desarrollo de nuevas tecnologías, como los sistemas de transmisión de corriente continua de alto voltaje. Un nuevo plan de investigación que abordará la red mexicana actual exige la combinación de la experiencia del Tecnológico de Monterrey en ingeniería eléctrica y la experiencia mejor calificada de la Universidad del Estado de Arizona en transmisión de alto voltaje. El plan consiste en una supervisión colaborativa de más de 30 destacados estudiantes de posgrado mexicanos y el eventual desarrollo de un laboratorio de electrónica de potencia binacional de media tensión.³⁰⁸

306 “University of Texas and Monterrey Tech Join Forces to Improve Electric Power in Mexico,” University of Texas at Austin, 17 de noviembre de 2017, <https://news.utexas.edu/2017/11/17/universities-partner-to-improve-electric-power-in-mexico>.

307 “Collaboration on U.S.-Mexico High Voltage Direct Current Links (Monterrey Campus),” Arizona State University, recuperado el 8 de abril de 2018, <https://mexico.asu.edu/our-mexico-portfolio/collaboration-us-mexico-high-voltage-direct-current-links-tecnol%C3%B3gico-de-monterreys-monterrey-campus>.

308 “ASU’s Energy-Systems Expertise and Decision Theater Will Help Shape Mexico’s Power Grid,” Arizona State University, 6 de abril de 2016, <https://asunow.asu.edu/20160406-global-engagement-asu-energy-systems-expertise-decision-theater-mexico-power-grid>.

- Análisis de mejoras en eficiencia energética y conservación de energía en el sector eléctrico no residencial. La institución líder en México es el Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE) con un socio internacional, la Universidad de California en Davis.³⁰⁹
- Edificios de demostración de diseño bioclimático en clima subhúmedo cálido. La institución líder en México es el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México con un socio internacional, LBL Berkeley Lab.³¹⁰
- Centro de investigación de aplicaciones de iluminación para el desarrollo de proyectos demostrativos de nuevos sistemas de iluminación para mejorar la eficiencia energética. La institución líder en México es la Universidad Autónoma de Guadalajara con un socio internacional, la Universidad de California en Davis.³¹¹
- Consorcio para la eficiencia energética en edificios no residenciales. La institución líder en México es el Tecnológico de Monterrey, Nuevo León, con un socio internacional, la Universidad de California en Davis.³¹²
- Observatorio de Eficiencia Energética en Edificios. La institución líder en México es el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias con un socio internacional, LBL Berkeley Lab.³¹³

El CONACYT de México indica que en los cuatro años transcurridos desde la promulgación de la reforma energética, “hay un compromiso de invertir más de \$175 mil millones de dólares en fondos que crearán cientos de miles de empleos bien pagados” en todo el sector energético integral. Esta institución indica que cerca de 60,000 estudiantes han recibido apoyo del gobierno para aprovechar las nuevas oportunidades en el sector. El CONACYT espera lanzar una nueva convocatoria de solicitudes para otorgar becas de posgrado a especialistas en temas de energía en 2018.³¹⁴

Conclusión

Durante el período 2013-2018, los inversionistas potenciales y los analistas de la industria expresaron varias opiniones con respecto a los elementos clave de la reforma. Como se mencionó, muchas de las observaciones y actividades de reestructuración han sido recibidas favorablemente por los nuevos y potenciales participantes del mercado. Entonces, en este sentido, un informe provisional sobre la reestructuración del sector eléctrico puede indicar que las reformas se consideran exitosas.

Algunos analistas han indicado que la participación relativamente baja de compañías fuera de las subastas a largo plazo ha sido un obstáculo para las reformas. En general, su perspectiva es que las tasas de participación del sector eléctrico han sido más moderadas en comparación con la participación en las rondas del gas y el petróleo en el sector aguas arriba. Al igual que con muchas cosas en la vida, es posible ver qué es lo que se puede

309 “Mexico Energy Initiative,” International Energy Studies Group, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2018, <https://ies.lbl.gov/region/mexico-energy-initiative>.

310 Ibid.

311 Ibid.

312 Ibid.

313 Ibid.

314 “Electricity Coverage to Reach 100% in 2018,” Presidente de la República Mexicana, 8 de febrero de 2018, www.gob.mx/presidencia/en/articulos/electricity-coverage-to-reach-100-in-2018?idiom=en.



mejorar y generalmente se busca realizar estas mejoras. En este sentido, las críticas relacionadas se centran en seis principales preocupaciones.

1. El estatus de monopolio preexistente de la CFE permaneció sin resolverse durante los primeros tres años del proceso. Los inversionistas y analistas de la industria expresaron su preocupación con respecto a la capacidad de la CFE para ejercer un poder de mercado vertical y horizontal con respecto a las operaciones de compromiso y distribución, la provisión de una capacidad firme en el gasoducto y la competencia por usuarios calificados (consumidores).
2. El proceso de elaboración de tarifas del Servicio Básico y el nivel general de estas tarifas generó una confusión considerable, parte de la cual permanece al momento de la redacción de este documento. Muchos usuarios calificados se acercaron al proceso de reestructuración con la creencia de que los precios del mercado mayorista probablemente disminuirían. Este proceso del Servicio Básico determinaría un “precio a batir” de facto para los nuevos participantes del mercado que querrían vender al por menor a los consumidores para sustituir el Servicio Básico que la CFE proporcionó a los tipos de consumidores más grandes.

La CRE lanzó esta metodología en diciembre de 2017, pero la confusión sobre los mecanismos de transición y la naturaleza del proceso de introducción ha persistido. Esta falta de claridad retrasó los planes de programación e implementación de los nuevos participantes en el mercado, incluidos los agregadores y los generadores. De las conversaciones con los participantes del mercado, las confusiones probablemente desaceleraron la participación de usuarios calificados en la primera subasta a mediano plazo realizada en el primer trimestre de 2018. Aún no está claro el papel de los subsidios para ciertas clases de clientes residenciales e industriales. La Secretaría de Hacienda deberá proporcionar orientación para usuarios calificados y participantes calificados de suministros en cuanto a la programación y los cambios para comprender mejor cómo el proceso de creación de tarifas puede cambiar en el futuro.

3. Es posible que algunas de las declaraciones iniciales y las promesas hechas para generar apoyo político para la reestructuración hayan reducido la velocidad de su progreso. Una de las razones principales establecidas para generar apoyo popular para la reestructuración fue la idea de que al hacerlo se crearían trabajos de construcción y operación continua. En segundo lugar, se prometió que las reformas modernizarían el sector al aumentar la eficiencia operativa y que los precios caerían gracias a los efectos de las fuerzas del mercado y la competencia. Sin embargo, estas promesas también establecieron una expectativa entre los compradores conocedores de que era mejor esperar a que se dieran estos precios más bajos. En tercer lugar, durante el proceso de aprobación de la enmienda constitucional y las leyes secundarias, se repitió con frecuencia que “no se vendió ni una tuerca ni un tornillo” de las compañías públicas, Pemex y la CFE. Al eliminar la posibilidad de una privatización total o parcial en el corto a mediano plazo, se aseguró el importante papel de estas compañías y se concluyó exitosamente el proceso político. Sin embargo, se redujeron las oportunidades tempranas para la participación internacional de capital. Los analistas han especulado que las futuras administraciones pueden tener más (o incluso menos) probabilidades de realizar cambios en este compromiso. En cuarto lugar, existía la expectativa de que la inversión en infraestructura podría lograrse en una escala más amplia y más rápida al confiar más en fuentes de capital internacional. Sin embargo, ciertos elementos del diseño del mercado y los acontecimientos subsiguientes del mercado expusieron debilidades en la estructura y los riesgos resultantes que inicialmente se esperaba que asumieran las estructuras

tradicionales de financiamiento de proyectos. Esto inhibió la utilización de estructuras tradicionales y requirió que otras instituciones casi públicas, como los bancos de desarrollo, diseñaran nuevos productos para asumir los riesgos que los bancos comerciales y el capital privado no aceptarían.

4. Después de una ola inicial de entusiasmo, las incertidumbres con respecto al financiamiento de proyectos y el desarrollo de los mismos, en gran parte en torno al programa y la adquisición de tierras, llevó al pequeño y mediano capital privado a retirarse y frenar las actividades de desarrollo. Después de este retroceso, las compañías multinacionales con negocios orientados a la tasa de rendimiento central y una visión positiva del riesgo país, el riesgo cambiario, el costo de capital y el éxito del proceso de subasta a largo plazo en México, intervinieron para proporcionar capital de desarrollo de bajo costo. Al hacerlo, aceptaron una tasa de retorno esperada inferior a la que algunas firmas tradicionales de capital privado estaban dispuestas a aceptar dados los riesgos involucrados. Estas compañías multinacionales se asociaron con fondos internacionales de infraestructura y proveedores de capital en busca de retornos estables y duraderos. Esto ha proporcionado a las compañías multinacionales una fuente de capital profunda y una estrategia de salida para sus actividades de desarrollo, y esperan obtener ganancias a largo plazo al continuar operando los activos que desarrollan. Está claro que el cierre financiero no se ha alcanzado de manera oportuna para los proyectos seleccionados. En un entorno de tasa de interés global que se eleva por encima de mínimos históricos, los riesgos adicionales del proyecto pueden materializarse y amenazar el financiamiento de un subconjunto de los proyectos adjudicados con éxito.
5. El diseño de mercado deseado se implementó por etapas a partir de 2016. Esto era comprensible ya que los funcionarios del sector energético, los reguladores y los participantes del mercado necesitaban tiempo para comprender y asimilar las propuestas detalladas en sus planes. Sin embargo, extender este proceso durante varios años ha ralentizado la adquisición de consumidores minoristas por parte de proveedores calificados y generadores interesados en desarrollar un negocio fuera del proceso de subasta a largo plazo, debido a la incertidumbre regulatoria asociada con lo que queda por estructurar. El hecho de llevar a cabo la implementación por etapas también contribuyó inadvertidamente a la creencia de los usuarios calificados de que los precios minoristas podrían caer, lo que pudo haber contribuido a que se completara un número reducido de transacciones con proveedores calificados al inicio de la transición, ya que se disponía de poca información transparente sobre los procesos de fijación de precios. Debido a que el proceso regulatorio ha tardado mucho más en aclararse, los participantes se inclinan a esperar y observar. Los inversionistas en infraestructura son por naturaleza un grupo conservador, y esta visión ha tendido a dominar la noción de una “ventaja de primer movimiento” que podría obtenerse con una acción temprana.
6. La futura implementación de varias actividades importantes del mercado no está completamente clara. La manera en que se implementen estas actividades podría tener importantes implicaciones para el éxito futuro del mercado.

Entonces, de manera provisional, ¿qué podemos pensar de la reestructuración del sector eléctrico? ¿Es exitosa? ¿Está sucediendo en cámara lenta? ¿Es un fracaso en comparación con los primeros éxitos de las rondas?

La conclusión depende, al menos en parte, de lo que se asuma. Muchos argumentan, en contra de la perspectiva de la ronda, que el sector energético es simplemente diferente. Los mercados son más inmediatos, por hora en lugar de por día, lo que lleva a una mayor complejidad. El sector eléctrico generalmente involucra plazos



de entrega más largos, tal vez tres o más años en el desarrollo y construcción de proyectos. Con frecuencia se necesitan contratos a largo plazo; del mismo modo, a menudo se necesitan períodos de 12 a 15 años para completar la fase de recuperación de capital, en lugar del período de uno a siete años más típico en el sector de hidrocarburos (excepto para proyectos de aguas profundas). Los gastos de capital también pueden ser más duraderos que con respecto a los requisitos de campo en tierra (nuevamente, sin tomar en cuenta los proyectos de aguas profundas). La complejidad técnica de los proyectos de energía puede ser mayor o menor que el desarrollo del sector aguas arriba. Estas diferencias no son de ninguna manera generales, pero ilustran algunas de las consideraciones que deben tenerse en cuenta en cualquier comparación.

