



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ECONOMÍA

*Reforma energética 2014: análisis y viabilidad financiera
del esquema de subasta eléctrica de largo plazo en México*

TESIS
para obtener el título de
Licenciado en Economía

Presenta
Mario Diego Alberto Ordóñez Zaragoza

Director de Tesis
Mtro. Miguel Cervantes Jiménez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A la Universidad, la Facultad y los sinodales:

Dr. Sergio Efrén Martínez Rivera
Mtro. Eduardo Martínez Ávila
Lic. Elías Araujo Arcos
Lic. Jorge Francisco Deschamps Góngora

Dedicatoria

RC
EZM HO
ASQ DVG AAA HTC CMO
BH AJ RMO IHC DOM LOM JMO
PL AMO AFR LOZ BLZ FLZ
MAL LZM .@". MOM MPG
NCN ABQ SOZ NMR JGC HZ
AMM IGH CRR ENI IZA GO IZ
ARO GOM GOC EMA ATN
MM EMC
JO

Índice

Introducción	1
Capítulo Uno. Problemática: el mercado eléctrico	7
Antecedentes	8
Reforma energética 2014	21
Estándar y experiencia internacional	27
Contexto internacional y regional	31
Transformación de la industria eléctrica mexicana.....	32
Competitividad México respecto a Estados Unidos.....	36
Capacidad financiera de generadores en México.....	39
Capítulo Dos. El generador desde el enfoque de la teoría económica	51
Transición del monopolio al oligopolio	56
El generador en la estructura oligopólica.....	58
El generador en la estructura de subasta	64
Capítulo Tres. Modelo de contraste: subasta eléctrica de largo plazo	69
Subastas de largo plazo: resultados y situación actual.....	71
Premisas del modelo de contraste	72
Resultados del modelo de contraste	79
Costo de oportunidad de inversión en infraestructura eléctrica	88
Conclusiones y recomendaciones	91
Referencias.....	98
Apéndice A. Costo nivelado de generación	102
Apéndice B. Certificados de energía limpia: enfoque teórico	103
Apéndice C. Lecciones aprendidas del esquema de subasta eléctrica	104
Apéndice D. Solar FV – SLP (fP% 49%).....	114
Apéndice E. Solar FV – SLP (CAPEX -74%).....	115
Apéndice F. Solar FV – SLP (Tarifa@\$3.73/kWh)	116
Apéndice G. Eólico – IPP (TC@\$13.50/USD)	117
Apéndice H. Eólico – IPP (TIIE@4.5%)	118
Apéndice I. Eólico – IPP (TC@\$13.50/USD & TIIE@4.5%)	119
Apéndice J. Análisis de Bono CFE.....	120

Introducción

El 20 de diciembre del 2013 se promulgó la Reforma energética con el objetivo de transformar la industria eléctrica y dar inicio al mercado eléctrico a través de: (i) la depuración del Sistema Eléctrico Nacional, (ii) el aumento de la productividad de los generadores bajo un esquema competitivo, (iii) la reducción de los costos de generación, transmisión y distribución y (iv) el fortalecimiento de la Comisión Federal de Electricidad. Estas cuatro acciones se realizarán a través de la continua apertura a la iniciativa privada a los segmentos de generación, suministro y comercialización del sector, lo cual resultará en precios de mercado para el usuario final, bajo una sólida supervisión del Estado.

Posterior a la promulgación de la reforma, en agosto 2014, se publicó la legislación secundaria de esta, la cual fue un punto de partida para el cambio de paradigma en la industria. De dicha legislación, se destaca para esta investigación: las leyes de la Industria Eléctrica, Comisión Federal de Electricidad y Empresas Productivas del Estado, incluyendo sus manuales y reglamentos operativos.

Al contribuir el sector eléctrico de manera esencial a los costos de toda la industria y, por lo tanto, a la competitividad de las empresas que conforman la economía nacional, la reforma en la industria eléctrica en México continua con el cambio que se ha fomentado desde hace tres décadas en la estructura del sector eléctrico con el fin de que este se alinee a los estándares de mercado internacionales y se vuelva más atractivo para el flujo de capitales que busquen invertir en el país.

Los esfuerzos de esta transformación se han concentrado en la inclusión de la iniciativa privada, en el contexto del modelo de desarrollo económico neoliberal, con la premisa de que el

capital privado atiende los principios de competitividad para lograr disminuir la carga financiera de Comisión Federal de Electricidad en el desarrollo de infraestructura eléctrica.

Resulta relevante señalar que los estándares internacionales referidos en el párrafo anterior son parte de un proceso que desincorpora al Estado de un sector económicamente estratégico, donde históricamente las empresas paraestatales de la industria eléctrica han enfocado sus esfuerzos en resolver las necesidades de los usuarios finales en planos de subsidios y asignaciones asimétricas, alejados de los niveles competitivos óptimos e insostenibles a largo plazo por el Estado, y estas empresas más bien operan desde un enfoque de política pública.

Si al transformar la industria esta opera bajo las estándares internacionales planteados en la Reforma energética, se atraerá la inversión a sectores potencialmente rentables y se darán economías de escala, lo cual fomentará el movimiento de recursos de financiamiento y capital en forma de fondos diversificados y especializados del sector, de modo que se impulsarán mercados nuevos en la economía real, así como el desarrollo de activos financieros subyacentes. Así mismo, esta transformación abrirá oportunidades de empleo con grado de especialización, lo cual, a su vez, conllevará la apertura de instituciones educativas y el fortalecimiento de las existentes. Se construirá infraestructura y habrá planificación a mediano y largo plazo, lo cual otorgará ventajas competitivas a la economía nacional y esto permitirá, por un lado, el crecimiento sostenible de la industria y, por otro lado, el desarrollo al transferir estos beneficios a la población.

Desde el enfoque del mercado eléctrico, el despliegue y modernización del sistema eléctrico nacional se realizará con base en (i) la oferta representada por el conjunto de generadores – Comisión Federal de Electricidad y la iniciativa privada– a través de la construcción de centrales eléctricas que proporcionarán los productos del mercado eléctrico mayorista en horizontes de

corto, mediano y largo plazo, (ii) el tendido de la red de transmisión y distribución a través de Comisión Federal de Electricidad –actividades reservadas para el Estado por ser un monopolio natural– y (iii) la actuación de la iniciativa privada en los sub-sectores de suministro y comercialización como elementos de la demanda del sistema eléctrico nacional.

Con base en las experiencias internacionales, se asume que tomará varios años implementar la Reforma energética en la industria eléctrica, dada la complejidad y el dinamismo de sus participantes. Sin embargo, y con los elementos actuales, la presente investigación toma la apertura total del segmento de generación eléctrica a la iniciativa privada como un primer momento de la transformación de la industria eléctrica, donde se coloca al generador y su comportamiento como el elemento central del presente proyecto. A través del documento, se mencionará algunas veces al generador junto con el suministrador, dado que la tendencia de estos dos actores es la integración vertical y hay actividades que están estrechamente vinculadas, como la atención a los consumidores.

El objetivo general del documento es analizar el nuevo mercado eléctrico desde el enfoque de la oferta. Lo anterior se fundamenta en los proyectos que están participando en un horizonte de largo plazo bajo el esquema de subastas convocado por el operador independiente en los años 2015 y 2016¹. El análisis se encuentra delimitado por las condiciones contractuales de dicho esquema y a partir de ellas se realizarán simulaciones financieras respecto al despliegue de infraestructura eléctrica de los proyectos mencionados. La hipótesis es determinar que dichas subastas son rentables para proyectos desarrollados por la iniciativa privada.

Dado que el concepto elemental para entender la relevancia de cada generador en la industria eléctrica es la competitividad que representa y, por ende, que aporta al esquema de mercado, la

¹ Además, se mencionarán las principales diferencias de la subasta de largo plazo 2017.

estructura del documento está planteada de la siguiente manera: (a) en el primer capítulo se define la problemática de la industria eléctrica desde el punto de vista de la eficiencia y capacidad de los generadores para el despliegue y operación de nueva infraestructura eléctrica; (b) en el segundo capítulo se definirá el marco teórico de la investigación a partir de la teoría microeconómica planteada por Varian (2010), Serrano (2013) y Goolsbee, Levitt & Syverson (2012) (i) para el comportamiento del generador, a través de los conceptos de oligopolio, maximización del beneficio del generador establecido (donde el ingreso marginal es igual al costo marginal), así como el equilibrio de Bertrand y (ii) para el entorno de la subastas, la definición del excedente del productor; (c) en el tercer capítulo se evaluará el modelo de contraste a través de simulaciones financieras de dos proyectos de la subasta de largo plazo con el objetivo de determinar su viabilidad financiera ante los precios planteados para adjudicarse el concurso y, en su caso, el nivel de rentabilidad que resulte de llevar a cabo cada proyecto, para así contrastarlo con esquemas similares en el mercado y determinar si se acepta o rechaza la hipótesis de la investigación.

El presente trabajo resulta útil, ya que otorga elementos suficientes en el análisis y conclusiones de escenarios prácticos en la inversión en infraestructura eléctrica bajo el esquema de subasta, así como recomendaciones para mejorar dicho esquema en caso de que se rechace la hipótesis del trabajo.

El presente documento está construido con base en los elementos que otorga la nueva legislación, consecuencia de la Reforma energética, los cuales, a su vez, tienen fundamento en experiencias internacionales relacionadas (entre otros) por Sioshansi & Pfaffenberger (2006) para la apertura del sector eléctrico a la iniciativa privada.

Al respecto, como se verá más adelante, no es novedad que la industria contara con la participación de generadores privados desde 1992, ni que se hayan realizado distintos trabajos sobre los beneficios y perjuicios de la iniciativa privada en la industria eléctrica mexicana, los cuales se puede consultar en Gutiérrez Garza (2010) y Olguín Mejía (2010). Resulta relevante mencionar que, actualmente, el 55% de la generación eléctrica se lleva a cabo a través de estos participantes privados. También, es importante mencionar que los participantes de la iniciativa privada establecidos previo a la Reforma energética, actúan a través de la Comisión Federal de Electricidad y tienen injerencia prácticamente nula en los precios de mercado.

Sin embargo, ha sido hasta fechas recientes que la apertura en el sector de generación eléctrica se ha dado en su totalidad y se están implementado distintos esquemas para permitir a los generadores competir y tener la posibilidad de cambiar el paradigma en México, encontrándose entre las posibilidades, los esquemas de subasta.

Así mismo, la aportación de la teoría económica desde el enfoque de la microeconomía descrita en el Capítulo Dos otorgará elementos para comprender el comportamiento de la empresa generadora en la estructura de mercado oligopólica de la industria eléctrica y la razón por la cual un generador optaría por ofrecer sus productos en el esquema de subasta.

Por último, es relevante tener en consideración que aunque las subastas son un esquema novedoso en México, los resultados empíricos para definir si los las centrales eléctricas que se desarrollarán a través de dicho esquema son rentables no se podrán observar sino hasta posterior al arranque de los proyectos en 2018 y 2019, de modo que se espera que las condiciones económicas no cambien durante la vida de los mismos. El presente trabajo aporta, a través del análisis financiero, los elementos para evaluar de manera *ex-ante* la hipótesis del trabajo en el

contexto del año 2017, tomando en consideración la experiencia internacional en este esquema, expuesta por Banco Mundial (Mauer & Barroso, 2011).