Quizás una mejor métrica para juzgar el éxito o el fracaso provisional es comparar la experiencia de México en la reestructuración del sector eléctrico con la de otros países de América del Norte. Utilizando esta comparación estándar, México está intentando hacer por el sector energético en cinco años lo que ha llevado más de 15 años en otras jurisdicciones y mercados. En este sentido, México está en camino de una transición exitosa. Cuando se considera la magnitud de la reestructuración en muchos sectores energéticos, especialmente considerando la interdependencia del sector del gas natural y los cambios en su sistema, el progreso es aun más notable. Mientras que otros mercados se dieron el lujo de emprender una reestructuración del sector del gas antes de la reestructuración del sector eléctrico, el caso mexicano se basa en la reforma de ambos simultáneamente. Por lo tanto, los mecanismos como los procesos de subastas a largo plazo son pasos comprensibles que aseguran la confiabilidad a través de un proceso de solicitud y subasta similar a los servicios públicos, estructuralmente similar pero sustancialmente diferente al proceso utilizado en Brasil y Colombia, mientras que se permite la participación de capital internacional a medida que evoluciona el papel de la elección al por menor y la mayor participación.

En resumen, las cosas siempre se pueden mejorar. Toda una subdisciplina de gestión se centra en la mejora continua. Sin embargo, el gobierno mexicano merece un reconocimiento sustancial por implementar un proceso sólido y creíble. Es probable que los próximos cinco años no sean un camino fácil y recto, pero ciertamente hay una gran posibilidad de cosechar éxitos adicionales.

El futuro de la energía renovable en México

Lisa Viscidi, Directora, Programa de Energía, Cambio Climático e Industrias Extractivas, Diálogo Interamericano

Introducción

Como la segunda economía más grande de América Latina, con más de 40 millones de consumidores de electricidad, una creciente demanda de energía eléctrica y un potencial de energía renovable sin explotar, México está bien posicionado para expandir su generación de energía a partir de fuentes renovables. La reforma energética ha creado muchos incentivos para facilitar la inversión en energías renovables, sin embargo, sigue habiendo una serie de desafíos.

México ya ha desarrollado una capacidad sustancial de energía renovable. Alrededor del 23 por ciento de sus 73 gigavatios (GW) de capacidad instalada es energía renovable, incluida la energía hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomasa y solar. Esta cifra se acerca al promedio mundial de capacidad de energía renovable del 24 por ciento, pero muy por debajo del promedio en América Latina de casi el 50 por ciento.³¹⁵ En 2015, México se encontraba entre los 10 mejores destinos del mundo para nuevas inversiones en energía limpia, lo que captó un total de \$4 mil millones.³¹⁶ México se encuentra entre los tres países de América Latina con el mayor potencial de energía eólica y solar. Como una región volcánica, también tiene un potencial geotérmico significativo.

Las fuentes potenciales de energía renovable podrían ampliarse para satisfacer tanto la demanda de electricidad existente como la creciente. En concordancia con el crecimiento del producto interno bruto (PIB) de México, su demanda de energía está creciendo aproximadamente un 3 por ciento por año, principalmente de consumidores residenciales e industriales, y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) estima que la capacidad de generación podría casi duplicarse para 2030.³¹⁷ Los fuertes subsidios gubernamentales, que mantienen las tarifas por debajo del costo de producción para muchos hogares, también han impulsado artificialmente la demanda residencial.

La demanda de electricidad está lista para crecer tanto en áreas rurales como urbanas. México es un país altamente urbanizado; el 80 por ciento de sus residentes vive en ciudades. Los consumidores urbanos utilizan aproximadamente 470 kilovatios-hora (kWh) de electricidad, el doble que los consumidores rurales.³¹⁸ Sin embargo, a pesar de que la tasa de electrificación de México es superior al 98 por ciento, casi tres millones de mexicanos, aproximadamente 675,000 hogares, en su mayoría en áreas rurales, aún carecen de acceso a la

315 U.S. Energy Information Administration (EIA), "International Energy Outlook 2017," EIA, 14 de septiembre de 2017, [www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf).

316 Climatescope, "Mexico — Climatescope 2017," Climatescope, 28 de noviembre de 2017, <http://global-climatescope.org/en/country/mexico/#/enabling-framework>.

317 Dolf Gielen, Deger Saygin, Nicholas Wagner, Laura Isabel Gutiérrez y Eduardo René Narváez Torres, *Renewable Energy Prospects: Mexico*, REmap 2030 Analysis (Abu Dhabi: International Renewable Energy Association [IRENA], 2015), www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_Mexico_report_2015.pdf.

318 Ibid.



electricidad.³¹⁹ Las fuentes de energía renovable sin conexión a la red a menudo son la forma más eficiente y rentable de llevar energía a esta sección de la población. En las áreas urbanas, el gobierno de México también está buscando ampliar el uso de vehículos eléctricos, lo que incluye automóviles, autobuses y motocicletas. Al aumentar la generación de energía renovable y expandir el transporte impulsado por energía limpia, México podría reducir su demanda de petróleo y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con el transporte.

En este contexto de creciente demanda de electricidad, el mercado eléctrico de México ha sido testigo de una transformación importante en el marco de la reforma energética, que fue aprobada por el Congreso y promulgada por el presidente Enrique Peña Nieto en diciembre de 2013 y se implementó en su totalidad en 2018. La reforma rompió el monopolio de la compañía de servicios públicos verticalmente integrada, la CFE (Comisión Federal de Electricidad) y abrió completamente el mercado de generación a compañías privadas. La reforma también creó un operador de sistema independiente, el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), y permitió a los actores privados adquirir derechos de transmisión. En 2015, el gobierno publicó las reglas de la subasta de energías limpias como parte de la reforma, y el mercado mayorista de electricidad comenzó a operar en 2016.

La legislación de reforma energética también reiteró el objetivo agresivo de México de generar el 35 por ciento de su poder de fuentes limpias para 2024 e impuso objetivos provisionales para alcanzar ese objetivo. Aunque la legislación mexicana define “energía limpia” como fuentes renovables que incluyen energías como la eólica, solar, geotérmica, biomasa e hidroeléctrica, también incluye fuentes de energía limpia que no se definen generalmente como renovables, como la cogeneración nuclear y eficiente. Para lograr el objetivo, la reforma también incluye la creación de Certificados de Energía Limpia (CEL), que establecen un nivel mínimo de consumo de electricidad de fuentes de energía limpia para todos los grandes consumidores en México, incluida la CFE, y que permiten a los participantes del mercado comprar y vender estos certificados en un esquema de límites máximos y comercio.

Aunque este marco proporciona incentivos importantes para promover la energía limpia, los desarrolladores de energías renovables aún enfrentan desafíos. La red eléctrica de México se encuentra en mal estado debido a los años de falta de inversión de la CFE, y las líneas eléctricas en todo el país deben actualizarse y ampliarse. Este es un desafío particular para los desarrolladores de energías renovables porque la mayoría de los recursos eólicos y solares del país se encuentran en áreas remotas lejos de los centros de población. Además, aunque los costos de la energía eólica y solar han disminuido drásticamente en los últimos años (en la última década, los precios generales de los paneles solares se han reducido en 80 por ciento, gracias en gran parte a una industria en auge en China), las energías renovables en México continúan enfrentando una fuerte competencia de las importaciones baratas de gas natural de los Estados Unidos. Finalmente, las comunidades locales se han opuesto a los planes de los desarrolladores en cuanto a la construcción de proyectos de generación y transmisión de energía renovable, al igual que a otros proyectos de las industrias de la energía, el transporte y la extracción en todo el mundo han enfrentado una oposición local similar.

Para superar estos obstáculos, los encargados de formular las políticas mexicanas deben enfocarse en tres áreas clave. En primer lugar, deben mejorar la gestión de la red aumentando la capacidad y la eficiencia del sistema de

319 Ibid.

transmisión y distribución, mejor la administración del lado de la demanda e incentivar la energía distribuida. En segundo lugar, deben hacer que la energía renovable sea más competitiva al expandir los incentivos fiscales para ciertas tecnologías y construir la industria local. En tercer lugar, deben conseguir el apoyo de las comunidades locales para la construcción de la infraestructura de energías renovables mediante la mejora del proceso de consulta de tierras y disputas y el desarrollo de sistemas de energía comunitarios.

Marco normativo

La reforma energética introdujo dos leyes clave, la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética, que fomentan la inversión, en particular de las compañías privadas, en el sector de la energía, al tiempo que promueven los objetivos de energía limpia. Estas leyes forman parte de un marco político más amplio en México para promover los objetivos de energía limpia y cambio climático. Estos objetivos precedieron a la reforma, y este marco continúa complementando sus objetivos.

Un marco para la energía limpia en México

Incluso antes de que se aprobara e implementara la reforma energética, México había establecido leyes y regulaciones que sentaban las bases para una mayor generación de fuentes de energía renovable. En 2008, la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética se publicó con el fin de fomentar el uso de energías renovables y tecnologías limpias para la generación de electricidad y desarrollar mecanismos para financiar la transición energética. En 2012, México aprobó una de las primeras leyes integrales sobre el cambio climático para guiar la política nacional, que incluía una Ley General sobre el Cambio Climático, un Programa Especial sobre el Cambio Climático y una Estrategia Nacional sobre el Cambio Climático.

En 2015, en el período previo a la 21ª Conferencia de las Partes de las Naciones Unidas (COP21), donde casi 200 países firmaron el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático, México se convirtió en el primer país en desarrollo en presentar su contribución nacional determinada (INDC) a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). En su INDC, que describió los planes del país para la acción climática en los siguientes cinco años, México estableció un objetivo incondicional para reducir las emisiones de GEI en 22 por ciento por debajo de la línea de base para 2030. El país también estableció un objetivo más ambicioso para reducir las emisiones de GEI en hasta 36 por ciento por debajo del nivel de la línea base para 2030, condicionado a un acuerdo global que incluya un precio internacional del carbono, cooperación técnica, transferencia de tecnología y acceso a financiamiento de bajo costo. México también fue uno de los primeros países en unirse a la coalición “altamente ambiciosa” que busca lograr un objetivo global para limitar el calentamiento global a 1.5 grados centígrados, por debajo del objetivo de 2 grados centígrados que los científicos del clima están de acuerdo en que es necesario para evitar el peligroso cambio climático.

Desde la COP21, el gobierno mexicano ha tomado medidas para implementar sus objetivos de energía limpia para el sector eléctrico. En julio de 2016, México, junto con los Estados Unidos y Canadá, asumieron una serie de compromisos sobre el cambio climático, que incluyen promesas de lograr un 50 por ciento de generación de energía limpia en toda América del Norte para el año 2025 y presentar “estrategias de desarrollo para bajas emisiones de GEI a largo plazo a mediados de siglo” a la secretaría de cambio climático de la ONU a finales de

2016.³²⁰ Más recientemente, México también se unió a otros 23 países en una alianza para eliminar el carbono como fuente de energía («Powering Past Coal Alliance»), cuyos miembros se han comprometido a eliminar gradualmente las plantas de carbón existentes y congelar cualquier nueva construcción de plantas de carbón que no utilice la tecnología de captura y almacenamiento de carbono.

México ha ofrecido durante mucho tiempo incentivos fiscales y regulatorios para promover las energías renovables no diseñadas específicamente como parte de la reforma energética. Aunque el gobierno ha evitado una fuerte dependencia de los subsidios a las energías renovables, en parte para fomentar las fuentes renovables más competitivas, sí proporciona incentivos fiscales en forma de una depreciación acelerada de las inversiones en equipos de energía renovable. Bajo el código fiscal, las compañías que invierten en equipos de generación de energía renovable pueden deducir hasta el 100 por ciento de su inversión total durante el primer año contributivo.³²¹ El incentivo fiscal se aplica a todas las fuentes de energía renovable, incluida la energía eólica, solar, hidráulica, oceánica, geotérmica, biomasa y residuos.³²²

Los proyectos de generación distribuida también han recibido incentivos del gobierno. Aunque los proyectos de más de 500 kW requieren permisos de la CRE (Comisión Reguladora de Energía), los proyectos más pequeños solo requieren un contrato de interconexión con la CFE. A través del esquema de medición neta de México, los consumidores con autogeneración (como los techos solares fotovoltaicos [PV]) pueden descontar la energía que generan en un período de facturación o vender toda su electricidad a la red.³²³ Entre 2014 y 2016, México tuvo más de 12,600 contratos para la generación distribuida residencial con una capacidad instalada de unos 49,000 kW, según datos de la CRE.³²⁴

Reforma energética: la industria eléctrica y las leyes de transición energética

La reforma energética creó una serie de leyes y regulaciones que introdujeron la participación del sector privado en el sector energético en un esfuerzo por reducir los costos de generación, fomentar la inversión en transmisión y distribución, y acelerar la transición a energía limpia. La Ley de la Industria Eléctrica, establecida en 2014, fue la pieza clave de la legislación que estableció un nuevo marco regulatorio, que abrió la generación de energía a la competencia y creó un mercado mayorista de electricidad con participación del sector privado. La reforma permite a todos los participantes en el mercado de energía recientemente creado competir en igualdad de condiciones para celebrar contratos de suministro de generación en un proceso de licitación competitiva y otorga

320 Juan-Carlos Altamirano, Katherine Ross, Taryn Fransen, Julia Martínez, Erika Ortiz Sánchez, Jeffrey Rissman y Carlos Brown Solá, *Achieving Mexico's Climate Goals: An Eight-Point Action Plan* (Washington, DC: World Resources Institute, Noviembre 2016), www.wri.org/publication/achieving-mexicos-goals.

321 David Barrie, "Mexican Energy Reforms: Mexico's Path to a Clean Economy," *Renewable Energy Focus*. 18 de febrero de 2016, www.renewableenergyfocus.com/view/43775/mexican-energy-reforms-mexico-s-path-to-a-clean-economy/.

322 Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, "Ley del Impuesto Sobre la Renta", Secretaría de Servicios Parlamentarios/Diputados, 11 de noviembre de 2016, www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR_301116.pdf.

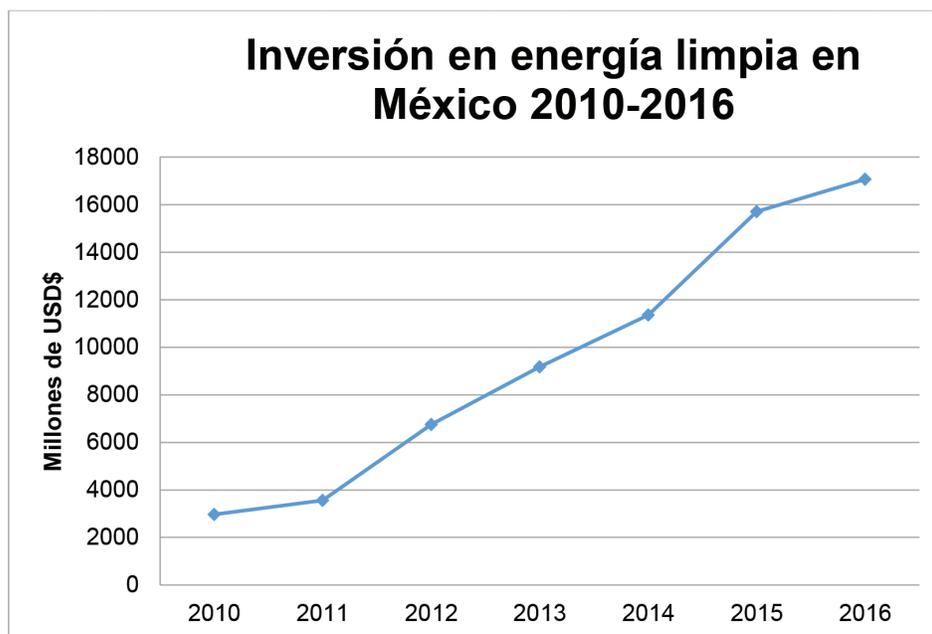
323 Jonathan Pinzon, Lilia de Diego, Rafael Carmona y Luis Aguirre-Torres, *Renewable Energy in Mexico's Northern Border Region*, Re-Energizing the Border: Renewable Energy, Green Jobs, and Border Infrastructure Project (Washington, DC: Mexico Institute, Wilson Center, Abril 2015), www.wilsoncenter.org/sites/default/files/Renewable%20Energy%20in%20Mexico%27s%20Northern%20Border%20Region.pdf.

324 Marcelino Madrigal, "Webinar: Mexico's Clean Energy Market Reform: Results So Far and Perspectives," *Energy Webinar Series*, Institute of the Americas, 24 de agosto de 2017, www.iamericas.org/en/events/past-events/2295-webinar-mexico-s-clean-energy-market-reform-results-so-far-and-perspectives.

acceso abierto a la red. La única excepción a este nuevo mercado abierto es la generación de energía nuclear, que permanece controlada por la CFE. Los usuarios “calificados” a gran escala pueden ingresar al mercado mayorista de electricidad participando en subastas de energía o comprando energía directamente de la CFE u otros proveedores a tarifas negociadas. Al mismo tiempo, los usuarios “básicos”, como los hogares individuales, pueden comprar energía de la CFE a las tarifas reguladas establecidas por la CRE. El gobierno sigue siendo responsable de la planificación y el control del sistema nacional de energía bajo el nuevo CENACE, que funciona como una entidad pública descentralizada con su propio personal y activos. Como operador independiente del sistema, el CENACE gestiona el mercado mayorista, garantiza el acceso abierto para nuevos generadores y gestiona la planificación de la red nacional.

Antes de la reforma, la generación de energía por parte del sector privado se permitía solo bajo esquemas limitados, como la generación propia y pequeños productores de energía independientes que generaban menos de 30 megavatios (MW). La falta de competencia en el mercado de contratos de generación de energía llevó a prácticas ineficientes, como la operación continua de plantas obsoletas. Al mismo tiempo, las débiles finanzas de la CFE limitaron su capacidad para desarrollar una nueva capacidad de generación de energía renovable. Los subsidios a consumidores residenciales y agrícolas establecidos por la SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) crearon pasivos para la CFE que excedían en gran medida sus ganancias. Esta brecha cada vez mayor, cubierta por los contribuyentes mexicanos, hizo que el patrimonio de la compañía cayera drásticamente en casi un 50 por ciento entre 2007 y 2012.³²⁵ La apertura de la generación de energía a todas las compañías privadas bajo la reforma ha creado oportunidades para atraer inversiones adicionales para desplegar fuentes de energía renovable.

Figura 7.1. Inversión en energía limpia en México, 2010-2016



Fuente: Climatescope 2017, <http://global-climatescope.org/en/country/mexico/#/financing-investments>

325 Lisa Viscidi y Paul Shortell, “A Brighter Future for Mexico: The Promise and Challenge of Electricity Reform,” The Inter-American Dialogue, 12 de junio de 2014, <http://archive.thedialogue.org/page.cfm?pageID=32&pubID=3623>.



La Ley de la Industria Eléctrica también crea incentivos para mejorar el sistema de transmisión y distribución. La CFE mantuvo su red de transmisión y distribución, pero el gobierno ahora puede contratar a compañías privadas para ampliar, mejorar, financiar u operar sus proyectos de transmisión y modernizar las redes de distribución. La reforma también permite que los generadores privados construyan y operen de manera independiente las líneas de transmisión conectadas a la red nacional en lugar de depender completamente de la CFE para conectarse a la red. Este acuerdo reduce las barreras para la construcción de proyectos de nueva generación, particularmente para fuentes de energía renovables en lugares remotos, al atraer nuevas tecnologías, financiamiento y experiencia para expandir y mejorar las redes de transmisión y distribución. Para facilitar este proceso, la CRE está desarrollando tarifas de transmisión más claras, simples y transparentes.

Además de las normas que abren la generación, transmisión y distribución de energía a la competencia, uno de los mecanismos más importantes para promover la energía limpia bajo el nuevo marco regulatorio es el sistema CEL. La Ley de la Industria Eléctrica estableció una forma de sistema de límites máximos y comercio mediante el cual los usuarios calificados y los proveedores minoristas tienen obligaciones de cuota de energía limpia y pueden comprar y vender CELs en las subastas de energía. Cada CEL de 20 años equivale a 1 megavatio-hora (MWh) de energía limpia. Este enfoque garantiza que una parte creciente de la demanda total en el sector de la energía eléctrica se cubrirá con la generación limpia. Las industrias con un consumo superior a 1 MW, incluida la CFE, deben generar al menos el 5 por ciento de su energía a partir de energías renovables en 2018, estos objetivos se incrementan a 5.8 por ciento en 2019, 7.4 por ciento en 2020, 10.9 por ciento en 2021 y 13.9 por ciento en 2022. La CRE está a cargo de certificar la contribución de energía limpia, emitir certificados y administrar y supervisar el esquema CEL.

El sistema de límites máximos y comercio ayudará a México a alcanzar su objetivo de una participación del 35 por ciento de energía limpia en la generación de energía para el año 2024, que fue establecido en otra pieza clave de la legislación de reforma energética, la Ley de Transición Energética de 2015. Aunque este objetivo refleja la Ley General del Cambio Climático, también incluye objetivos intermedios de 25 por ciento para 2018 y 30 por ciento para 2021. Las subastas de energía y los CELs son un incentivo importante para promover la energía renovable, pero la definición de “energía limpia” aplicada a los CELs, así como los objetivos nacionales, incluye no solo la energía renovable sino también la energía nuclear y la cogeneración eficiente.

Dado el importante potencial de México para desarrollar energía geotérmica, la reforma energética también incluyó específicamente una ley sobre este recurso. La Ley de Energía Geotérmica regula el estudio, la exploración, el desarrollo y la explotación de los recursos geotérmicos para la generación de energía y calor. La ley establece un marco para que las compañías privadas desarrollen estos recursos y facilita la emisión de permisos para el estudio de sitios, así como concesiones para la exploración y el desarrollo de recursos geotérmicos. También diferencia el agua geotérmica de los acuíferos convencionales utilizados para el consumo humano, lo que permite una regulación especializada para estas fuentes de agua. La Ley de Aguas Nacionales también se revisó para mejorar la coordinación entre la Secretaría de Energía (SENER) y la CONAGUA (Comisión Nacional del Agua).

Los resultados de las primeras tres subastas de energía en México indican que el nuevo marco regulatorio ya ha tenido éxito en la promoción de la energía renovable. En las subastas, en las que los licitantes pueden ofrecer paquetes con tres productos (capacidad, energía acumulada y CELs) se destacó la posición de México como

uno de los países con los precios más bajos para la generación de energía renovable en el mundo. El costo por MWh se redujo en más de la mitad, de \$47.78 en la primera subasta en 2016 a \$20.15 en la tercera subasta en 2017. Las subastas atrajeron ofertas de los principales actores internacionales de energía renovable, como la firma italiana Enel Green Power y la firma estadounidense SunPower, así como varias firmas locales.

La primera licitación de energía limpia a principios de 2016 resultó en 18 contratos para 11 proyectos de energía solar fotovoltaica con 1,691 MW de capacidad y 5 proyectos de energía eólica con 394 MW de capacidad, así como cinco millones de CELs con un precio promedio de \$47.78 por MWh. La primera subasta fue ampliamente considerada como exitosa. Se realizaron compromisos de inversión por el equivalente de casi el doble de la capacidad total de energía solar y eólica que se había instalado en México durante los 18 años anteriores. Se espera que los proyectos atraigan más de \$2 mil millones en inversiones durante dos años.

La segunda licitación adjudicó una capacidad de 2,804 MW, de los cuales 1,792 MW correspondieron a energía solar fotovoltaica y 1,012 MW a energía eólica, así como a unos nueve millones de CELs. La subasta también otorgó contratos de capacidad eléctrica de respaldo para energía solar, eólica, geotérmica y de turbina de gas de ciclo combinado. El precio promedio de la licitación fue de \$33.47 por MWh. La CFE fue el único comprador en las dos primeras subastas.

La tercera subasta logró un récord de 415 licitantes precalificados, lo que dio como resultado 16 ofertas para construir 2.6 MW de capacidad en un periodo de 15 a 20 años. Los participantes negociaron más de cinco millones de CELs. Aproximadamente la mitad de la inversión prometida se destinará a la construcción de plantas de energía solar, y el resto a energía eólica y gas natural. La tercera subasta estuvo abierta a compradores privados, pero la CFE siguió siendo el mayor comprador, y ofreció comprar el 91 por ciento de la energía y los CELs en la subasta. La tercera subasta registró precios bajos récord con un precio promedio de \$20.60 por MWh. Un proyecto de energía eólica licitado por Enel incluyó uno de los precios de proyectos de electricidad más bajos del mundo.