Capítulo Uno. Problemática: el mercado eléctrico

La industria eléctrica es intensiva en necesidades de capital, de infraestructura especializada y tiene un estrecho vínculo con cualquier actividad económica a nivel internacional. Para llevar a cabo el despliegue del sector, los actores generan estrategias de crecimiento planificado sostenibles a largo plazo, a través de estructuras de financiamiento corporativo y de mercado, con el objetivo de ofrecer productos competitivos bajo estándares de mercado.

El presente capítulo tendrá por objetivo analizar los principales actores de la industria eléctrica mexicana y determinar las capacidades operativas y financieras de cada empresa ante un esquema de mercado competitivo.

En primer lugar, se abordará el contexto histórico en el que se ha constituido la industria eléctrica en México a través de los modelos de desarrollo económico, hasta llegar a la estructura de mercado propuesta por la Reforma energética. Posteriormente, se realizará un comparativo con las experiencias internacionales.

En segundo lugar, se parte de que la eficiencia de las centrales eléctricas, en el conjunto de un sistema eléctrico, determinará el costo total de la generación eléctrica y, por lo tanto, la competitividad de cada país respecto del resto del mundo. Al mismo tiempo, la tecnología de generación estará limitada por el acceso a los insumos y/o el costo y capacidad para transportarlo. Con base en lo anterior, se dará a conocer la tendencia internacional respecto a los energéticos utilizados en la industria eléctrica para poder comparar la disponibilidad y entorno regional de México con respecto a Estados Unidos.

Para concluir el capítulo y plantear la referencia de mercado, se analizará financieramente los tres principales generadores del sistema eléctrico nacional, los cuales son: (x) la Comisión Federal de Electricidad como el actor monopólico del sistema eléctrico mexicano, (y) Ente

nazionale per l'energia elettrica (“ENEL”) como pionero del esquema de subastas e influencia en distintos mercados emergentes que han permitido la apertura de la industria eléctrica a la iniciativa privada, e (z) Iberdrola como quinto mayor generador a nivel internacional y principal competidor de la Comisión Federal de Electricidad en el esquema de generación en México.

Los objetivos particulares del capítulo serán contextualizar al lector sobre el funcionamiento de la industria eléctrica en México, esclareciendo los principales conceptos implementados por la Reforma energética, con especial énfasis en el esquema de subastas de largo plazo. Así mismo, se busca identificar la capacidad financiera de las principales empresas del sector y definir si ante un esquema competitivo de estándares internacionales, es la Comisión Federal de Electricidad el actor con la fortaleza financiera para mantener el esquema de monopolio en el segmento de generación de la industria eléctrica mexicana.

Antecedentes

En 1879, se implementó la industria eléctrica mexicana en una fábrica de hilados y tejidos llamada La Americana (CFE, s.f.). Esto respondió al proceso de desarrollo que se llevó a cabo durante el régimen de Porfirio Díaz, cuya estrategia se centraba, principalmente, en: (i) crear condiciones económicas favorables a la inversión extranjera, (ii) facilitar y promover las exportaciones y (iii) procurar la estabilidad política y la paz social.

Desde entonces, México responde a la implementación de modelos desarrollo –como lo ha hecho América Latina en su conjunto– en una constante búsqueda de construcción de autodeterminación nacional, en el marco de su inserción en la economía capitalista (Correa, Déniz, & Palazuelos, 2008).

Lo anterior es comprensible, ya que con la participación del capital extranjero sería posible acelerar la modernización de la estructura productiva del país. Como plantean Corre, Déniz &

Palazuelos (2008), la implementación de los modelos de desarrollo en los países latinoamericanos se caracteriza por dos elementos básicos que definen el subdesarrollo: (i) la heterogeneidad estructural, entendida como la articulación compleja de formas de producción “avanzada” con formas de producción “atrasadas” y (ii) las relaciones de dominación-dependencia con economías más desarrolladas.

Durante la época de la central eléctrica La Americana, se desarrolló el modelo primario-exportador (1850-1930), el cual se encontraba fundamentado en el sector agropecuario y la producción minera, donde la exportación de productos primarios era el motor de la economía; es decir, existía un sector exportador “desarticulado” del resto de la economía y un sector “atrasado” orientado a abastecer necesidades de autoconsumo (Correa, Déniz, & Palazuelos, 2008). Durante el Porfiriato, la inversión fue orientada hacia la minería, los ferrocarriles, los bancos y, posteriormente, hacia la generación de energía eléctrica. También se comenzaron a explotar nuevos yacimientos de algunos recursos naturales como el petróleo.

Posterior a ello, comenzaron a instalarse centrales termoeléctricas en todo el país y el servicio de alumbrado público era solo por el aprovechamiento marginal de las plantas eléctricas que permanecían ociosas por la noche. Por fin, en 1881, inicia actividades en la Ciudad de México la primera empresa extranjera con nombre nacional: la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, que se dedicaba a la venta y producción de energía para alumbrado, transportes urbanos y uso doméstico mediante una central de vapor de 2,240 kilowatts.

En 1889, se instaló en Batopilas, Chihuahua, la primera central hidroeléctrica con capacidad de 22.38 kilowatts y, para el periodo comprendido entre 1880 y 1890, funcionaban en el territorio nacional 177 centrales eléctricas que brindaban servicio a distintas ciudades. Para 1893, la ciudad de Guadalajara comenzó a ser abastecida por la energía eléctrica que suministraba la

compañía de Gas y Luz Eléctrica, que aprovechaba la cascada de Juanacatlán, en el Río Santiago (Olguín Mejía, 2010).

En 1903, se inauguraron la Mexican Light and Power Company y The American and Foreign Power Company. Según Gutiérrez Garza, a partir de aquí y hasta 1935, la participación de compañías extranjeras en la generación y distribución de la energía eléctrica era relevante (e.g. en 1935, 38.7% era operado por capital inglés).

Después de la Revolución, la demanda de energía aumentó como resultado del crecimiento de la población de México a veinte millones de habitantes. La Mexican Light and Power Company tuvo que elevar su capacidad. Aun así, solo el 2% o 3% de la población contaba con energía y el suministro era deficiente.

El modelo de desarrollo primario-exportador respondió a la transformación definitiva de Estados conservadores a movimientos liberales, donde al final del siglo XIX, la exportación de capital tomó la forma de inversión extranjera directa, con el objetivo principal de controlar las fuentes de materias primas. Desde la implementación de este modelo, se hizo evidente la existencia de un sector “atrasado” y una oferta limitada de mano de obra que determinó que los salarios reales tendieran al estancamiento, independientemente de la intensidad de la acumulación de capital y de los incrementos que pudieran darse en la productividad social del trabajo (Correa, Déniz, & Palazuelos, 2008).

Es entonces cuando el Estado se involucra en los problemas generados por el modelo –con la natural oposición de las empresas–, de modo que, en 1933, el presidente Abelardo L. Rodríguez envió al Congreso de la Unión una iniciativa para crear la Comisión Federal de Electricidad; esta se crea en 1937, bajo el mandato del presidente Lázaro Cárdenas. El objeto de la CFE era “organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía

eléctrica basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales” (CFE, s.f.).

La CFE tenía ideales muy nobles, pero debido a lo limitado de los recursos disponibles, sus trabajos fueron poco significativos, pues no contaban con el personal ni con los fondos monetarios suficientes para emprender grandes proyectos a nivel nacional; además, la mayor parte de la energía producida por la Comisión tenía que venderse en bloque a las compañías extranjeras que estaban establecidas en el mercado nacional. Es decir, CFE, al igual que Petróleos Mexicanos y Ferrocarriles Nacionales, fueron empresas que absorbieron más del 75% de la inversión pública, pero al convertirse en productoras de bienes y servicios relativamente baratos, se deterioró su posición económico-financiera (Olguín Mejía, 2010).

Es relevante mencionar que durante esta década se presentó la crisis internacional que, en el caso de América Latina, permitió demostrar el agotamiento del modelo primario-exportador. La relación de precios desfavorable y el colapso de los flujos comerciales y financieros, obligaron a industrializar los países de la región con base en el modelo de sustitución de importaciones (1930-1982).

Debido a lo anterior, el Estado decidió financiar el crecimiento industrial con bajos costos de energía eléctrica y se inició la expansión de la Comisión Federal de Electricidad; así, el 39% de las nuevas inversiones hechas por la Comisión entre 1944 y 1951 fueron realizadas con recursos propios, 42% fueron préstamos de bancos extranjeros y el 19% fue otorgado por el Gobierno. Más adelante, inmediatamente después de la Segunda Guerra Mundial, la promoción del desarrollo económico se convirtió en un objetivo importante para el Estado a través de la Banca

de Desarrollo². Entre las empresas favorecidas por los créditos de Nacional Financiera, estaban Ferrocarriles Nacionales de México, Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, las cuales recibieron 15, 16 y 20 millones de dólares, respectivamente, entre 1941 y 1946.

En 1949, Miguel Alemán Valdez expidió un decreto que hizo a la Comisión Federal de Electricidad un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, lo cual amplió sus actividades al grado que, en 1950, la capacidad instalada de la Comisión representaba el 13% del total del país. Así mismo, la Comisión atendió las zonas periféricas de las principales ciudades y zonas rurales, al tiempo que suministraba energía a las empresas privadas para que estas las vendieran (Olguín Mejía, 2010).

Atendiendo al modelo de sustitución de importaciones, la industria se convirtió en el eje del proceso de acumulación de capital. Por primera vez en la historia latinoamericana, una economía contó con un motor interno y un proyecto nacional de desarrollo, el cual involucró profundos cambios políticos y sociales, que atravesaron dos grandes etapas: (i) la de “sustitución fácil”, caracterizada por la fabricación interna de los productos que eran previamente importados y (ii) la de “sustitución difícil”, donde se produjeron bienes de consumo duradero, pero a través de la llegada de las empresas transnacionales (Correa, Déniz, & Palazuelos, 2008).

Es así que, en 1960, bajo la presidencia de Adolfo López Mateos, el gobierno federal, a través de Nacional Financiera, compró las acciones de The Mexican Light and Power Company Limited y de la American and Foreign Power Company. Con esta acción, realmente inició la

² Nacional Financiera se creó en 1934 como instrumento ejecutor de importantes transformaciones socioeconómicas que cambiarían el rumbo del país. En un principio, su propósito principal fue promover el mercado de valores y propiciar la movilización de los recursos financieros hacia las actividades productivas, proporcionando liquidez al sistema financiero nacional mediante la desamortización de los inmuebles adjudicados como garantía en la etapa revolucionaria. A partir de 1937, inició la colocación de los primeros títulos de deuda pública en el mercado de valores. Como parte del marco institucional creado por el Estado mexicano para promover el desarrollo económico del país, se convirtió en el instrumento central para financiar la infraestructura económica de México. Sus operaciones durante el periodo 1934-1940 contribuye a un proceso general de consolidación del aparato bancario nacional y, en un contexto más amplio, del sistema mexicano de economía mixta (NAFIN, s.f.).

nacionalización de la industria eléctrica, pues el país adquirió el 71.3% de la capacidad instalada existente en ese momento y se modificó el artículo 27 constitucional para que correspondiera exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar y abastecer energía eléctrica que tuviera por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarían concesiones a los particulares y la nación aprovecharía los bienes y recursos naturales que se requieren para dichos fines (Olguín Mejía, 2010).