Tabla 7.1. Resultados de la subasta 2016-2017 desde la reforma energética en México

	Mar-16	Sep-16	Nov-17
Número de licitantes precalificados	81	68	49
Licitaciones ganadoras	18 adjudicaciones a 11 compañías	56 licitaciones a 23 compañías	16 licitaciones a 11 compañías
Precio promedio/MWh	\$47.78	\$33.47	\$20.60
Certificados de energía limpia	5,380,911.00	9,275,534.00	5,762,647.00

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, PV-Magazine, <http://clusterenergetico.com/wpcontent/uploads/2018/01/Certificados-Energia-Limpia-CELs.pdf>



El 15 de marzo de 2018, México anunció los términos de su cuarta subasta eléctrica a largo plazo, y los resultados se anunciarán el 2 de noviembre. Al igual que en la última subasta, los compradores privados de electricidad podrán participar junto con la CFE. Aunque la Secretaría de Energía realizó las primeras tres subastas, la CRE liderará esta licitación.

Estado de las energías renovables en México

México es rico en recursos de energías renovables con un gran potencial sin explotar. Hoy en día, la energía hidroeléctrica a gran escala es, por mucho, la principal fuente de capacidad de energía renovable, y la energía eólica ocupa el segundo lugar. Otras fuentes de energía renovable, como la solar, la energía geotérmica y la biomasa, representan solo una pequeña parte de la matriz eléctrica de México. Aunque las reformas energéticas han abierto nuevas oportunidades para impulsar la inversión en energías renovables, existen desafíos únicos para desarrollar cada una de estas tecnologías de energía limpia.

Energía hidroeléctrica

Las represas de energía hidroeléctrica a gran escala son la mayor fuente de energía renovable en México, aproximadamente el 17 por ciento de la capacidad instalada en 2016. México tiene la capacidad de duplicar aproximadamente su generación de energía hidroeléctrica a 27 gigavatios-hora (GWh), teniendo en cuenta la viabilidad técnica y económica.³²⁶ Actualmente, la energía hidroeléctrica a pequeña escala representa solo el 1 por ciento de la capacidad instalada. Sin embargo, México tiene un potencial significativo para expandir pequeños proyectos hidroeléctricos fuera de la red para llevar electricidad a comunidades aisladas, especialmente mediante el aprovechamiento de los ríos de la Cuenca del Pacífico y en los estados de Veracruz, Oaxaca y Chiapas. Se espera que la energía hidroeléctrica en México continúe creciendo, ya que una serie de grandes represas hidroeléctricas y pequeños y micro proyectos hidroeléctricos están planificados o ya están siendo desarrollados.

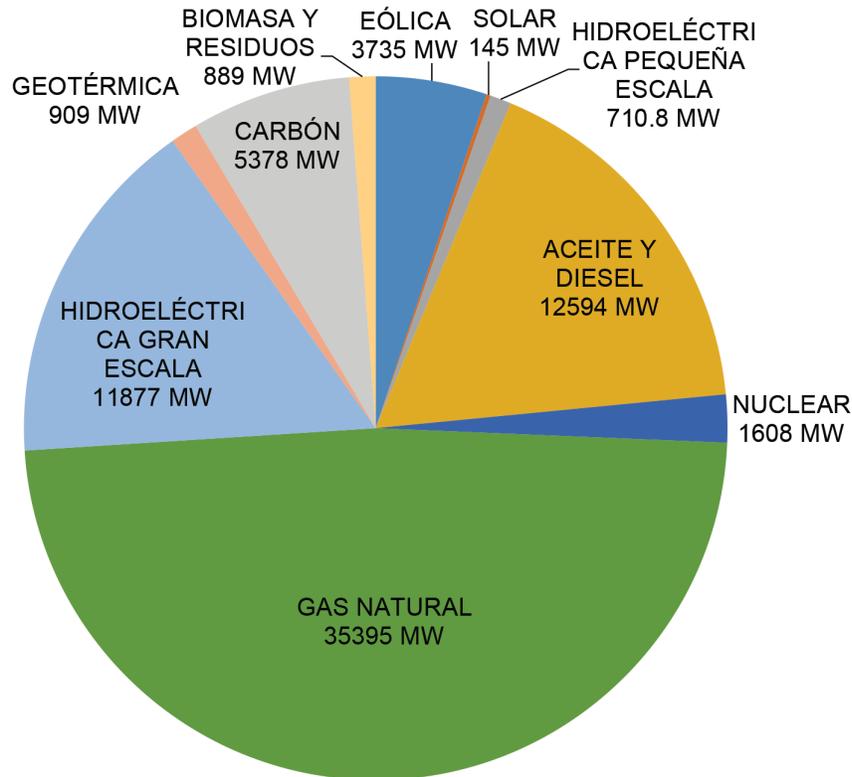
Sin embargo, la expansión de la energía hidroeléctrica en México enfrenta varios retos. Los costos sociales y ambientales de la construcción de nuevas represas, incluida la deforestación y la necesidad de reubicar comunidades enteras, han provocado cierta oposición local y regional. Además, los cambios en los patrones de lluvia y el aumento de las sequías causadas por el cambio climático podrían hacer que la energía hidroeléctrica sea menos confiable. Los proyectos hidroeléctricos “sin almacenamiento” (que no requieren grandes represas) y los proyectos hidroeléctricos pequeños pueden evitar estos desafíos sociales y ambientales, pero son formas más caras de producir electricidad. México también enfrenta desafíos para desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas, como costos más altos, la falta de evaluaciones confiables del potencial de generación e información meteorológica e hidrométrica básica, y barreras administrativas para adquirir nuevos permisos de proyectos.³²⁷ México tiene una estimación bruta de 3.2 GW en potencial hidroeléctrico a pequeña escala, pero gran parte del potencial económicamente viable ya se ha desarrollado o está en trámite.³²⁸

326 “World Atlas Industry Guide,” International Journal of Hydropower and Dams, 2014, www.hydropower-dams.com/world-atlas-industry-guide.php?c_id=159.

327 Gielen et al., *Renewable Energy Prospects: Mexico*.

328 Ibid.

Figura 7.2. Capacidad instalada de energía por fuente de energía en MW, 2016



Fuente: Climatescope 2017, <http://global-climatescope.org/en/country/mexico/#/enabling-framework>

Energía eólica

La energía eólica ha estado creciendo rápidamente en México en los últimos años y actualmente es la segunda fuente de generación de energía renovable, representando el 5 por ciento de la capacidad instalada en 2016. México fue uno de los 25 países del mundo con más de 1,000 MW de energía eólica instalada en 2015, con más de 37 parques eólicos en estados como Oaxaca, Baja California, Chiapas, Jalisco, Tamaulipas, San Luis Potosí y Nuevo León.³²⁹ El país tiene un potencial eólico estimado de 30 GW,³³⁰ y sus tres regiones principales para el potencial eólico terrestre son el istmo de Tehuantepec (sur de México) y los estados de Tamaulipas (este de México) y Baja California (noroeste de México).

Una gran parte de la generación eólica de México se encuentra bajo esquemas de autoabastecimiento, ya que los aspectos económicos son favorables para algunas grandes empresas que consumen mucha energía. El parque eólico más grande de América Latina, el parque eólico Eurús, ubicado en el municipio de Zaragoza, Oaxaca, es un proyecto de autoabastecimiento para la gigante cementera mexicana CEMEX. Operado por ACCIONA,

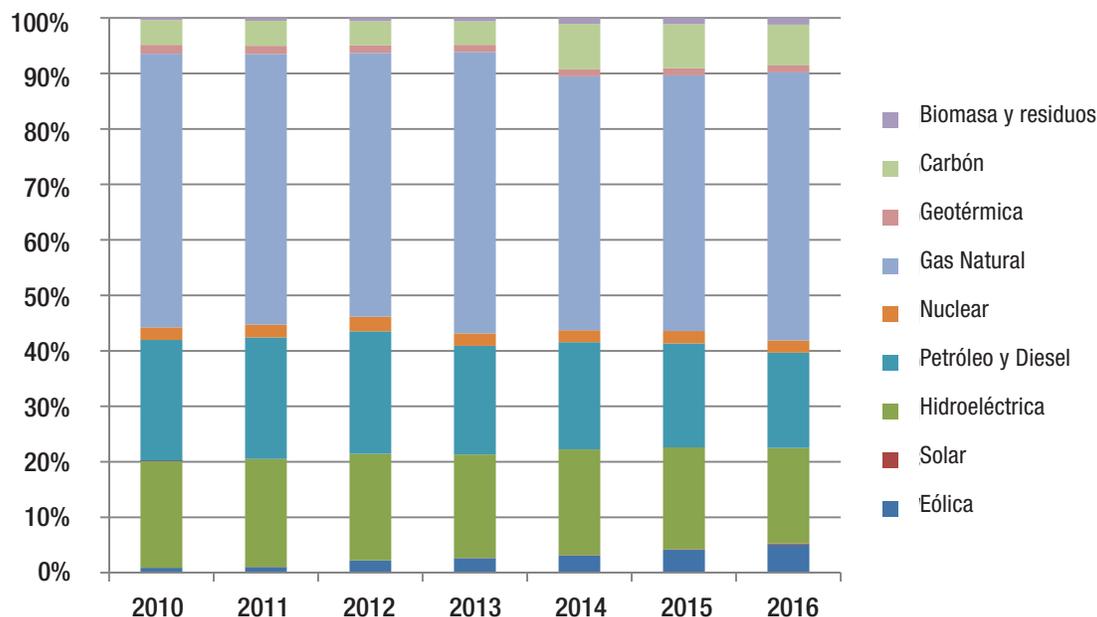
329 IEA Wind Technology Collaboration Programme, *IEA Wind TCP 2015 Annual Report* (Paris: International Energy Agency [IEA], 2017), <https://community.ieawind.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=2cc82d2d-aa3f-4c9c-ca74-fa4670a9b9f8&forceDialog=0>.

330 IEA, *Energy Policies Beyond IEA Countries: Mexico 2017* (Paris: IEA, 2017), www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesBeyondIEACountriesMexico2017.pdf

una compañía estadounidense, el proyecto está compuesto por 17 aerogeneradores. Su capacidad de 250.5 MW puede cubrir un cuarto de la demanda total de energía de las plantas cementeras de CEMEX.

A pesar de estos avances prometedores, gran parte del potencial eólico de alta calidad permanece sin explotar, debido principalmente a la falta de capacidad de transmisión. Además, México no tiene una cadena de suministro interna completa para la energía eólica, por lo que la industria seguirá dependiendo de las importaciones.³³¹

Figura 7.3. Porcentajes de capacidad instalada de energía por fuente de energía, 2010-2016



Fuente: Climatescope 2017, <http://global-climatescope.org/en/country/mexico/#/enabling-framework>.

Energía solar

Aunque la energía solar actualmente representa solo alrededor del 0.1 por ciento de la capacidad instalada total de México, la ubicación geográfica del país es ideal para explotar los recursos solares. Los estimados de la radiación solar promedio en México oscilan entre 5 y 6 kWh/m² por día, en comparación con una radiación solar anual promedio de solo 2.7 kWh/m² por día en Leipzig, Alemania, donde se encuentran las plantas solares más grandes del mundo.³³²

Aunque los recursos solares en México han sido escasamente explotados a nivel comercial a gran escala hasta el momento, las reformas energéticas ya han aportado millones de dólares en compromisos de inversión para expandir la energía solar. La energía solar fotovoltaica fue la tecnología líder en las tres subastas de energía limpia realizadas en México hasta la fecha. En 2017, México registró una inversión récord de \$6.2 mil millones en

331 Cora Dickson, "2016 Top Markets Report: Renewable Energy," International Trade Administration, Department of Commerce, Abril 2016, www.trade.gov/topmarkets/pdf/Renewable_Energy_Top_Markets_Report.pdf.

332 Luis Gerardo Sánchez Stone, "Mexico: El Momento Trascendental de la Historia Solar", Ergo Solar.

energía solar, casi la mitad de la inversión total en los cinco años anteriores combinados, según Bloomberg New Energy Finance.³³³

Además de los grandes proyectos de generación de energía solar, México ha sido testigo de un crecimiento significativo en los sistemas de autoabastecimiento a pequeña escala o de energía solar descentralizada, también conocida como energía distribuida. A principios de la década de 1990, se instalaron más de 40,000 sistemas de energía solar fotovoltaica para llevar electricidad a áreas rurales que no están conectadas a la red nacional. Más recientemente, las instalaciones de energía solar fotovoltaica se han extendido a techos urbanos. En 2007, el gobierno estableció regulaciones que permiten la medición neta para que los edificios residenciales y comerciales con techos solares puedan vender el exceso de energía a la red. A finales de 2012, unos 1600 consumidores estaban participando en este esquema, administrado por la CFE.³³⁴ Solo entre 2015 y 2016, la instalación de sistemas fotovoltaicos solares residenciales se duplicó con creces, de 118 MW a 244 MW, la mayor cantidad de generación distribuida en América Latina.³³⁵

Energía geotérmica

La energía geotérmica, que actualmente representa aproximadamente el 1 por ciento de la capacidad instalada, es otra tecnología de energía renovable con un potencial de crecimiento significativo. México ya tiene la quinta capacidad de energía geotérmica más grande instalada después de los Estados Unidos, Filipinas, Indonesia y Nueva Zelanda, y otros 13.4 GW de potencial.³³⁶ El gobierno ha aportado fondos significativos para desarrollar nuevas tecnologías a través de su Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica. Como región volcánica, México tiene un potencial significativo para la energía geotérmica, una fuente de energía firme que puede complementar las fuentes intermitentes, como la eólica y la solar. El potencial de recursos se extiende por todo el país, pero se concentra en las regiones volcánicas del centro, este y sur del país.

La Ley de Energía Geotérmica creó nuevas oportunidades para desplegar este recurso al establecer un marco para que las compañías privadas puedan explorar y desarrollar recursos geotérmicos y hagan una distinción entre los suministros de agua potable y geotérmica. En 2015, la SENER llevó a cabo una “ronda cero” para la energía geotérmica para determinar qué sitios y proyectos potenciales desarrollaría la CFE y cuáles se subastarían a los inversionistas en futuras rondas de licitación. Desde las reformas, la SENER ha otorgado 21 permisos de exploración en siete estados, y bajo el nuevo esquema, se espera que el sector privado cubra alrededor del 40.7 por ciento de la demanda de electricidad de los recursos geotérmicos para 2030, y se estima que la CFE cubrirá el 21 por ciento de la demanda, los pequeños productores el 3.4 por ciento, y la autogeneración el 8.4 por ciento.³³⁷

333 “Un aumento de 53GW en capacidad solar en China impulsó la inversión global en energía limpia” [A 53 GW increase in solar capacity in China boosted global investment in clean energy], Bloomberg New Energy Finance, 16 de enero de 2018, www.bloomberg.com/latam/blog/un-aumento-de-53gw-en-capacidad-solar-en-china-impulso-la-inversion-global-en-energia-limpia/.

334 Gielen et al., *Renewable Energy Prospects: Mexico*.

335 Climatescope, “Mexico — Climatescope 2017.”

336 “Leading Countries by Installed Geothermal Capacity in 2016 (in Gigawatts),” Statista: The Statistics Portal, 2017, www.statista.com/statistics/270251/installed-geothermal-energy-capacity-by-country/

337 SENER, *Prospectivas de Energías Renovables (2016–2030)* [Renewable energy prospects (2016–2030)], (Mexico City: Secretaría de Energía, 2016), 54–55, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2016-2030.pdf.

A pesar de este potencial de desarrollo, no está claro qué tan rápido crecerá el uso de la energía geotérmica en México. Aunque se planifican nuevos proyectos y las recientes subastas de energía han otorgado cierta capacidad geotérmica, también se prevé que se retiren del servicio varias unidades, lo que significa que será necesario construir un mayor número de nuevos proyectos solo para alcanzar un aumento neto de capacidad. Los altos costos de exploración, especialmente los costos asociados con la perforación de pozos para evaluar el potencial técnico y económico de los recursos estimados, representan la mayor barrera.

Biomasa

La biomasa también representa aproximadamente el 1 por ciento de la capacidad instalada en México. La mayor parte de la biomasa utilizada para la generación de energía es el bagazo de caña de azúcar utilizado para el autoabastecimiento en la industria azucarera, seguido de la energía de biogás producida a partir de la agricultura, la industria y los residuos urbanos. El bagazo de caña de azúcar representó casi el 90 por ciento de toda la generación de energía con biomasa en 2013.³³⁸ Hay muchos incentivos para producir electricidad a partir de biomasa en México. La industria de la caña de azúcar puede vender el exceso de electricidad de la biomasa a la red. Además, muchos proyectos de biomasa con aplicaciones agroindustriales han obtenido créditos certificados para la reducción de emisiones a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio de las Naciones Unidas. La Ley de Bioenergía establece normas para las actividades relacionadas con la biomasa. Gracias a estos incentivos, la SENER proyecta que México sumará 60 MW de capacidad instalada de biomasa entre 2016 y 2030. Sin embargo, para maximizar el potencial de biomasa de México, se tendría que crear un mercado de biomasa para conectar la oferta y la demanda.

Retos

Aunque la reforma energética ha creado el marco para atraer inversiones para expandir la generación de energía renovable, México aún enfrenta numerosas preocupaciones, incluidos los retos para administrar y expandir la red, la competencia de precios de los combustibles fósiles y la oposición de la comunidad local a posibles nuevos sitios de proyectos del sector energético.

Gestión y ampliación del sistema de transmisión y distribución

Para aprovechar al máximo el potencial de energía renovable de México, el país necesita expandir enormemente su capacidad de transmisión. El potencial eólico y solar fotovoltaico se concentra principalmente en las partes norte y oeste de México, distantes de la mayoría de los centros de población y la actividad industrial en las regiones centro y sur del país. Esta distancia entre la oferta y la demanda no es insuperable, pero significa que se necesitará una planificación cuidadosa para construir la infraestructura de transmisión y las soluciones de diseño necesarias para integrar mejor las energías renovables a la red.

La expansión de la capacidad de transmisión y la planificación a largo plazo para el desarrollo de la red son particularmente importantes para integrar fuentes de energías renovables intermitentes, que son más abundantes en ciertos momentos del día o del año, a la red nacional. Esta irregularidad plantea un reto para el nuevo operador de sistemas independiente, el CENACE. Diariamente, las autoridades reguladoras deben garantizar que el sistema tenga suficiente capacidad de generación firme para cubrir la demanda máxima, al tiempo que

338 Gielen et al., *Renewable Energy Prospects: Mexico*.

se lleva a cabo la gestión del lado de la demanda para garantizar la confiabilidad de la red y reducir los costos. En la planificación a largo plazo, los reguladores tienen que hacer pronósticos complejos para la generación intermitente de energía eólica y solar. El gobierno mexicano también debe continuar desarrollando normas y códigos de operación de mercado claros y adecuados para la conexión a la red y el acceso para fomentar el desarrollo de la capacidad de las energías renovables.

Al mismo tiempo, México también debe tener en cuenta las altas pérdidas técnicas y no técnicas en la red de transmisión y distribución, un problema común en los mercados emergentes. Las pérdidas técnicas son aquellas asociadas con el proceso de transporte o fallas en la red de distribución de electricidad; las pérdidas no técnicas son las que resultan del acceso ilegal, la medición deficiente y la facturación incorrecta. Casi la mitad de las líneas de transmisión de México tienen más de 20 años. Las pérdidas técnicas y no técnicas han disminuido de un significativo 30 por ciento en 2008, pero aún siguen siendo altas en la actualidad, con un 14 por ciento.³³⁹ Las pérdidas de electricidad en los países de altos ingresos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, en contraste, promedian entre el 6 y el 8 por ciento de la producción total de electricidad.³⁴⁰ La CFE ha establecido el objetivo de reducir las pérdidas al 10 por ciento para 2018.

El gobierno planea expandir las líneas de transmisión en todo el país. La CFE planea invertir unos \$15 mil millones en transmisión y \$18 mil millones en distribución para 2029.³⁴¹ En 2017, lanzó una licitación para construir una línea de transmisión de 1,500 kilómetros para conectar a Baja California con la red nacional. Esta será la primera línea construida por una compañía privada desde que se promulgó la reforma energética, lo que significa que es una prueba crítica de la reforma y podría alentar una mayor inversión si tiene éxito. También abre la posibilidad de que California importe energía renovable desde partes más distantes de México a medida que la economía más grande de Estados Unidos busque lograr sus propios objetivos de energía limpia. El gobierno también ha propuesto una línea de 1,260 kilómetros que se extenderá desde Oaxaca, rica en energía eólica, hasta la zona más poblada del centro de México.

Altos costos

La competencia con la energía originada a partir de combustibles fósiles que es más barata, en particular el gas natural, plantea otro reto para el despliegue de energías renovables en México. Las importaciones de gas natural de los Estados Unidos han contribuido significativamente a la disminución de los costos de electricidad en México. Debido al aumento en la producción del auge de la lutita, el punto de referencia del gas natural estadounidense Henry Hub ha bajado de un máximo de \$8.85 por millón de unidades térmicas británicas (Btu) en 2008 a poco menos de \$3.00 por millón de BTU en 2017. Entre 2014 y 2015, las tarifas de electricidad de México disminuyeron alrededor de un 25 por ciento, de \$0.14/kWh en 2014 a \$0.10/kWh en 2015.³⁴² El consumo de gas de México se ha duplicado de 4 mil millones de pies cúbicos por día (Bcf/d) en 2000 a 8 Bcf/d

339 World Economic Forum, *Taking Mexico to Full Potential* (Geneva: World Economic Forum, Febrero 2016), http://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_Electricity_Mexico_case_.pdf.

340 Raul Jiménez, Tomás Serebrisky y Jorge Mercado, *Power Lost: Sizing Electricity Losses in Transmission and Distribution Systems in Latin America and the Caribbean* (Washington, DC: Inter-American Development Bank, 2014), <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6689/Power-electricity-loss.pdf>.

341 World Economic Forum, *Taking Mexico to Full Potential*.

342 Climatescope, "Mexico — Climatescope 2017."



en la actualidad, y la nueva generación de energía a base de gas natural representa la mitad de este crecimiento.³⁴³ Se espera una mayor demanda de generación de energía en los próximos años, ya que la CFE continúa convirtiendo las centrales eléctricas alimentadas con combustóleo a gas natural más limpio y más barato, que produce casi un 50 por ciento menos de dióxido de carbono que el petróleo.³⁴⁴ Además, la reforma energética ha fomentado la inversión en nuevas infraestructuras de gasoductos de gas natural, tanto dentro de México como a través de la frontera con los Estados Unidos. Este año, se espera que finalice un plan liderado por la CFE para construir 22 nuevos ductos que cubren 10,000 kilómetros, triplicando la capacidad de la red de ductos de México. Hasta octubre de 2017, las importaciones de gas proveniente de los Estados Unidos promediaron 4.6 Bcf/d, por encima del promedio de 0.9 Bcf/d en 2010, el 91 por ciento de tales importaciones se realizó a través de un gasoducto.³⁴⁵

Aunque el gas natural de bajo precio ha ayudado a reducir las tarifas de electricidad para los usuarios industriales que, a diferencia de los usuarios residenciales, no reciben tarifas fuertemente subsidiadas, estos precios bajos también podrían ser un desincentivo para la producción de energía renovable. Muchos proyectos de energía renovable no son competitivos en costos en comparación con las tecnologías de generación convencionales. Conforme a las regulaciones actuales, se requiere que el CENACE distribuya la energía más rentable, un sistema que ha tendido a favorecer las tecnologías de energía convencional como el gas natural y el carbón sobre las energías renovables. El nuevo esquema CEL debería, en principio, enviar una señal económica para construir más capacidad de energía renovable, reemplazando la generación de combustibles fósiles mediante la imposición de un precio sobre el carbono. Sin embargo, algunos críticos creen que el esquema no es lo suficientemente agresivo como para mover a México hacia la energía con cero emisiones de carbono. En primer lugar, el esquema CEL no impone límites máximos ni mínimos a los precios del carbono, por lo que los precios pueden ser demasiado bajos para actuar como incentivos para la inversión en energía renovable. En segundo lugar, los objetivos de energía limpia de México y los proyectos elegibles para CEL incluyen gas natural eficiente, por lo que actualmente no existe una meta oficial para mover a México hacia una energía con cero emisiones de carbono.