Para 1977, la electricidad y el petróleo se convirtieron en las únicas actividades realmente dinámicas de la economía, pero, poco después, ocurrió la quiebra del modelo de sustitución de importaciones y Echeverría, buscando una salida a dicha quiebra, comenzó a plantear grandes proyectos petroquímicos y turísticos, entre otros, que a mediano plazo generaran divisas para solucionar el problema. Para ello, el gobierno de Echeverría recurrió al crédito externo y con ello se elevó el endeudamiento externo del país. De 1973 a 1981, el saldo de la deuda externa de México presentó una tasa de crecimiento promedio anual de 30% (Gutiérrez Garza, 2010).

El modelo de sustitución de importaciones enfrentó sus propias contradicciones internas y al no existir las reformas necesarias para ampliar los horizontes del modelo, se agravó la crisis estructural para finales de la década de los setenta (Correa, Déniz, & Palazuelos, 2008).

Las reservas internacionales de México prácticamente se agotaron y el gobierno de López Portillo siguió tratando de solucionar el problema mediante préstamos y cambios en la política económica del país. El elevado costo de la deuda y la fuga de capitales condujeron al gobierno a aplicar un control de cambios y a decretar la nacionalización de la banca, de modo que, cuando Miguel de la Madrid asumió el poder, continuaron las negociaciones con los representantes de los bancos acreedores de México, el Fondo Monetario Internacional y el gobierno de Estados Unidos.

Durante el modelo de sustitución de importaciones y, en especial, durante su segunda etapa, resultó claro que avanzar en la dirección de construir un sistema productivo más articulado y coherente requería de la participación activa del Estado. Sin embargo, y como sugiere Correa, Déniz y Palazuelos (2008), el modelo fracasó por haber construido una economía cerrada en contraste con las economías asiáticas, que optaron por la apertura. La experiencia indica que para alcanzar los objetivos generales del desarrollo es preciso avanzar a un mismo tiempo hacia la articulación económica social interna y hacia una sólida participación en la economía internacional. Las contradicciones del modelo de sustitución de importaciones podrían haber sido confrontadas de haberse aplicado reformas estructurales y esquemas de protección selectivos. Una de las principales consecuencias del modelo fue la creación de una oligarquía vinculada a las empresas transnacionales y al capitalismo financiero internacional por la vía de la deuda externa (Correa, Déniz, & Palazuelos, 2008).

Para la década de los ochenta, México y los países latinoamericanos negociaron los términos de política económica que determinaron los acreedores internacionales en la renegociación de la deuda externa. Dichos términos incluían, entre otros, el inicio de la privatización de las empresas del Estado.

A partir de este momento, comenzó el modelo económico neoliberal con la implantación de las “reformas estructurales” con un enfoque hacia la exportación y el pago de los servicios de deuda mediante el superávit de la balanza comercial, lo cual se tradujo en una drástica compresión de la capacidad de importación y los niveles de inversión, consumo y desempleo.

La industria eléctrica también se vio afectada por la deuda, ya que hubo una gran dificultad para adquirir nuevos créditos por la reducción en el gasto y la inversión en el sector público, lo cual, a su vez, acentuó el proceso de privatización de las empresas paraestatales.

Es importante mencionar que, durante este modelo, la globalización se convirtió en una estrategia de “salida” de la crisis de las empresas transnacionales, los grupos privados internos y los gobiernos de países endeudados para reconvertir sus empresas y enfocarla al mercado externo, principalmente hacia el mercado norteamericano (Correa, Déniz, & Palazuelos, 2008). Es así que los insumos de mano de obra y energéticos se hicieron clave en la conformación del aparato manufacturero de países como México a través de distintos procesos reformativos.

Desde la década de los ochentas, los procesos de liberalización/reestructura³, corporatización⁴, privatización⁵ del sector eléctrico⁶ han venido a modificar la estructura del panorama internacional. Sioshansi & Pfaffenberger (2006) indican que la experiencia internacional de reformas estructurales ha tenido consecuencias no deseadas y ha llevado a realizar reformas a las reformas; sin embargo, ha otorgado una curva de aprendizaje para la implementación de posteriores adecuaciones a las reformas de los países pioneros.

A partir de esta década, el modelo de desarrollo de infraestructura por parte del Estado comenzó a ser insostenible y la presión fiscal hizo cambiar el enfoque de la inversión en infraestructura en muchos países, considerando a los inversionistas privados como los nuevos elementos para desarrollar proyectos, mejorar así la eficiencia y tener nuevas fuentes de capital.

Esto último requirió de cambios en los marcos legales y regulaciones, aunado al potencial de crecimiento en los países emergentes, para generar mayor confianza en los inversionistas privados. El Estado se enfocó en implementar sistemas de diseño y monitoreo complejos, así como modelos atractivos para que la iniciativa privada participase en sectores de infraestructura

3 Entendido como el reordenamiento de los roles de los jugadores del mercado, el regulador, la implementación de reglas –sin desregular–, la remoción de barreras de entrada para la comercialización e intercambio de productos.

4 Del inglés *corporatisation*. Proceso que se refiere a convertir las empresas eléctricas propiedad del Estado en otras con enfoque de generar rentabilidad y perfil similar al comportamiento de una empresa privada.

5 Proceso de venta de las empresas propiedad del Estado.

6 Sioshansi (2006) indica que no hay experiencia de industria desregulada por completo.

estratégicos a través de esquemas que redujeran los costos fiscales o blindaran contingencias de naturaleza social relacionadas; la participación se presentó principalmente en la industria energética, de telecomunicaciones y el sistema de agua.

En 1987, se llevaron a cabo las modificaciones de ley que dieron el control al poder ejecutivo para determinar los recursos financieros disponibles para la industria eléctrica, así como el ajuste de tarifas.

Para asegurar el crecimiento del sector eléctrico y la gran cantidad de inversión que se requiere, el gobierno recurrió a la banca internacional y a la participación de inversionistas privados en algunas obras. También, al inicio de la década de los noventa, se fijó una aportación fiscal a la Comisión Federal de Electricidad, equivalente al 9% de su patrimonio, destinada a financiar obras de infraestructura eléctrica, y se modificó la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica que permitía el autoabastecimiento y la cogeneración (Gutiérrez Garza, 2010).

A lo largo de las décadas de los años ochenta y noventa, las medidas instrumentadas por el Estado tuvieron el propósito de aumentar la oferta y disminuir la demanda a través de programas de ahorro de energía y la obtención de mayores recursos financieros. Entre las acciones mencionadas, destacan los programas de financiamiento a través de recursos proporcionados por la banca internacional de desarrollo y el capital privado; así mismo, se implantó una apertura ilimitada a los inversionistas privados para las modalidades de generación de usos propios y de emergencia (Olguín Mejía, 2010). Lo anterior, en gran medida, también impulsado por el Tratado de Libre Comercio de América del Norte.

En 1994, se creó la Comisión Reguladora de Energía como un órgano auxiliar técnico y consultivo del sector. Entre sus facultades, cabe resaltar las de estudiar y proponer las modificaciones de las normas, reglas y procedimientos que rigen las actividades del sector;

opinar sobre el otorgamiento de los permisos a productores externos de energía; evaluar y comparar los niveles de eficiencia técnica en la operación de plantas generadoras de energía eléctrica de las entidades paraestatales y los particulares; inventariar los recursos nacionales en materia de energía eléctrica, así como estudiar el óptimo aprovechamiento de estos. En este periodo, la Comisión aún dependía directamente de la Secretaría de Energía (Gutiérrez Garza, 2010).

En 1995, la Comisión Reguladora de Energía se transformó en un órgano descentralizado de la Secretaría de Energía y el Congreso de la Unión aprobó adiciones a la Ley General de Deuda Pública y reformas a la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal. Las modificaciones anteriores buscaban la inclusión de los PIDIREGAS⁷ en la construcción de centrales eléctricas con el fin de generar obligaciones de pago para el gobierno; dichas obligaciones fueron previstas durante el tiempo en el que se usaron los PIDIREGAS en el presupuesto de egresos de la Federación cada año, de modo que se registraban como deuda pública. De igual forma, el Gobierno Federal también ha utilizado para financiar infraestructura eléctrica los esquemas de obra pública financiada y los CAT (construir-arrendar-transferir). Bajo estas modalidades, el Estado asumía la totalidad de los riesgos de estas inversiones. Estas alternativas de financiamiento con horizonte de 25 años fueron adoptadas por Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad (Olguín Mejía, 2010).

7 Con el objeto de contar con la infraestructura necesaria para asegurar un abasto oportuno y suficiente de los bienes y servicios que produce el Estado de manera exclusiva, el H. Congreso de la Unión reformó, en diciembre de 1995, la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal y la Ley General de Deuda Pública en sus artículos 30 y 18, respectivamente. Estas reformas dieron lugar a los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, también conocidos como PIDIREGAS. Bajo este esquema de financiamiento, la ejecución de las obras se encomendaba a empresas privadas, previa licitación pública. Estas empresas llevaban a cabo las inversiones respectivas por cuenta y orden de las entidades públicas y, con frecuencia, obtenían el financiamiento con el cual se cubría el costo de los proyectos durante el periodo de construcción (SHCP, 2016).

Para el sexenio del Presidente Zedillo, el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo se pronunciaron por (i) el establecimiento de la competencia en el mercado de energía, (ii) la apertura y la liberalización gradual, (iii) promover el incremento de la participación del sector privado en el sector de energía y (iv) apoyar proyectos de generación, transmisión y distribución a través de instrumentos financieros (Gutiérrez Garza, 2010). Esto dio lugar a la construcción de los primeros proyectos sin garantías del gobierno federal y desarrollados por capital privado (e.g. las centrales Samalayuca II, Hermosillo CCGT y Monterrey III de 700, 250 y 1,000 megawatts de capacidad instalada, respectivamente).

Parte de la política privatizadora de la industria eléctrica de Zedillo se enfocó en el gas natural como uno de los principales insumos para generar electricidad (e.g. centrales de ciclo combinado). La apertura a participantes particulares al sector del gas natural constituyó un paso fundamental en la profundización del proceso de privatización de la industria eléctrica (Gutiérrez Garza, 2010).

La Comisión Reguladora de Energía fue quien guio la política privatizadora de la industria eléctrica. De esta forma, el gobierno de Zedillo aplicó la privatización acelerando el otorgamiento de permisos en todas las modalidades; sobre todo, en la de productor independiente, ya que esta modalidad le vende electricidad a la Comisión Federal de Electricidad⁸ (Gutiérrez Garza, 2010).

Así mismo, es importante mencionar que, en algunos casos, los procesos de privatización han resultado impopulares en México por parte de sus habitantes, lo cual, a su vez, ha generado aversión por parte de la iniciativa privada. De cualquier manera, se permitió el análisis de varios

⁸ La primera planta de generación de energía con la modalidad de productor independiente fue en este periodo; el permiso fue otorgado el 19 de febrero de 1997 a la empresa registrada como AES, Mérida III, S. de R. L. de C.V., la cual es una corporación trasnacional de Estados Unidos. Se le autorizó una capacidad instalada de 531 megawatts con una inversión registrada de 292.3 millones de dólares.

escenarios – antes, durante y después de la privatización – y el impacto que ha tenido en los sectores mencionados fue identificado principalmente en mejores niveles de productividad laboral, eficiencia y calidad con importantes reducciones en la fuerza de trabajo –derivado de los procesos de desmantelamiento de los sindicatos creados por las empresas del Estado– (Andrés, Guasch, Haven, & Foster, 2006).