Las nuevas centrales eléctricas de gas natural eficientes reducirán las emisiones en el corto plazo, ya que la generación alimentada por petróleo y carbón se convertirá a generación alimentada por gas, pero esta infraestructura, que permanecerá en funcionamiento durante décadas, finalmente aumentará las emisiones en comparación con la construcción de infraestructura de energía de cero emisiones de carbono. Esta situación parece reflejar una coordinación e integración insuficientes entre la planificación energética y el cambio climático. Las plantas de gas natural, carbón y energía nuclear tienen una larga vida útil, aproximadamente 50 años, por lo que las plantas que se han construido desde la década de 1980 probablemente no se retirarán antes de 2030. En 2011, la edad promedio de las plantas de carbón y gas natural de México era de solo 17 y 13 años, respectivamente. El gobierno no tiene planes de retirar la infraestructura anterior a base de carbón, petróleo o gas natural antes del final de su vida útil.

343 "LNG Monthly," Office of Oil and Natural Gas, U.S. Department of Energy, 2018, www.energy.gov/sites/prod/files/2018/03/f49/LNG%20Monthly%202018_2.pdf.

344 Alejandro Chanona Robles, *Tracking the Progress of Mexico's Power Sector Reform* (Washington, DC: Mexico Institute, Wilson Center, 2016), www.wilsoncenter.org/sites/default/files/tracking_progress_of_mexicos_power_sector_reform.pdf.

345 "LNG Monthly."

Como preocupación adicional, los precios ofrecidos en subastas recientes son tan bajos que pueden no ser económicamente viables, y los desarrolladores no podrán obtener financiamiento para construir la capacidad prometida. Algunas compañías incluso pueden esperar para renegociar su contrato posteriormente. El alto número de licitantes precalificados para la subasta también está vinculado a los bajos requisitos de precalificación. En México se han dado algunos casos de proyectos que adquirieron permisos de construcción y generación, pero que no pudieron implementarse porque no eran económicamente viables sin más subsidios o apoyo financiero. En subastas recientes, algunos licitantes han utilizado datos de baja calidad y no han realizado las evaluaciones adecuadas antes de presentar las licitaciones, por ejemplo, al presentar una licitación para que se construya un proyecto en un parque nacional protegido. Si los desarrolladores enfrentan retos ambientales o sociales imprevistos que aumentan los costos del proyecto y alteran la estructura financiera del acuerdo, es posible que no puedan avanzar con la construcción.

Los altos costos y la falta de disponibilidad de equipos y servicios locales para el sector de las energías renovables también podrían hacer que estas fuentes de energía sean menos competitivas en México. Hasta ahora, los desarrolladores han tenido pocas dificultades para adquirir tecnología y componentes de energía renovable, la mayoría de los cuales se importan, porque el mercado es pequeño. Pero si la industria crece rápidamente, es probable que la cadena de suministro desarrolle cuellos de botella. Se requerirían inversiones masivas para que México construya su propia industria completa de suministro de equipos para plantas de generación de energía renovable a gran escala. El aumento significativo del uso de paneles solares para la generación distribuida en México plantearía otro conjunto de desafíos, ya que los propietarios de viviendas y las compañías minoristas necesitarían tener acceso a un gran suministro nacional, no solo de equipos, sino también de expertos en diseño e instalación de sistemas.

Oposición local

Al igual que en el resto de América Latina y en muchos otros países, los desarrolladores de proyectos en México enfrentan grandes desafíos para adquirir los derechos sobre las tierras y el consentimiento de las comunidades locales para construir plantas de energía y líneas de transmisión. La Ley de la Industria Eléctrica requiere que la Secretaría de Energía realice un proceso de consulta formal con los residentes, incluidos los grupos indígenas, antes de iniciar un proyecto. México también ha requerido una consulta previa libre e informada según la norma 169 de la Organización Internacional del Trabajo en su constitución desde 2011, pero faltan procedimientos específicos y la implementación ha sido irregular.³⁴⁶ México también exige que las compañías de energía paguen a las comunidades locales por el uso de sus tierras y dicta que la cantidad de esos pagos se determine a través de negociaciones directas entre las compañías y los residentes. La ley también exige una evaluación de impacto social como condición previa para la aprobación de cualquier nuevo proyecto energético.

La compleja estructura de la propiedad de la tierra en México complica aun más el proceso de consulta y adquisición de derechos sobre las tierras para proyectos de energía renovable. Aproximadamente la mitad de las tierras de México son de propiedad privada, y la mitad restante es de propiedad colectiva bajo el modelo de propiedad social del país de *ejidos* u otras estructuras comunitarias de tenencia de tierras. Para construir un proyecto de energía renovable en tierras de propiedad colectiva, los desarrolladores deben consultar no con los

346 Lisa Viscidi y Jason Fargo, "Local Conflicts and Natural Resources: A Balancing Act for Latin American Countries," The Inter-American Dialogue, Mayo 2015, www.thedialogue.org/wp-content/uploads/2015/05/Local-Conflicts-and-Natural-Resources-FINAL.pdf.



propietarios individuales sino con docenas o incluso cientos de personas que poseen la tierra, un proceso más largo y costoso que requiere que las compañías contraten expertos locales. En Oaxaca, donde se concentran la mayoría de los parques eólicos del país, más del 75 por ciento de la propiedad del territorio está bajo el modelo de propiedad social.³⁴⁷ Algunos desarrolladores no han podido obtener derechos sobre las tierras en absoluto y se han involucrado en batallas judiciales de varios años sobre los derechos sobre dichas tierras. Estas complicaciones legales también hacen que sea más difícil obtener financiamiento.

La consulta y negociación con las comunidades indígenas, que representan aproximadamente el 13 por ciento de la población de México, presenta desafíos únicos para los desarrolladores de energías renovables y otras infraestructuras. Muchas comunidades indígenas tienen conexiones culturales particularmente fuertes con sus tierras y el medio ambiente circundante y pueden ser incluso más reacias que otros grupos o individuos en cuanto a permitir que se construyan grandes proyectos de infraestructura en su territorio. Las comunidades indígenas en el sur de México han protestado por la construcción de parques eólicos después de que se les brindó la información, lo que ha causado la retención del consentimiento de los contratos, del arrendamiento de tierras y de la compensación. Las complejas negociaciones con la comunidad zapoteca en México sobre proyectos de parques eólicos en el estado de Oaxaca demuestran las dificultades de un proceso de consulta mal conducido. En 2015, más de 1,000 residentes de Juchitán de Zaragoza, una ciudad principalmente zapoteca de Oaxaca, bloquearon los planes para construir uno de los parques eólicos más grandes de América Latina cerca de la ciudad. Los miembros de la comunidad recibieron un amparo para impedir que Energía Eólica del Sur, un consorcio internacional, construyera un parque eólico de 400 MW cerca de sus hogares.³⁴⁸ Al parecer, algunos residentes temían que el parque eólico causara perjuicios a su ganado, las aves migratorias y los murciélagos, y no quería aerogeneradores cerca de la ciudad. Según la demanda de la comunidad, el gobierno no siguió el proceso legal de consulta al otorgar permisos a Eólica del Sur durante el proceso de consulta, y no después. En enero de 2018, la Suprema Corte de México dictaminó que el proyecto del parque eólico tendría que detenerse porque las comunidades locales no habían sido consultadas adecuadamente.³⁴⁹

La capacidad del gobierno para supervisar consultas y mediar conflictos no es muy confiable. Como parte del proceso de la reforma energética, la SENER estableció una nueva división que se centraría en las relaciones con la comunidad, pero el personal y los recursos actuales de esta división no son adecuados para realizar completamente las evaluaciones de impacto social y analizar y mitigar todos los conflictos potenciales, lo que crea un cuello de botella para los desarrolladores de proyectos.

Recomendaciones para formulación de políticas

Bajo el marco político actual, el gobierno mexicano tiene muchas oportunidades para expandir la energía renovable para la generación de energía. Los encargados de la formulación de políticas deberían centrarse en tres áreas clave:

347 Pinzon et al., *Renewable Energy in Mexico's Northern Border Region*.

348 Victoria Burnett, "Los parques eólicos generan prosperidad en Oaxaca, pero no para todos", *New York Times*, 1 de agosto de 2016, www.nytimes.com/es/2016/08/01/los-parques-eolicos-generan-prosperidad-en-oaxaca-pero-no-para-todos/.

349 "Court Orders Halt to Juchitan Wind Farm", *Mexico News Daily*, 11 de enero de 2018, <https://mexiconewsdaily.com/news/court-orders-halt-to-juchitan-wind-farm/>.

1. Mejorar la administración de la red aumentando la capacidad y la eficiencia del sistema de transmisión y distribución, mejorando la gestión del lado de la demanda e incentivando la energía distribuida.
2. Hacer que la energía renovable sea más competitiva en cuanto a costos expandiendo los incentivos fiscales para ciertas tecnologías limpias y construyendo la industria local.
3. Obtener el apoyo de la comunidad local para la construcción de infraestructura de energía renovable mediante la mejora del proceso de consulta de tierras y disputas y el desarrollo de sistemas de energía comunitarios.

Mejora de la gestión del sistema de transmisión y distribución

México necesita aumentar la capacidad y la eficiencia del sistema de transmisión y distribución para integrar más fuentes de energías renovables intermitentes, como la eólica y la solar, en la red. Al mismo tiempo, como operador del sistema el CENACE debe garantizar que haya suficiente capacidad firme para la confiabilidad del sistema. Es probable que las fuentes confiables de combustibles fósiles, como el gas natural, sigan siendo una parte importante de la matriz eléctrica, pero las fuentes de energía renovable, como la energía hidroeléctrica a gran escala y la energía geotérmica, deberían utilizarse cada vez más para proporcionar energía firme, en particular para reemplazar la generación a base petróleo y carbón.

La reforma energética creó oportunidades para atraer la inversión del sector privado para desarrollar y mejorar las líneas de transmisión. El gobierno mexicano debe realizar licitaciones adicionales para vender derechos para construir nuevas líneas de transmisión estratégicas y actualizar las líneas existentes. El órgano regulador de electricidad también debe realizar la publicación de tarifas claras y transparentes.

El gobierno de México también podría realizar mayores esfuerzos para mejorar la eficiencia energética y la gestión del lado de la demanda para reducir la demanda de electricidad, especialmente durante los tiempos de máxima carga. Los programas de gestión del lado de la demanda deben desarrollarse junto con la expansión de tecnologías inteligentes, como la medición inteligente en edificios residenciales y comerciales. Las tecnologías inteligentes se pueden usar para enviar señales de precios a los consumidores para que usen la electricidad a horas del día cuando las fuentes de energía renovable son más abundantes. La utilización de mejores sistemas de gestión de clientes puede reducir las pérdidas no técnicas. Bajo el sistema actual, estos programas estarían principalmente dentro del ámbito de la CFE, ya que suministra directamente a la mayoría de los clientes.

Si México va a recurrir a las energías renovables mayormente de manera significativa para la generación de energía eléctrica, tendrá que impulsar el consumo no solo de los proyectos de energía a gran escala adjudicados en subastas, sino también de los proyectos de energía distribuida a pequeña escala, que mejoran la confiabilidad del sistema y reducen los costos de transmisión. Aunque México ha permitido la medición neta desde 2007, se necesita mayor progreso para introducir una infraestructura de medición avanzada. En las áreas urbanas, los medidores inteligentes deben ser ubicuos para aprovechar las oportunidades para expandir la generación distribuida en los techos de los edificios. Los incentivos para aumentar el almacenamiento de electricidad también mejorarían la confiabilidad y permitirían que más energías renovables se integren a la red. El gobierno debe desarrollar un plan específico para desplegar redes inteligentes y mejorar el almacenamiento de energía.