Durante el sexenio de Zedillo, se registró un crecimiento notable en la generación de electricidad y, fue así que, en 1999, se envió al Congreso de la Unión una iniciativa de leyes con base en lo siguiente: (i) la transformación de empresas públicas del sector eléctrico en compañías especializadas de generación, transmisión y distribución; (ii) la creación de un organismo público descentralizado encargado de la operación de la red nacional de transmisión y del mercado eléctrico mayorista y la creación de otro organismo que tenga por objeto la generación de energía nucleoelectrica; (iii) la apertura de las actividades de la industria eléctrica a la inversión privada nacional y extranjera; (iv) el establecimiento de un mercado eléctrico mayorista de corto plazo a través del cual los generadores vendan su energía en condiciones de competencia y el precio sea determinado libremente; (v) el libre acceso a la red nacional de transmisión y la posibilidad de que los usuarios calificados participen, directamente o a través de comercializadores, en el mercado eléctrico mayorista; (vi) el desarrollo de contratos bilaterales de largo plazo, cuyos términos serán pactados libremente por los compradores y vendedores de energía; (vii) el establecimiento de disposiciones que permitan a los sistemas eléctricos del país que no estén interconectados a la red nacional de transmisión operar bajo condiciones especiales; (viii) la aplicación de una política de subsidios transparente y eficaz, con objetivos explícitos de beneficio social; (ix) la planeación, a cargo de la Secretaria de Energía, de las inversiones de la red nacional de transmisión y el establecimiento de incentivos para el desarrollo eficiente y

competitivo del sector eléctrico; (x) el desarrollo de un marco jurídico claro, transparente y predecible que brinde seguridad jurídica a la inversión privada y permita a la Comisión Reguladora de Energía, como autoridad independiente, regular los monopolios naturales de transmisión y de distribución en cuanto a precio, inversiones y calidad del servicio, así como las demás actividades que forman parte de la industria eléctrica (Gutiérrez Garza, 2010).

La reforma no fue aprobada por el Congreso, aunque atendía las recomendaciones del Banco Mundial, y conllevó el endeudamiento del Estado. Según Gutiérrez Garza (2010), durante el gobierno de Fox, la participación del capital financiero internacional en el sector energético se profundizó a través del esquema de PIDIREGAS (e.g. para 2006, el saldo de la deuda por este concepto fue de 37,841.7 millones de pesos –11.33 veces superior al inicio del sexenio–).

El gobierno de Vicente Fox modificó por decreto presidencial el reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y eliminó el límite de excedentes de los generadores privados para vender a CFE. También impulsó la propuesta de reforma eléctrica, la cual tampoco fue aprobada por el Congreso, sin embargo sí se llevaron cabo mejoras en la legislación existente en beneficio de los esquemas de generación privados que se tenían hasta el momento (e.g. autoabasto).

Los gobiernos de Fox y Calderón impulsaron transformaciones que permitieron la inclusión de la inversión privada en la explotación de gas natural no asociada al petróleo y, en 2008, la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables planteó la privatización de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable y otorgó la facultad a la Comisión Reguladora de Energía para entregar dichos permisos (Gutiérrez Garza, 2010). Es importante tener en consideración que, en la industria eléctrica, la iniciativa privada ha generado efectos demostrativos para que los gobiernos logren reformas y cambios regulatorios para atraer mayor

inversión, lo cual ha tenido un impacto favorable en la eficiencia y la transparencia, influyendo en el comportamiento de otros operadores (Andrés, Guasch, Haven, & Foster, 2006).

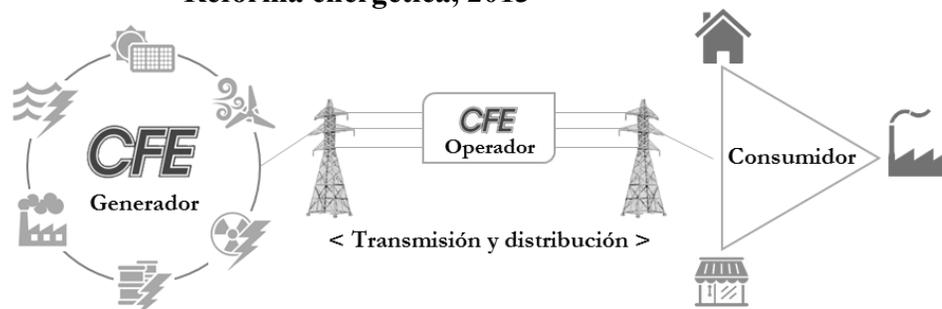
De lo observado, es crítico también establecer el balance entre la inversión pública y la privada. Se debe canalizar los recursos a ser invertidos hacia donde sea más factible obtener éxito, tomando en cuenta los errores en la implementación e incentivando la consolidación del mercado interno a través de inversionistas locales que también cuenten con los recursos financieros para invertir y puedan estar mejor preparados para afrontar problemas políticos y fluctuaciones cambiarias.

Recogiendo los esfuerzos de administraciones previas, el gobierno actual impulsó nuevamente la Reforma energética, la cual inició su implementación a partir del año 2014.

Reforma energética 2014

La reciente Reforma energética modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos para eliminar, entre otros, el derecho exclusivo del Estado sobre la generación eléctrica y, con ello, permitir la entrada de la iniciativa de manera directa, incentivando la competencia entre los generadores. La transmisión y distribución se mantendrá como un derecho exclusivo del Estado (DOF, 2014).

Figura 1. Estructura de mercado eléctrico mexicano previo a la Reforma energética, 2013

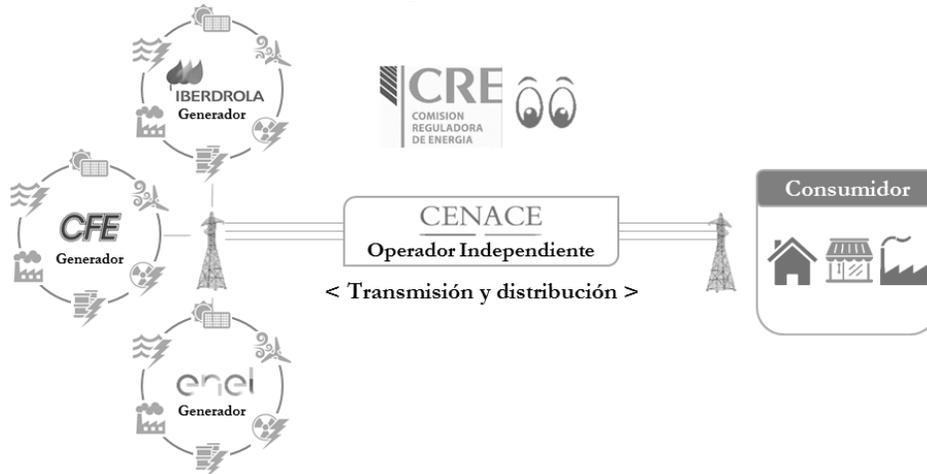


Fuente: Elaboración propia.

Como se comentó previamente (ver Figura 1), la CFE concentraba y operaba todo el sistema eléctrico nacional –incluyendo la disuelta Luz y Fuerza del Centro en 2009 –; era el generador único del sistema a través de (i) plantas propias y desarrolladas con esquemas de PIDIREGAS o similares y (ii) con plantas desarrolladas por esquemas privados de autoabasto, pequeño productor, productor independiente e importadores/exportadores, los cuales eran permisionarios en la legislación previa al cambio de la Reforma energética.

Además, la Comisión Federal de Electricidad era la encargada de operar el despacho de las centrales eléctricas, así como la entrega a los puntos de carga mediante la red de transmisión y distribución; es decir, la Comisión se desempeñaba bajo una estructura de mercado monopólica en todos los segmentos de la industria, con el respaldo del riesgo soberano en sus emisiones de deuda (A-, escala global de Fitch, previo a la promulgación de la Reforma energética).

Figura 2. Estructura de mercado eléctrico mexicano posterior a la Reforma energética, 2017



Fuente: Elaboración propia.

Con la implementación de la nueva legislación (ver Figura 2), se observan los siguientes momentos: la Comisión Federal de Electricidad se convierte en otro generador del sistema, obligado a participar bajo los estándares de gobierno corporativo y competitividad que busque la rentabilidad para sus accionistas, así como viabilidad en la reinversión de infraestructura, de

acuerdo a lo que dicte el mercado. Además, se da apertura al resto de los generadores, distintos a la Comisión, y se crea el operador independiente (el Centro Nacional de Control de Energía o CENACE), que se encargará del despacho de energía bajo los conceptos de seguridad, estabilidad y confiabilidad del sistema⁹. El CENACE es una figura imparcial que buscará la eficiencia y competencia del sistema eléctrico nacional.

Así mismo, se fortalece al regulador del sistema (la Comisión Reguladora de Energía o CRE), quien supervisará las actividades de los participantes y distintos productos en el nuevo mercado eléctrico.

Cuadro 1. Figuras del mercado eléctrico mexicano, 2017

Participante	No Participante
Generador	Transportista y/o distribuidor
Generador de intermediación ¹⁰	Usuarios finales
Comercializador ¹¹	} Entidades responsables de carga
Suministrador ¹²	
Usuario calificado	

Fuente: Bases del Mercado Eléctrico (DOF, 2015).

Con base en la nueva estructura de mercado y considerando las Bases del Mercado Eléctrico (DOF, 2015), en el Cuadro 1 se define a los participantes del mercado eléctrico. Como se mencionó previamente, desde el enfoque de la oferta se contará con los generadores, mientras que la demanda se constituirá a partir de los comercializadores, suministradores y usuarios calificados. Como elementos aislados (como actividades reservadas para el Estado) son

9 Al partir de que la Comisión Federal de Electricidad competirá con otras empresas, si se mantuviera la operación bajo el control de CFE, se podría generar un conflicto de interés. El operador independiente es un estándar internacional clave que da confianza al mercado ante la apertura del sistema eléctrico.

10 Generadores conformados por esquemas legados, bajo la previa legislación.

11 El comercializador será un intermediario entre los generadores y suministradores, no cuenta con una infraestructura específica.

12 Identificados como (a) básicos, (b) calificados y (c) de último recurso; ofrecerán su política tarifaria a los distintos nichos de usuarios correspondientes.

identificados los transportistas y/distribuidores y los usuarios finales que, en su mayoría, serán “no calificados” para el consumo de energía eléctrica¹³.

Así mismo, en el Cuadro 2 se observan las herramientas con las que operarán los participantes del mercado, las cuales son identificadas y discriminadas por la Ley de la Industria Eléctrica (DOF, 2014).

Cuadro 2. Principales elementos del mercado eléctrico mexicano, 2017

Centrales Eléctricas	Productos	Sub-mercados
<ul style="list-style-type: none"> • Firms despachables¹⁴ • Firms no despachables¹⁵ • Intermitentes despachables¹⁶ • Intermitentes no despachables¹⁷ 	<ul style="list-style-type: none"> • Energía • Potencia • Certificados de energía limpia • Servicios conexos¹⁸ • Derechos financieros de transmisión¹⁹ 	<ul style="list-style-type: none"> • Corto plazo (diario y tiempo real) • Mediano plazo (hasta un año) • <u>Largo plazo (15 a 20 años): contratos de cobertura eléctrica</u>

Fuente: Ley de la Industria Eléctrica (DOF, 2014).

Los generadores construirán diferentes tipos de centrales eléctricas para ofrecer los productos del mercado eléctrico mayorista en tres distintos horizontes temporales: corto, mediano y largo plazo. Los suministradores y comercializadores atraerán a los grandes consumidores del sistema en función de las necesidades del sistema eléctrico nacional, como se explica a continuación.

13 Usuarios que demandan menos de 5 megawatts y consumen anualmente niveles inferiores a 20 gigawatts por hora. El resto de los usuarios serán identificados como “calificados” por su relevancia en el sistema eléctrico nacional.

14 Centrales que no tienen capacidad de controlar su nivel de producción (e.g. cogeneración o geotermia).

15 Centrales que tienen capacidad de controlar su nivel de producción (e.g. CCC, termoeléctrica o a base de carbón).

16 Renovable con capacidad de aumentar o reducir el despacho bajo instrucciones del operador.

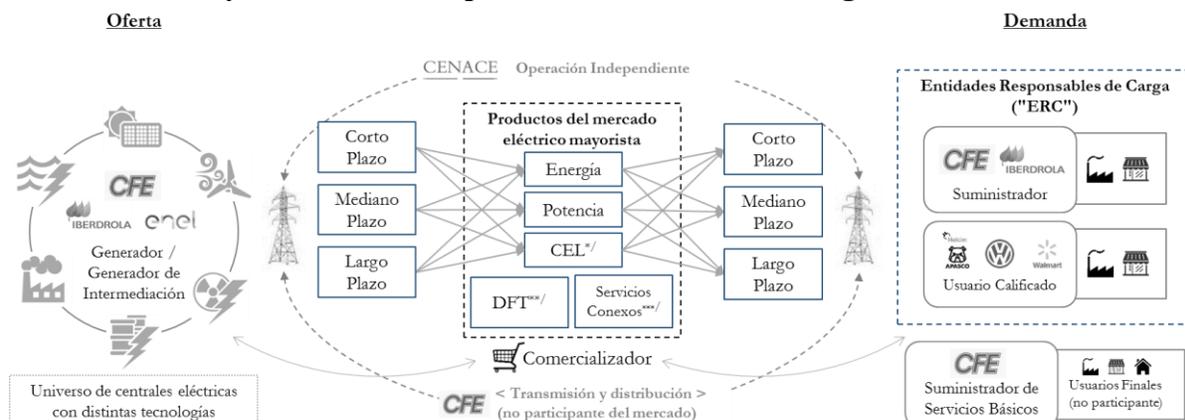
17 Renovable sin capacidad de aumentar o reducir el despacho bajo instrucciones del operador.

18 Necesarios para garantizar la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.

19 Derechos y obligaciones de cobrar/pagar la diferencia entre los costos de transmisión, el punto de entrega y el punto de carga (DOF, 2015).

En la Figura 3 se observa la operativa integral del mercado eléctrico mayorista, donde, además de identificar a las figuras y principales elementos descritos previamente, se observa la relevancia de las entidades responsables de carga –integradas por los suministradores y los usuarios calificados como también se explicó en el Cuadro 1–. Estas entidades, al ser los grandes consumidores, tendrán la obligación anual de adquirir una cantidad de productos –determinado por la Secretaría de Energía e implementado por el operador independiente– con el propósito de optimizar la planeación del sistema eléctrico a través de la mezcla de capacidad instalada base convencional (potencia) y limpia (certificados de energía limpia).

Figura 3. Estructura de figuras y principales elementos del mercado eléctrico mayorista mexicano posterior a la Reforma energética, 2017



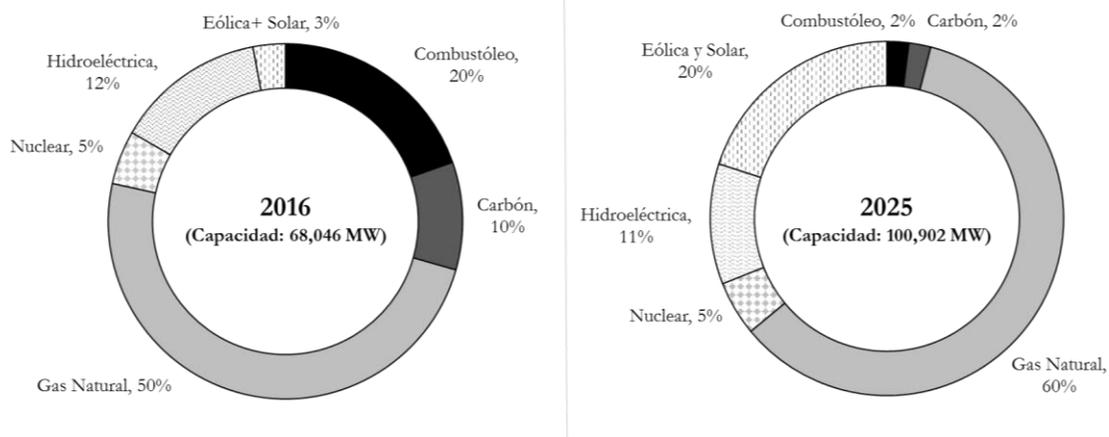
Fuente: Elaboración propia. Notas: */CEL: Certificados de energía limpia. **/ DFT: Derechos financieros de transmisión. ***/ Servicios conexos identificados como Reservas de Regulación, Rodantes, Suplementarias y Operativas.

Respecto a la obligación particular del consumo de certificados de energía limpia, esta se encuentra alienada a políticas internacionales de combate al cambio climático (e.g. el Acuerdo de París) y funciona como incentivo para la inversión en energía limpia, que permita la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero (FORBES, 2014).

Como se observa en la Figura 4, la planeación del sistema eléctrico de la Reforma energética trae consigo un objetivo de 35% de generación eléctrica nacional con base en energías limpias para el año 2024; esto último será llevado a cabo bajo incentivos que permitan a las tecnologías

limpias compensar los costos de generación respecto de las no limpias (DOF, 2015), dado que tienen un costo nivelado superior respecto a las más eficientes (ver Apéndice A). La presente investigación no cuestiona el beneficio o perjuicio de la implementación de incentivos a la energía limpia, sino recoge esta premisa como parte de los indicadores de demanda de productos por parte de las entidades responsables de carga para el desarrollo de las subastas de largo plazo.

Figura 4. México: generación eléctrica, 2016 – 2025 (% de gigawatts hora)



Fuente: Elaboración propia con información de Prospectiva del Sector Eléctrico (SENER, 2016).

Es así que, la oferta de los generadores está en función de la demanda de las entidades responsables de carga (*demand driven*), las cuales adquirirán los productos del mercado eléctrico mayorista para cumplir con la cuota que determine la Secretaría de Energía (potencia y certificados de energía limpia) y que implemente el operador independiente, así como con lo necesario para su operación natural (energía y el resto de productos del mercado), teniendo en consideración las siguientes premisas: la entidad responsable de carga (i) es una empresa que comprende el comportamiento del mercado eléctrico y desarrollará una estrategia de consumo de productos, (ii) asume los riesgos de la compra de dichos productos en los mercados de corto plazo y realiza liquidaciones anuales respecto al mercado de mediano plazo y (iii) contratará

coberturas de los productos en el mercado de largo plazo para dar certidumbre parcial o total de la cantidad y precio de la curva de oferta en dicho horizonte de tiempo.

La presente investigación parte de lo considerado en el inciso (iii) anterior, dado que los contratos de cobertura de largo plazo operarán bajo esquemas de subasta, los cuales resultan innovadores en el sector eléctrico mexicano al dar entrada a un mercado de instrumentos financieros para cualquier entidad responsable de carga, pero con especial énfasis en las que estén limitadas financieramente para el desarrollo de infraestructura o que simplemente no operen bajo las premisas descritas en los incisos (i), (ii) y (iii) anteriores y que deban cumplir con lo implementado por el operador independiente.

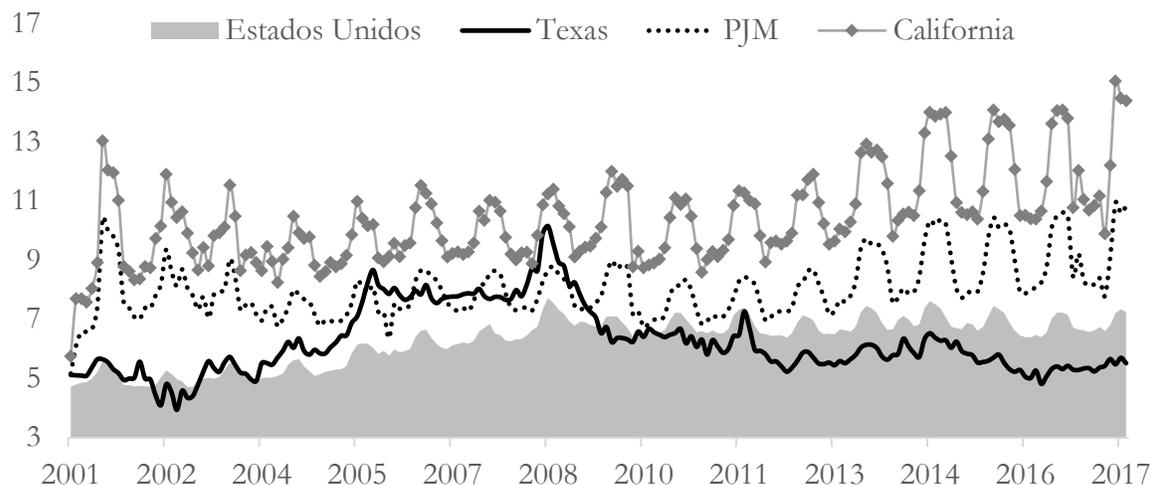
Estándar y experiencia internacional

Como se mencionó previamente, la estructura del nuevo mercado eléctrico en México se estableció a partir de procesos probados a nivel internacional y recomendaciones de organismos multilaterales; así mismo, se fundamenta en la apertura del sector a la iniciativa privada.

En el caso de la industria eléctrica, los cambios implementados por las principales economías se encuentran definidos bajo premisas distintas, pero coinciden en dos objetivos: introducir nueva competencia y que esta, a su vez, obligue a los participantes activos a ser más eficientes.

En 1987, Chile fue el país pionero en la transformación y liberalización del mercado eléctrico, seguido por el sistema inglés y galés en 1989 con la privatización de la industria. Actualmente, el mercado chileno se mantiene en total dinamismo y en continua evolución, mientras Inglaterra/Gales ha sido identificado como el modelo de mercado exitoso y de referencia para el resto de los países. Otras industrias, como las nórdicas, singapurense y estadounidense, son también importantes puntos de referencia.

Figura 5. Precio promedio de venta de electricidad para industriales en Estados Unidos, 2001 – 2017 (centavos de dólar por kilowatt hora)



Fuente: Energy Information Administration (EIA, s.f.)