Dada la gran área geográfica de México, los proyectos de energía renovable fuera de la red a pequeña escala también desempeñarán un papel crucial para garantizar el acceso a la electricidad en muchas áreas rurales aisladas. Esta disposición ayudará a limitar los desafíos de integración de la red y ampliar la capacidad de transmisión.

Aumento de la competitividad de costos

A pesar de la dura competencia de los proyectos de gas natural, los proyectos de energía eólica y energía solar fueron altamente competitivos en las tres subastas de energía de México posteriores a la reforma. Sin embargo, sigue habiendo dudas sobre la viabilidad económica de los proyectos y la probabilidad de que se obtenga financiamiento para su desarrollo.

Para evitar ofertas demasiado bajas en las subastas, el gobierno debe exigir constantemente garantías financieras y alentar a los licitadores que tienen una sólida reputación técnica y financiera. Para crear más certeza para los participantes en el proceso de licitación, el gobierno debe proporcionar más información a los licitantes sobre el potencial de energía renovable y las condiciones sociales y ambientales en áreas donde se podrían desarrollar proyectos de energía renovable. El establecimiento en 2017 del Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias es un primer paso prometedor. El atlas es una herramienta georreferenciada que puede proporcionar a los desarrolladores acceso a datos sobre el potencial eólico, solar, geotérmico y de biomasa; infraestructura de transmisión y distribución; y cualquier posible reto social o ambiental que pueda aumentar los costos. Al concentrar los proyectos de energía renovable en ciertas áreas, se necesitarán menos líneas eléctricas nuevas, un factor que también podría ayudar a reducir los costos de transmisión.

Para hacer que otras fuentes de energía renovable, como la energía geotérmica y oceánica, sean competitivas con el carbón y el gas natural, es probable que el gobierno deba aumentar los incentivos fiscales para compensar el alto costo asociado con estas tecnologías. La Ley de Transición Energética permite a la SENER proponer mecanismos fiscales o financieros adicionales a la Secretaría de Hacienda para promover tecnologías de eficiencia energética y generación distribuida limpia. Dichos incentivos deben ser aplicables solo por un tiempo limitado, un período de transición que permitiría a las compañías desarrollar y ampliar estas tecnologías en México.

El gobierno también debe comenzar a incentivar el desarrollo de la industria local de energías renovables para mejorar la experiencia local y aumentar el suministro nacional de componentes, equipos y servicios de tecnología de energías renovables. México podría desarrollar un clúster de tecnología de energías limpias para reunir a desarrolladores de tecnología, empresarios e inversionistas. Para la generación distribuida, México necesita un mercado de compañías de servicios energéticos más sólido para instalar y mantener paneles solares. Los requisitos de contenido local deberían crecer gradualmente con el tiempo para que los primeros desarrolladores de energías renovables puedan aprovechar los equipos de menor costo de otros países como China.

Apoyo de la comunidad local

Claramente, México necesita mejorar los procesos para consultar a las comunidades locales y resolver los conflictos relacionados con las tierras para las centrales eléctricas y las líneas de transmisión. La experiencia de otros países de América Latina sugiere que la clave para reducir los conflictos es un compromiso proactivo y sostenido, liderado por el gobierno desde el inicio de cualquier proyecto de infraestructura.³⁵⁰ El gobierno mexicano debe desarrollar un proceso claro en el que participen varias entidades, incluida la Secretaría de Energía, los órganos reguladores de energía y la CFE, para evaluar los impactos sociales y ambientales de los proyectos de energía renovable y comunicar este proceso claramente a todas las partes interesadas. El gobierno también tendrá que asumir un papel de intermediario más activo entre las compañías y las comunidades. La nueva unidad de la SENER encargada de administrar las relaciones con la comunidad debe recibir más recursos para mediar en los conflictos y aprovechar las mejores prácticas de otros países como Perú, Chile y Colombia. Por su parte, los desarrolladores deben explicar a las comunidades cómo pueden beneficiarse de los proyectos de energía renovable, incorporar a las compañías locales en su cadena de suministro y entablar un diálogo desde el principio en lugar de tratar de resolver de inmediato las disputas en los tribunales.

La expansión de los “proyectos de energía renovable impulsados por la comunidad”, en los que las comunidades tienen derechos de propiedad, participación o interés compartido en los proyectos, también puede ayudar a reducir el riesgo de la oposición local. Los ejemplos de tales proyectos en América Latina van desde proyectos de energía distribuida hasta cooperativas rurales de energía, pero México no tiene proyectos a gran escala conectados a la red que son dirigidos por una comunidad. La construcción de proyectos más pequeños donde las comunidades tienen una participación accionaria y acceso directo a los servicios de electricidad podría ayudar a reducir los conflictos locales, particularmente en áreas como Oaxaca, donde las comunidades se han opuesto fuertemente a los proyectos de energía renovable. La Red de Políticas sobre Energía Renovable para el Siglo XXI ha propuesto separar una cantidad específica de capacidad de electricidad basada en la comunidad en futuras subastas; adoptar un objetivo nacional para proyectos de energía renovable impulsados por la comunidad; e incluir criterios además del precio para determinar a los ganadores, como la capacidad de producir beneficios colaterales como contenido local, trabajos y cadenas de valor locales.³⁵¹

Conclusión

Casi seis años después de que la reforma energética se convirtiera en ley, México cuenta con un marco más estable y competitivo para el sector eléctrico, que ya ha generado un enorme aumento en los compromisos de inversión para la generación de energías renovables. Sin embargo, aunque la generación de energía renovable no hidroeléctrica ha crecido exponencialmente en solo unos pocos años, la industria aún se encuentra en una fase inicial. Con las elecciones presidenciales a la vuelta de la esquina, México pronto podría enfrentar cambios significativos en la política energética y económica en general. Aunque la energía renovable no ha sido un punto focal de debate en las elecciones, dado que los debates sobre políticas energéticas se han centrado en el sector petrolero, las energías renovables continuarán siendo un tema importante para el crecimiento económico y los

350 Viscidi and Fargo, “Local Conflicts and Natural Resources.”

351 Hugo Lucas, Anna Leidreiter y Miquel Muñoz Cabré, *Renewable Energy Tenders and Community [Em]power[ment]: Latin America and the Caribbean* (Paris: REN 21: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2017), www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/09/LAC-Report.pdf.



objetivos climáticos de México. En este contexto de cambio, es esencial que el próximo presidente mantenga el impulso positivo de la reforma, aproveche los éxitos del sector y trabaje para mejorar las políticas y regulaciones donde aún falta camino por recorrer.

La reforma energética ha proporcionado importantes señales económicas para llevar a México a una transición de energía limpia, pero es demasiado pronto para saber si las fuentes de energía renovable, especialmente las fuentes no hidroeléctricas, pueden formar en el futuro una parte importante de la matriz energética de México. Para materializar este potencial, el próximo gobierno de México deberá mantener los elementos clave de la reforma, seguir avanzando con las subastas de energías limpias y mitigar o eliminar los cuellos de botella adicionales que representan un obstáculo para la inversión.

Un futuro incierto: El sector energético bajo AMLO

Duncan Wood, Director, Instituto México, Centro Woodrow Wilson

No obstante la impresionante transformación del sector energético mexicano lograda en esta etapa, el futuro de la reforma de 2013 dista de estar asegurado. Con la victoria de Andrés Manuel López Obrador (AMLO) en las elecciones de julio de 2018 de México, existe hoy una inquietud e incertidumbre generalizada, en lo referente al sector energético. Lo anterior no es de sorprenderse: durante su exitosa campaña presidencial, AMLO no dejó duda en cuanto a sus posturas sobre la reforma. El presidente electo enfatizó su oposición a la reforma y su intención de revisar los contratos que ya fueron emitidos, a efectos de asegurar que son lícitos. Por «lícito» quiso hacer referencia a si tales contratos se otorgaron en apego a las reglas del proceso de concurso de obras y que la corrupción no permitió determinar resultados. El político ha enfatizado reiteradamente que su gobierno no procedería con actos expropiatorios o cancelaciones aleatorias de contratos.

AMLO cuenta con una larga trayectoria de ferviente y comprometida oposición a la apertura del sector de los hidrocarburos en México. En cantidad de ocasiones durante su carrera se ha pronunciado con vehemencia en cuanto a la necesidad de preservar el control público y estatal sobre la riqueza petrolera del país, con lo cual ostenta una visión nacionalista cuyos orígenes datan de la expropiación petrolera emprendida en 1938 por el entonces presidente Lázaro Cárdenas.

Esta vez, tendrá como presidente la oportunidad de dar marcha atrás a las reformas de 2013 si así lo desea. Y es que AMLO ha demostrado ser hombre de palabra, al menos durante el periodo de transición. Su equipo ya ha iniciado una revisión de los contratos, y ha reiterado su compromiso de no expropiar propiedad privada. Empero, de importancia clave es que tanto él como su equipo han hecho la promesa de respetar la ley y que, al margen de su evidente oposición a la reforma, se han comprometido únicamente a cambiar las leyes secundarias o de implementación de la reforma.

No obstante, queda una serie de factores que siguen poniendo nerviosos a los inversionistas del sector energético y que podrían impactar el futuro del sector. Es de importancia reconocer que la reforma dista mucho de ser popular entre la población mexicana. Los aumentos en los precios en las gasolinas en los últimos años, en conjunto con la caída continua de la producción de petróleo mexicano y la crisis actual de la paraestatal petrolera nacional Pemex, han generado una opinión negativa entorno a la reforma y ha alentado una retórica anti reformista por parte de los políticos de oposición.

En el presente capítulo final de esta entrega, sostengo que es muy probable que seamos testigos de un estancamiento en el sector energético mexicano en los próximos tres años dado que será improbable que la nueva administración licite nuevas rondas de concursos petroleros o eléctricos, y que en su lugar optará por fortalecer a la paraestatal petrolera y el servicio eléctrico nacional.

AMLO y la política energética

Desde su fallida campaña presidencial de 2006, AMLO ha propugnado por un sector energético nacional bajo estricto control del estado. Si bien en su plataforma electoral de 2006 abrió la puerta a la posibilidad de inversión privada (mas no extranjera) en la industria petrolera, AMLO ha sostenido desde entonces una ferviente visión del futuro contraria a la apertura.

Particularmente en 2013, cuando el gobierno de Peña Nieto anunció por primera vez sus planes de liberar el sector energético en México, AMLO dirigió su encono y disgusto a las reformas, mas fue incapaz de atraer mayor interés del público mexicano, incluso cuando unió fuerzas con sus antiguos aliados del PRD. Sin embargo, los resultados al corto plazo de la reforma le han dotado de más munición en la batalla que está librando en contra del nuevo modelo energético. El alza en los precios de las gasolinas por el fin de los subsidios, el debilitamiento del peso frente al dólar, y lo más reciente, el alza al precio del petróleo, han llevado a grandes sectores del público mexicano a concluir que la reformas han sido un fracaso. Los problemas que actualmente está enfrentando Pemex, especialmente en lo referente a la corrupción, su estatus financiero y el sustancial declive en su producción petrolera, ha ayudado a apuntalar la idea de que la reforma no honró sus promesas, a pesar del hecho de que estos problemas ya existían antes de la reforma. Por último, los tan anunciados beneficios de la reforma, en términos de una nueva producción de petróleo, nuevos ingresos fiscales, nuevos empleos y crecimiento económico más alto, no se han materializado a cuatro años de haberse aprobado la reforma. Lo anterior era algo esperado, sin embargo, la administración de Peña Nieto cometió el error fatal de vender la reforma al público mexicano bajo estas promesas.