Dada la similitud regional con la industria mexicana, se observa en la Figura 5 el caso del mercado estadounidense como relevante para la presente investigación. En dicha Figura se muestran los principales resultados posteriores a la liberación del sistema eléctrico: (i) el sistema PJM²⁰ como caso de éxito por la implementación operativa de la región, (ii) California como una región de la cual es posible obtener aprendizaje, ya que la reestructura repercutió, entre otras cosas, en aumentos de hasta 1.5 veces en el precio de la energía para industriales respecto al 2001, (iii) la estabilización del sistema eléctrico en las cercanías de Texas (crecimiento total de

20 Al representar el 17% del sistema y ser uno de los 8 operadores del sistema de Estados Unidos, es definido de esta manera por su localización geográfica – Pennsylvania, New Jersey, Maryland – y es considerado el mercado de electricidad más avanzado a nivel mundial. Es relevante mencionar este caso de éxito por sus características, similares a las del mercado eléctrico que se está implementando en México. El PJM tiene una capacidad instalada casi tres veces mayor que el sistema eléctrico nacional mexicano, con un esquema de competencia y comercialización en la generación y suministro que mantiene la operación de la red de transmisión y distribución en manos del operador. Como en otros mercados, el operador está encargado de programar, pronosticar y despachar a los generadores, así como de mantener los principios de seguridad y confiabilidad del sistema. Así mismo, el mercado implementa el concepto de precios marginales en poco más de 2,000 nodos de distribución –a diferencia de México, que ronda alrededor de los 1,000–. Para el transporte de energía, se utilizan derechos virtuales de transmisión con la intención de nivelar los precios entre los distintos nodos. El mercado asigna requerimientos de energía y potencia buscando la constante inversión en el sistema a través de los participantes del mercado. Así mismo, el PJM programa el despacho eléctrico a través de mercados de día e “intradía” para garantizar la oferta constante a los usuarios. La principal deficiencia del operador ha sido la de incentivar la expansión del sistema de transmisión. La implementación de este operador llevó al ahorro de tres mil millones de dólares en 2002 (Sioshansi & Pfaffenberger, 2006).

7.81%) dada la disponibilidad de gas natural y (iv) el aumento del 50% en el precio de la energía en Estados Unidos en los últimos 16 años. La apertura del sistema eléctrico permite identificar las ventajas competitivas de cada región de acuerdo a la disponibilidad de los insumos de generación, pero también la deficiencia de los sistemas escasos de energéticos.

Respecto al resto de las industrias eléctricas internacionales, aún continúan transformándose y han enfrentado choques conforme a la situación particular de cada país: la industria argentina fue afectada por la crisis económica, mientras la australiana se ha dado paulatinamente por estados y bajo esquemas de privatización o corporatización que resultaron en diferencias en el mercado local. Para Brasil no ha sido posible implementar el diseño de mercado y, en Canadá, la región de Ontario tuvo que hacer un retroceso en la transformación del mercado derivado de la presión social por la subida de precios. Colombia enfrenta problemas con la parte de la comercialización y el mercado mayorista, mientras Japón continúa implementado el esquema de competencia con bastante cautela. Corea y Tailandia procuraron la implementación de una completa liberalización con la conformación de múltiples empresas generadoras; el proceso ha tenido resistencia política y por parte de los trabajadores de la industria. Nueva Zelanda, inicialmente, no introdujo la figura del operador –en búsqueda de una desregulación–; sin embargo, fracasó y tuvo que incluirlo posteriormente (Sioshansi & Pfaffenberger, 2006).

En ninguno de los casos mencionados, la implementación de las reformas ha sido sencilla, ya que su éxito depende de las características del mercado que se pretende cambiar. La experiencia indica que (i) es en mercados pequeños donde la transición es más sencilla; (ii) la separación entre generadores y transportistas no ha sido del todo completa –dando apertura al mercado de infraestructura de transmisión–; (iii) la conformación de mercados regionales no ha eliminado la

disparidad en los precios de energía y (iv) la implementación de operadores independientes con fortalezas ha sido clave para la confiabilidad de los sistemas.

También se identificó que únicamente es en generación –suministro– y comercialización donde se pueden implementar esquemas de competencia, en contraste con el sistema de transmisión/distribución, y es en los mercados competitivos donde se puede beneficiar al usuario final, identificando que cada segmento de mercado tiene diferentes características: los usuarios con mayor facturación normalmente consumen en altos de niveles de tensión y tienen conocimiento para participar en el dinamismo de un mercado eléctrico con esquemas sofisticados de precios, en contraste con los usuarios con menor participación en la demanda que no comprenderán las ventajas o desventajas de las transformaciones del mercado.

Como aspecto relevante, Sioshansi & Pfaffenberger (2006) indican que para llevar a cabo una reforma estructural en el sector se debe: (i) identificar si existen problemas y deficiencias en el sistema, normalmente reconocidos en si los precios de venta son altos, hay inexistencia de insumos y el sistema es poco confiable; (ii) identificar cómo remediar estos problemas con un nuevo diseño de mercado –que requerirá la transformación jurídica para ser ejecutado–; (iii) implementar el nuevo diseño de mercado; (iv) otorgar un plazo realista para observar resultados –los cuales pueden ser afectados por situaciones ajenas a la industria– e (v) implementar esquemas de seguimiento que resulten en alertas tempranas de las posibles implicaciones de modificar la estructura de la industria.

Si bien no existe una métrica acertada o consensuada respecto de cómo medir los beneficios de la transformación del mercado, sí se puede identificar que los países que han transformado su estructura de empresas públicas a privadas han demostrado mejores niveles de competitividad y estabilidad en el largo plazo a través de eliminar barreras de entrada, instaurar gobiernos

corporativos en las empresas, eliminar mecanismos de subsidios cruzados, asegurar la apertura de la red de transmisión, arranque del mercado mayorista –con un número importante de participantes–, instaurar/fortalecer al operador independiente, fomentar la competencia al nivel de los insumos de generación y planear las necesidades de los productos del mercado eléctrico de acuerdo a la tendencia internacional en el consumo de energéticos competitivos, como se explica a continuación.

Contexto internacional y regional

Como parte de la tendencia internacional, British Petroleum (BP, 2017) realizó un estudio en el cual contempla la transformación de la industria eléctrica con base en el desempeño de las siguientes premisas: (a) el crecimiento de los países emergentes, con especial énfasis en China; (b) las variaciones en el precio del petróleo y su sustitución por gas natural; (c) la creciente demanda de energéticos y (d) los cambios respecto a la descarbonización de las economías. Es importante remarcar que la industria eléctrica representa el consumo de una tercera parte de los energéticos a nivel mundial.

El horizonte temporal del estudio de British Petroleum (BP, 2017) es al año 2035, con las siguientes premisas principales: (a) un crecimiento mundial esperado de 3.5% anual, (b) 8.8 mil millones de habitantes²¹ y (c) un crecimiento de 1.3% por año en la demanda de energía. Con ello, se espera que la energía eléctrica consuma el 47% de los energéticos para el año 2035.

Así mismo, existirá una tendencia a desarrollar la capacidad en energía renovable (crecimiento esperado de 7.1%), lo cual se fundamenta en (i) la sustitución gradual del gas natural y carbón en Estados Unidos y China, y (ii) que las tecnologías solar fotovoltaica y eólica se vuelvan más competitivas derivado de la reducción de los costos de inversión y el aumento de

21 Actualmente, mil millones de habitantes no cuentan con energía eléctrica.

la eficiencia de los equipos. Sin embargo, el consumo de gas natural crecerá a tasas de 1.6%, manteniéndose como principal insumo, seguido por el carbón por su nivel de eficiencia y costo.

En cuanto al petróleo, se espera una ligera reducción en el consumo por parte de la industria eléctrica –aunque la OPEP aumente su producción mundial de 9 a 48 millones de barriles diarios en el mismo periodo–.

Para el caso de México y desde el punto de vista regional (América del Norte), la U.S. Energy Information Administration (EIA, 2017) considera²² un horizonte temporal al año 2050 donde se espera un crecimiento integral del consumo de energía en 5%. De igual manera, el gas natural funge como el principal insumo tanto para la industria como para las centrales eléctricas, sustituyendo paulatinamente al carbón.

De la misma forma, la penetración de las energías renovables es relevante y se fundamenta en la rápida caída de los costos de inversión, los incentivos del gobierno para el despliegue de estas tecnologías y la mejora en los sistemas de almacenamiento; el crecimiento esperado es de ~20% liderado por energías renovables (70 gigawatts de nueva capacidad en el periodo de 2017-2021).

Estados Unidos crecerá como exportador de gas natural hacia México –con precios de referencia de Henry Hub de alrededor de 5 dólares por millón de BTU– a través de la creciente red de gasoductos y demanda en el sistema eléctrico mexicano para determinar la transformación de la composición actual de su industria.

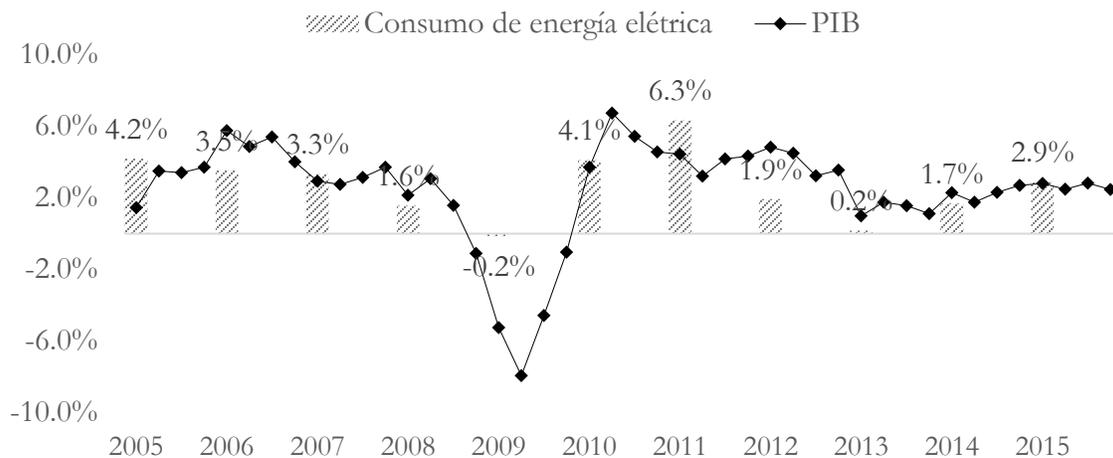
Transformación de la industria eléctrica mexicana

El caso de México no es la excepción y el consumo de energía está ligado estrechamente con el crecimiento económico (ver Figura 6). Según SENER (2016), para 2015 se registró una

²² Es importante señalar que el reporte no refleja las afectaciones en el posible cambio de política pública –aún no materializados– con la reciente administración republicana.

generación de 288,212 gigawatts hora (2.9% superior a 2014) principalmente en la región²³ occidental (22.6%), central (18.6%) y oriental (16.2%). Estas mismas zonas, a su vez, se son las de mayores pérdidas de electricidad. El consumo de energía eléctrica es similar durante todos los meses del año, teniendo una pequeña tendencia a la alza durante las épocas de primavera y verano.

Figura 6. México: PIB y consumo de energía eléctrica, 2005-2015 (Variación %)



Fuente: Elaboración propia con información de (SENER, 2016) e INEGI (INEGI, s.f.).

La demanda máxima registrada en el sistema interconectado nacional –es decir, excluyendo a las zonas aisladas de Baja California (alta y sur) –durante el mismo periodo fue de 39,839.8 MW (2.2% superior al año anterior) y de 42,648.8 megawatts para el sistema eléctrico nacional en su conjunto (incluyendo las zonas aisladas). Dicha demanda se concentró principalmente en las zonas norte, oriental y central (56.4%).

La capacidad instalada del sistema se incrementó 5% para ubicarse en 68,044 megawatts – con un incremento respecto a las tecnologías limpias de 6.9% (eólica y geotermia) y de 2.8% en cuanto a las centrales de ciclo combinado–: la operación del sistema está fundamentada en gas

²³ El mercado se encuentra dividido regionalmente en 9 zonas (7 interconectadas y 2 aisladas).

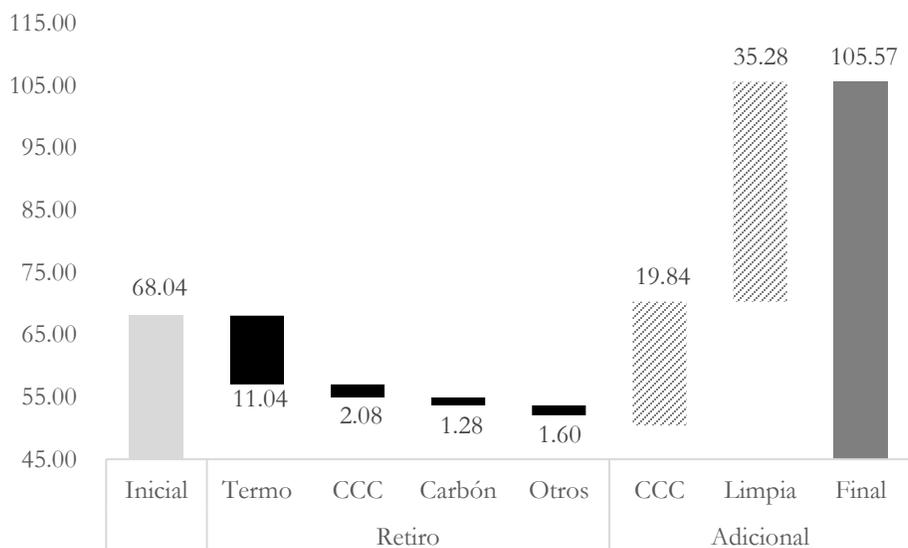
natural (35.3% de centrales de ciclo combinado), termoeléctricas convencionales (18.7%) e hidroeléctrica (18.4%).

Respecto de las modalidades y permisos, la Comisión Federal de Electricidad provee directamente el 61.6% de la capacidad instalada del sistema y se complementa con 19% a través de productores independientes, 10.5% de socios de autoabasto y 5.4% de cogeneración. El esquema con mayor crecimiento desde 2005 fue la cogeneración (9.8%), seguido de los socios de autoabasto (6.8%) y productores independientes (6%); este último esquema se encuentra liderado por la tecnología eólica (78.1%) y las centrales de ciclo combinado (5.7%).

En cuanto a la generación y, como se observó en la Figura 4, esta se concentra 50.1% en centrales de ciclo combinado, 12.7% en termoeléctrica convencional, 11% con base carbón y 20.3% en energías limpias (principalmente hidroeléctrica, nuclear y eólica con 10%, 3.7% y 2.8%, respectivamente).

La balanza comercial eléctrica es superavitaria con decrecimiento de 8.7% desde 2005 – considerando un periodo deficitario en 2012–.

Figura 7. México: capacidad instalada, 2016-2030 (gigawatts)



Fuente: Elaboración propia con información de (SENER, s.f.).

De acuerdo con el PRODESEN²⁴ (SENER, s.f.), con horizonte temporal al año 2030 (ver Figura 7), se prevé que la generación eléctrica a base de gas natural sea eje prioritario para la competitividad del país. En 2015, del total del volumen de gas natural utilizado se importó el 87%, del cual 82% provino de Estados Unidos a través de la red de gasoductos y 18% vía gas licuado, principalmente por barco. Se considera que esta tendencia se mantenga con precios de referencia similares a EIA (2017).

Se espera un crecimiento en la demanda de energía de 3.7% con especial énfasis en las regiones noreste, noroeste, Baja California Sur y peninsular, lo cual encuentra sus bases en (i) un crecimiento económico con referencia al 2.4%, (ii) crecimiento poblacional de 2.6% y (iii) el tipo de cambio –ya que la mayor parte de las inversiones se realizan en dólares– partiendo de 16.4 a 18.0 pesos por dólar.

El potencial desarrollo de capacidad instalada adicional en energías limpias es de 12 gigawatts de energía eólica, 8.8 gigawatts para hidroeléctricas y 8 gigawatts para energía solar FV (entre otras tecnologías), impulsado principalmente por la Reforma energética a través de los certificados de energía limpia y consideraciones en los manuales de operación.

Derivado de lo anterior, se espera una capacidad instalada adicional de 55,122 megawatts (ver Figura 7), con una composición de generación para 2030 a base de centrales de ciclo combinado (58.1%), hidroeléctrica (11.2%), eólica (10.7%), nuclear (8.8%), cogeneración (4.1%) y solar FV (2.8%). El objetivo será tener una mezcla de capacidad instalada de 50% de energías limpias y 50% de tecnología convencional para el año 2030.

Además, se espera que la participación de la Comisión Federal de Electricidad se reduzca al 39% de la generación y sean los productores independientes, socios auto-abastecedores y nuevos

24 Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

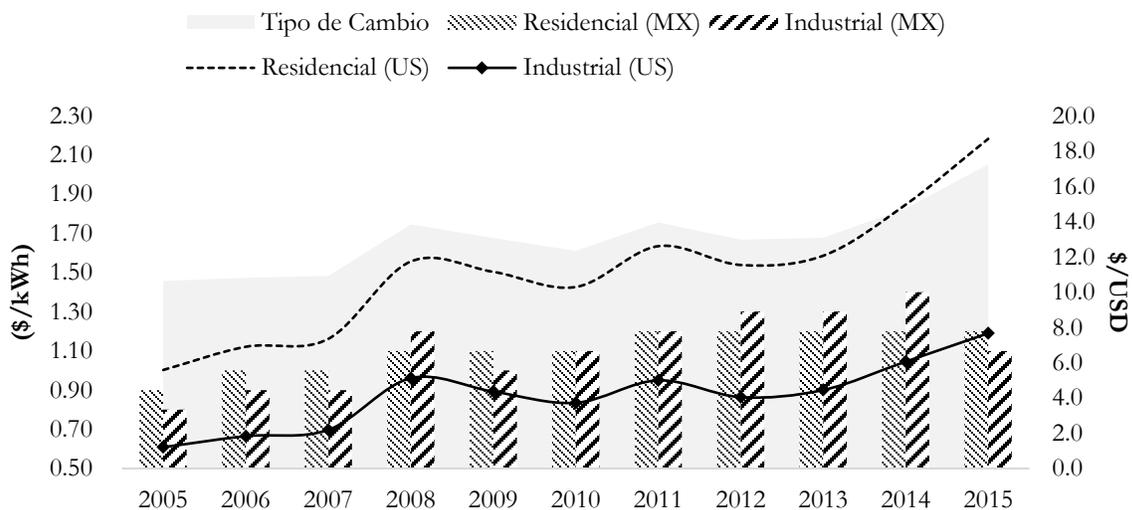
esquemas de la Reforma energética los que otorguen el 23.2%, 13.1% y 19.6%, respectivamente, entre otros.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que la transformación de la industria eléctrica mexicana se está dando bajo la tendencia internacional y regional; sin embargo, es importante entender las áreas de oportunidad y debilidades que muestra México en su competitividad respecto a Estados Unidos.

Competitividad México respecto a Estados Unidos

A partir de lo mencionado y dado que el costo de la energía es un insumo regionalizado que refleja la competitividad de los componentes de un país, en la Figura 8 se puede observar el comparativo de precios de la electricidad entre México y Estados Unidos.

Figura 8. México y Estados Unidos: precios de energía, 2005-2015 (eje primario: pesos por kilowatt hora y eje secundario: pesos por dólar)



Fuente: EIA (EIA, s.f.), CFE (CFE, s.f.) y Banco de México (BANXICO, s.f.).

Es importante resaltar que el consumo de Estados Unidos está concentrado en el sector residencial/comercial (74%) (EIA, s.f.), en contraste con México, cuyo consumo se centra en el sector industrial (55%) (CRE, s.f.).

La evolución de los precios durante los últimos años demuestra que las tarifas residenciales en México son 35% inferiores a las de Estados Unidos, pero son 21% superiores con respecto a las industriales, lo cual evidencia la falta competitividad de México en relación con Estados Unidos en cuanto a la disponibilidad del insumo eléctrico para la industria. Es importante resaltar que el esquema de subsidios residenciales en México puede sesgar el comparativo, así como la depreciación del tipo de cambio en los últimos años.

La economía mexicana está enfocada en un sistema productivo industrial, mientras que la de Estados Unidos lo está en el sector de servicios. Es así que, si México quiere continuar atrayendo a la iniciativa privada al mercado nacional, la referencia del precio de la electricidad industrial de Estados Unidos será el parteaguas para que México intensifique la transformación del sector eléctrico.

Desde el punto de vista de la estrategia implementada por ambos países, en el Cuadro 3 se otorgan los elementos para comprender el resultado en el despliegue de capacidad instalada de la región.

Cuadro 3. México y Estados Unidos: capacidad instalada (gigawatts) y generación (gigawatts hora), 2015

	EUA			México		
	GW	GWh	%	GW	GWh	%
Centrales de gas natural	202.0	1,340.6	32.7%	24.0	155.1	50.1%
Carboeléctrica	273.6	1,354.5	33.0%	5.4	33.7	10.9%
Petróleo y Derivados	229.6	27.9	0.7%	19.4	57.9	18.7%
Nuclear	98.5	797.2	19.4%	1.5	11.5	3.7%
Renovable	173.0	559.8	13.7%	17.8	51.4	16.6%
Otros	22.6	19.9	0.5%	-	-	-
Total	999.2	4,099.8	100.0%	68.0	309.6	100.0%

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE (CFE, s.f.) y EIA (EIA, s.f.).

Si se parte de que la eficiencia de cada sistema eléctrico está definido por las centrales más competitivas, se asume que la eficiencia de ambos sistemas eléctricos por tecnología es similar y,

por lo tanto, se concluye que la disponibilidad de recursos es también similar en ambos sistemas en su conjunto.

Sin embargo, al observar el agregado de tecnologías y tamaño de los sistemas, se pueden definir dos importantes diferencias: (i) el sistema eléctrico estadounidense es casi 15 veces mayor al mexicano y (ii) el primero tiene casi nula dependencia a centrales eléctricas a base de petróleo y derivados.

Al considerar el elemento del factor de planta (ver Apéndice A), se observa en el Cuadro 4 que la estrategia de Estados Unidos en cuanto a generar energía eléctrica a base de centrales de gas, carbón y nuclear, le permite tener una mayor eficiencia respecto a México. La dependencia de México a centrales que operan con petróleo y derivados, las cuales Estados Unidos ha eliminado de su base de generación eléctrica, resuelve el por qué el precio de generación es superior en la economía mexicana y esto, a su vez, tiene una relación proporcional con su ineficiencia en términos del factor de planta.

Cuadro 4. México y Estados Unidos: factor de planta, 2015 (%)

	EUA	México
CCC	75.8%	73.7%
Carboeléctrica	56.5%	71.7%
Petróleo y Derivados	1.4%	34.1%
Nuclear	92.4%	87.3%
Renovable	36.9%	33.0%
Otros	10.0%	-
Total	66.5%	59.8%

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE (CFE, s.f.) y EIA (EIA, s.f.)