En su campaña presidencial de 2018, AMLO esbozó planes para el sector energético, que involucró una inusual combinación de ideas, tanto antiguas como nuevas. Se comprometió a la transición de energías convencionales a energías renovables, si bien este enfoque estaba altamente concentrado en generación distribuida y brindar acceso a la energía eléctrica a comunidades marginalizadas, en lugar de proyectos a gran escala. López Obrador suscribió la idea de que México requiere nuevas plantas hidroeléctricas, aunque haya opciones limitadas para construir nueva capacidad y los proyectos se verían ante oposición considerable de parte de las comunidades locales. Por otra parte, su plan «Proyecto 18» para el sector energético se compromete a mantener estaciones termoeléctricas existentes (algunas de las cuales funcionan a base de la quema de combustible) en operación, a pesar de los costos al alza de las gasolinas, equipo obsoleto y gran cantidad de residuos de carbón. Lo anterior podría ser visto como una forma de evitar inversiones nuevas masivas, pero casi con toda certeza sería una falsa economía, especialmente de cara al hecho de que los precios del petróleo han estado incrementando a paso constante por los últimos años.

Es en el área de la industria de los hidrocarburos en donde AMLO ha puesto sobre la mesa sus ideas más controversiales. López Obrador propone reestructurar el sector mediante fuertes inversiones en la capacidad de refinación, en la exploración y producción de gas natural en México, la renovación de contratos y requisitos de concurso para los bloques de petróleo que fueron otorgados a inversionistas privados y extranjeros desde 2015 y nueva inversión significativa y dependencia en que Pemex desarrolle las reservas petroleras en declive del país.

De cara a un camino complejo

Esta visión del futuro energético de México fue presentada con claridad durante el periodo de campañas. El partido de Andrés Manuel López Obrador, MORENA, controla ahora tanto el Congreso de la Unión (con dos tercios de la mayoría absoluta de la cámara de diputados y una mayoría relativa en el senado), así como una mayoría en las legislaturas estatales (que es otro requisito para cambiar la constitución). AMLO mismo ha manifestado que buscaría una reforma constitucional durante la primera mitad de su mandato, si bien el plan de la administración propugna por cambios a la legislación secundaria de la reforma de 2013. Esta será una prueba mayúscula de las intenciones del nuevo gobierno y proveerá indicios de la amplitud y la drasticidad que tendrán los cambios. Hasta ahora, parece ser que el enfoque recaerá en fortalecer Pemex otorgándole más libertad del control gubernamental, particularmente de Hacienda. Otras áreas del potencial enfoque legislativo será el régimen fiscal de Pemex y su capacidad de determinar con quién celebra contratos de riesgo compartido.

Un indicio importante vendrá de los cambios que se hagan en las instituciones regulatorias y el marco regulatorio del cual son responsables. Un suceso que despertó preocupaciones ocurrió en octubre de 2018 con la propuesta legislativa de la Cámara de Diputados de llevar la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos bajo el control directo de la Secretaría de Energía. Si bien esta iniciativa podría de primeras ser considerada inconstitucional, aunado al hecho de que el presidente electo no le brindó su apoyo total, mostró indicios de que la independencia de la agencia regulatoria no sería una prioridad para la nueva administración. Esto creó una ola de inquietud entre los inversionistas del sector energético.

Otro suceso digno de preocupación ocurrió cuando el presidente electo López Obrador anunció en octubre de 2018 que buscaría cesar las exportaciones de crudo mexicano. Si bien esto último fue interpretado como una forma por medio de la cual la nueva administración desarrollaría capacidad de refinación suficiente para gestionar toda la producción de crudo en el país, la agencia internacional calificadora de deuda se mostró lo suficientemente preocupada como para disminuir por un grado entero la calificación de Pemex. La respuesta de la nominada para el cargo de Secretaría de Energía Rocío Nahle de que «no entendió» la reacción de Fitch sirvió únicamente para dejar más aún de relieve la sensación de que el nuevo equipo de energía estuvo ajeno a las realidades de los mercados internacionales de energía.

En suma de estas inquietudes, se tiene una serie de factores que la nueva administración tendrá que tomar en consideración al planear su gestión en el sector energético. La primera de estas inquietudes es que la reacción que dar marcha atrás a la reforma de 2013 crearía en los mercados globales y en los inversionistas extranjeros. AMLO se ha comprometido a revisar los contratos que se otorgaron entre 2015 y 2018, un proceso que fue extraordinariamente transparente y apegado a las mejores prácticas internacionales. Puede haber poca duda de que los contratos mismos son válidos, pero ha habido indicios dentro del equipo de AMLO de que algunas de las empresas ganadoras no deberían haber estado previamente calificadas a efectos de entrar en la puja de los contratos en primer lugar. Si en efecto este es el enfoque, se tendrá que manejar con la mayor delicadeza y cuidado posible. Si surgiere cualquier indicio de que los contratos están siendo revocados de forma injusta, sería tomado con profunda preocupación por parte de los inversionistas, no solo en el sector energético. Puesto que AMLO tiene la determinación de evitar volatilidad financiera, debe proceder con cautela en este frente.



El segundo factor que la administración entrante debe tener en cuenta concierne a la producción de petróleo. Si bien la producción nacional de México ha venido en declive constante desde 2004 (pérdida a razón de 1.5 millones de barriles por día desde entonces), las nuevas exploraciones y producción derivadas de la reforma energética comenzará a rendir dividendos a mediados del término de la administración de AMLO. Ya que no disponemos de estimaciones confiables de cuánto petróleo nuevo fluirá de los contratos, ciertamente estará en el rango de doscientos a trescientos mil barriles por día a mediados de la década de 2020. Este nuevo petróleo será esencial para proporcionar a AMLO niveles sostenidos de producción nacional y el crudo para alimentar la capacidad de la nueva refinería que planea construir.

El tercer factor mayor que debe ocupar a los planificadores en materia energética de la nueva administración se deriva de esta nueva producción. El ingreso fiscal que vendrá con la nueva producción será esencial para financiar los planes de gobierno de AMLO para gasto social y en infraestructura, y el 74 por ciento en promedio que el gobierno se llevará de los contratos serán bien acogidos en el esfuerzo de mantener presupuestos equilibrados. Si bien los fundamentos económicos y la perspectiva fiscal en México aparentan tener solidez hasta este momento, el nuevo gobierno debe ocuparse en mantener e incrementar los ingresos en tiempos en los que la demanda al erario público seguramente incrementará.

Recomendaciones para el futuro

En un documento de abril de 2018 por el Wilson Center e IPD Latin America,³⁵² John Padilla y Duncan Wood sostienen que a pesar del éxito de la reforma de 2013, sigue habiendo mucho trabajo pendiente. Sus recomendaciones, tomadas de una serie de consultas con la industria y analista, se agrupan en cuatro áreas principales:

1. **Fortalecer el marco legal del sector energético:** Las prioridades en este sentido incluyen protección a los inversionistas, redacción clara en la Ley de Hidrocarburos, claridad en los requisitos de contenido nacional, creación de «corredores» y centros energéticos nacionales, leyes que gobiernen consultas indígenas, leyes complementarias que abarquen la infraestructura de transporte y reglas que rijan la adquisición de terrenos. En suma, estos cambios van de la mano con la necesidad de una mayor certidumbre y claridad que son esenciales para la confianza del inversionista y el operador.
2. **Fortalecer Pemex:** Hay dos áreas que deben atenderse aquí. Primero, resolver la difícil situación financiera de la empresa mediante la implementación de cambios a su régimen fiscal, reducción de pasivos, venta de activos insolventes y la posibilidad de una oferta pública inicial en la empresa. La segunda área de trabajo se debe enfocar en la gobernanza corporativa, debe involucrar transparencia y rendición de cuentas, eliminar los conflictos de interés en la junta directiva de Pemex e instalar una meritocracia en la empresa.
3. **Asegurar reglamentación efectiva y gestión en los sectores intermedios y posteriores:** En este rubro, las recomendaciones se enfocan en la necesidad de regular debidamente la CFE para impedir el dominio en el mercado, fortalecer CENAGAS para crear una mayor certidumbre y estabilidad de mercado, una reorganización de Pemex Logística que permita una ejecución más ágil de los proyectos,

352 Duncan Wood y John Padilla, *Mexico's New Hydrocarbons Model: A Critical Assessment Four Years Later*, Wilson Center, https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/mexicos_new_hydrocarbons_model_0.pdf

mayor transparencia en la fijación de precios y tarifas y acciones concretas y éxito para reducir el robo de combustible.

4. Fortalecer el marco regulatorio, asegurar la autonomía regulatoria y hacer más eficiente la regulación:

En este punto, las recomendaciones se centran en incrementar la autonomía regulatoria, mejorar la respuesta regulatoria por medio de plataformas en línea, la creación de un «punto de una sola parada» para reducir la carga burocrática, mejorar la coordinación de distintos niveles de gobierno y mejorar el estado de derecho en general en México.

Al tiempo de la publicación, parece improbable que muchas de estas mejoras potenciales al sector energético sean implementadas por la nueva administración por hecho simple de que implican una «vuelta de tuerca» de la reforma de 2013, toda vez que la nueva administración ha puntualizado su gran escepticismo entorno a aquella. La única excepción, claro está, es referente a Pemex, que como ya vimos anteriormente, el gobierno tiene previsto fortalecerla y empoderarla para que pueda competir.

Encima de ello sigue habiendo otros desafíos y oportunidades que la nueva administración puede atender y tratar. Una serie de publicaciones del Foro Económico Mundial (WEF) en 2018 enfatizó la necesidad crítica de acelerar la transición de la energía global y el abandono de los combustibles fósiles, con un enfoque en seis ejes. Estos ejes quedan consignados con claridad en un documento de Jules Kortenhorst y Kieran Coleman:³⁵³

1. Integrar los marcos de referencia de políticas a efectos de asegurar que los gobiernos atiendan el tema de la transición energética de una forma holística.
2. La fijación de precios de carbón por medio de un impuesto amplio o un sistema de límites máximos y comercio para proporcionar una señal de precios estable a los mercados por el tiempo.
3. El uso de subsidios inteligentes: esto implica retirar los subsidios existentes en los combustibles fósiles y proceder a implementar subsidios seleccionados y cuidadosamente evaluados para nuevas tecnologías inteligentes.
4. Los gobiernos y las empresas deben apoyar la innovación mediante un aumento en la inversión en investigación y diseño de proyectos, así como coordinación con los mismos. En la mayor medida posible, estos proyectos deben involucrar una colaboración entre el sector privado y el público.
5. La eficiencia energética debe ser vista como el componente crítico de la lucha en contra del cambio climático. Los incentivos deben darse a proyectos de eficiencia energética como también para la creación de ordenamientos y estándares de eficiencia en toda la economía.
6. La incorporación de nuevas tecnologías y proyectos de energía renovable a escala masiva plantearán múltiples retos para los mercados de la electricidad. Esto precisará de una profunda consideración en cuanto a cómo poder diseñar estos mercados para maximizar tanto la competencia como la innovación.

Todas estas prioridades identificadas claramente por los expertos del Foro Económico Mundial son de importancia crítica para asegurar una transición energética fluida y efectiva para mantener el escenario del alza

353 Jules Kortenhorst y Kieran Coleman, "Six ways to align the energy transition with economic growth", Foro Económico Mundial, 7 de marzo de 2018, <https://www.weforum.org/agenda/2018/03/6-ways-to-align-energy-transition-and-economic-growth/>



de la temperatura global a 2 grados centígrados. AMLO ya ha manifestado que desea facilitar la transición a energías renovables, y seguir estos lineamientos y trabajar con el Foro Económico Mundial sería una forma de útil de avanzar hacia el objetivo.

Conclusión

La nueva administración de AMLO hereda un sector energético que ya ha empezado a dar el giro después décadas de abandono. La reforma de 2013 fue aclamada por inversionistas de alrededor del mundo como un indicador de que México se abría a los negocios. En los próximos años, el gobierno de Andrés Manuel López Obrador debe tomar una decisión con respecto de la ruta que tomará el sector. No queda duda de que el presidente electo desea incrementar el papel del estado y de su desconfianza a los beneficios de la inversión privada y extranjera. No obstante, las necesidades económicas, fiscales y energéticas podrían llevar al nuevo gobierno a adoptar una salida menos radical del estatus quo que la que muchos temen. Depende en gran medida de las formas en las cuales la nueva administración responda a las señales de los inversionistas internacionales y los mercados de capital.



Wilson Center
One Woodrow Wilson Plaza
1300 Pennsylvania Avenue NW
Washington, DC 20004-3027

202-691-4130
mexico@wilsoncenter.org
www.wilsoncenter.org/mexico