La sustitución de la planta de generación a base de petróleo y derivados es el área de oportunidad para México en términos de mejorar la oferta de electricidad competitiva respecto a Estados Unidos. Esta sustitución está planteada en la Reforma energética y la planeación del sistema eléctrico del PRODESEN.

También, es importante tener en cuenta que la disponibilidad de la red de gasoductos es un factor igual de relevante para la definición del recurso de generación. Actualmente, México cuenta con 8,990 km de infraestructura de transporte (CENAGAS, 2015) y Estados Unidos con 490,850 km (EIA, s.f.). México tiene una clara deficiencia en su red de transporte y, además, depende en gran parte de la importación de gas natural desde Estados Unidos, por lo cual, también deberá complementar la industria eléctrica con la red de gasoductos y la extracción de gas natural a nivel nacional.

En términos de lo que concierne a la presente investigación y tomando en consideración la capacidad instalada adicional necesaria para atender la planeación del sistema eléctrico (ver Figura 7) y las áreas de oportunidad en relación con la ineficiencia del portafolio de generación de la industria eléctrica mexicana (ver Cuadro 4), son los generadores los que deberán construir la nueva planta de generación en función de la capacidad financiera que tengan.

Capacidad financiera de generadores en México

Como se planteó previamente, el desarrollo de la capacidad instalada en México se ha concentrado en la Comisión Federal de Electricidad (61.6%). Actualmente, se concentra también en Iberdrola (8.5%), que es el principal participante del esquema de productor independiente y autoabasto, y para el 2017, se espera que ENEL aporte cerca de 1 gigawatt de capacidad instalada gracias a la adjudicación de ~50% de los contratos de cobertura de las subastas de largo plazo.

Iberdrola y ENEL toman relevancia en esta investigación debido a su experiencia a nivel internacional, toda vez que serán los generadores de referencia que competirán directamente con la Comisión Federal de Electricidad en el nuevo mercado eléctrico.

Desde el punto de vista cualitativo, las tres empresas operan bajo estándares similares de riesgo; sin embargo, al estar tan estrechamente vinculadas con la actividad económica, la Comisión Federal de Electricidad refleja directamente la posición de tenencia accionaria del Estado mexicano –como se observa en el Cuadro 5– y la concentración regional de sus activos – visto en la Figura 9 –, mientras Iberdrola y ENEL se encuentran diversificados y operan bajo estándares de empresas públicas en las bolsas española e italiana (BME:IBE e IM: ENEL, respectivamente).

Cuadro 5. Industria eléctrica mexicana: características de principales empresas generadoras, 2017

Característica		CFE	Iberdrola	ENEL
Fundación		1937, México	1992, España	1962, Italia
Principales accionistas		Estado mexicano (100%)	Qatar Investment Authority (9.73%), Kutxabank, S.A (3.47%)	Estado italiano (23.6%), institucionales (52.1%), minoristas (24.3%)
Nivel de Riesgo (escala global)	Moody's	Baa1 negativa	Baa1 positiva	Baa2 estable
	Fitch	BBB+ negativa	BBB+ estable	BBB+ estable
	S&P	BBB+ estable	BBB+ estable	BBB positiva

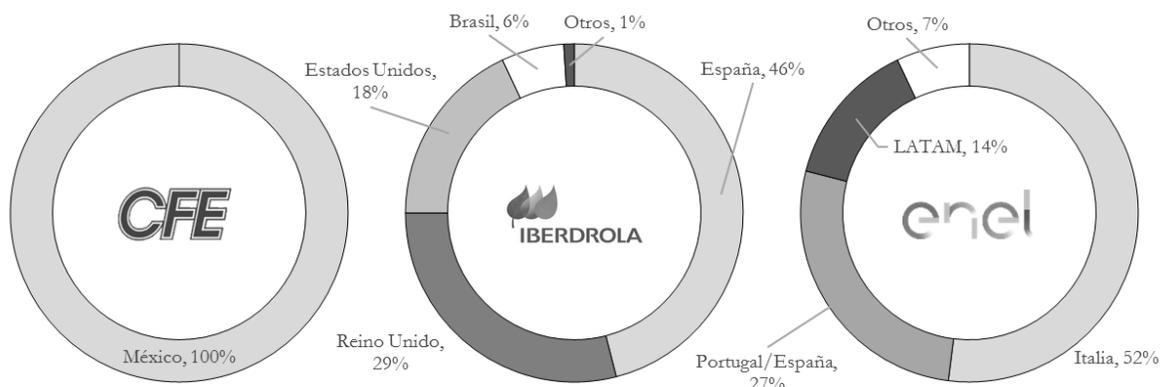
Fuente: CFE (CFE, 2017), Iberdrola (Iberdrola, 2017) y ENEL (ENEL, 2017).

Como se observa en el Cuadro 6, las tres empresas se encuentran integradas verticalmente en los segmentos de generación, transmisión y distribución; sin embargo, Iberdrola y ENEL han extendido su portafolio de servicios al sector del gas natural, que es el insumo de generación más eficiente²⁵ (ver Apéndice A).

²⁵ Es el más eficiente junto con el carbón; sin embargo, este último está regulado en países que adquirieron el compromiso de combatir el cambio climático.

También es relevante mencionar que ENEL e Iberdrola atienden al usuario con perfil industrial/comercial de alto consumo, mientras el portafolio de Comisión Federal de Electricidad está constituido, además, por un gran número de usuarios residenciales.

Figura 9. Mercado internacional: diversificación regional de principales empresas de la industria eléctrica mexicana por nivel de ventas, 2017



Fuente: Elaboración propia con información de CFE (CFE, 2017), Iberdrola (Iberdrola, 2017) y ENEL (ENEL, 2017).

Las tres empresas enfocarán sus esfuerzos a ofrecer el precio más competitivo de electricidad para que, así, los suministradores y comercializadores tengan la capacidad de atraer al usuario industrial como principal consumidor del sector eléctrico mexicano.

Cuadro 6. Mercado internacional: segmentos de negocio de principales empresas de la industria eléctrica mexicana, 2017

Segmento	CFE	Iberdrola	ENEL
Generación (MW)	68.0	46.5	96.1
Transmisión/Distribución (km)	879,692	1,035,275	725,456
Gas natural (GWh)	-	101,075	42,976
Usuarios	~39 millones	~43 millones	~27 millones
Empleados	95,344	28,836	71,345
Ratio Usuarios/Empleado	409x	1,491x	378x

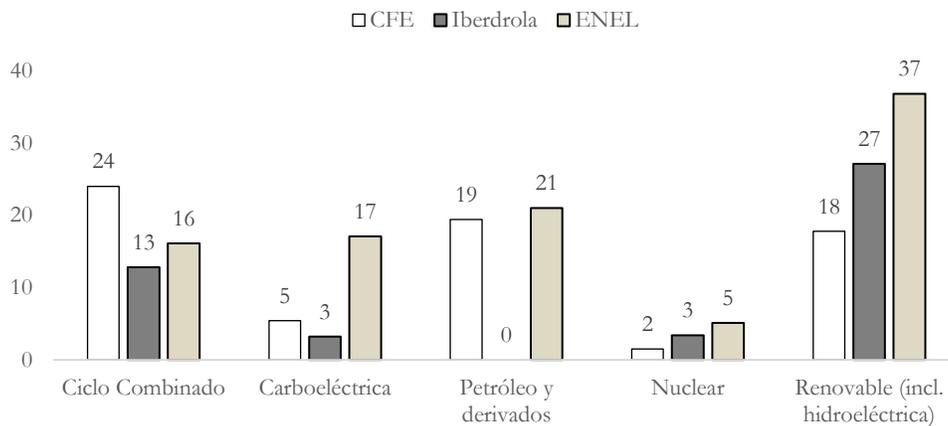
Fuente: CFE (CFE, 2017), Iberdrola (Iberdrola, 2017) y ENEL (ENEL, 2017).

Al observar la Figura 10, se concluye que las tres empresas cuentan con capacidad instalada diferenciada de tecnologías (gas natural, carbón, petróleo, nuclear y renovables –incluyendo

hidroeléctricas–), apegadas a dos principios fundamentales similares: (i) eficiencia y (ii) compromiso con la energía limpia (como se observa en la tendencia internacional, las tecnologías a base de petróleo y derivados se están sustituyendo por centrales de gas natural).

Desde el punto de vista corporativo, la Comisión Federal de Electricidad recientemente escindió sus actividades en distintas subsidiarias de generación (seis empresas), transmisión, distribución y de suministro básico –esta última para atender principalmente a los usuarios residenciales y pequeños comercios considerados no participantes del mercado–; también se creó una afiliada enfocada en el suministro de gas natural.

Figura 10. Mercado internacional: capacidad instalada por tipo de tecnología de las principales empresas de la industria eléctrica mexicana, 2017 (megawatts)



Fuente: Elaboración propia con información de CFE (CFE, 2017), Iberdrola (Iberdrola, 2017) y ENEL (ENEL, 2017).

Iberdrola y ENEL, al ser empresas internacionales, operan regionalmente, pero bajo el mismo esquema de segmentación de actividades. Al respecto, es relevante mencionar a Avangrid, que opera redes de transporte y distribución eléctrica en Estados Unidos; Scottish Power, con gran participación de mercado en la generación eléctrica de Reino Unido; y Enel Green Power, que atiende el segmento de fuentes de energía renovable de la empresa italiana.

Respecto al análisis cuantitativo, en los Cuadros 7, 8 y 9 se observa el resultado del análisis financiero consolidado de CFE, Iberdrola y ENEL²⁶ con los siguientes aspectos relevantes:

Cuadro 7. Estados financieros consolidados de la Comisión Federal de Electricidad, 2016 (millones de pesos)

		2013	2014	2015	2016
Estado de resultados	Generación (TWh)	258.6	260.1	260.8	262.1
	Ingresos netos	404,180	333,397	304,765	352,106
	EBITDA	17,507	36,118	10,918	195,480
	Utilidad neta	(37,552)	(46,832)	(96,413)	77,285
Balance general	Total activo	1,125,118	1,175,948	1,253,392	1,472,663
	Total pasivo + capital	1,125,118	1,175,948	1,253,392	1,472,663
	Total pasivo	949,141	1,020,404	1,123,445	931,966
	Total capital	175,978	155,544	129,947	540,697
Flujo de efectivo	Flujo neto operativo	42,825	77,463	42,584	101,307
	Inversión de activo fijo	(48,335)	(50,913)	(30,477)	(50,908)
	Flujo para financiamiento	(5,510)	26,550	12,107	50,398
	Caja final	35,516	36,311	35,597	42,267
Actividad	Rotación de clients	4.9x	4.1x	3.5x	5.1x
	Días de cliente	74	89	103	72
	Rotación de inventarios (veces)	12.2x	11.0x	14.3x	17.8x
	Días de rotación de inventarios	30	33	25	21
	Rotación de CxP (veces)	15.7x	14.4x	12.8x	13.9x
	Días de CxP	23	25	29	26
Ciclo de efectivo	Duración ciclo operativo	104	123	129	93
	Duración ciclo de efectivo	80	97	100	67
Liquidez	Razón de liquidez (veces)	1.1x	1.1x	1.3x	1.2x
	Prueba del ácido ("PA")	0.9x	1.0x	1.2x	1.0x
	Razón de efectivo (veces)	0.3x	0.3x	0.3x	0.4x
	Intervalo de defensa (días)	111	145	151	261
	Intervalo de defensa PA (días)	34	45	44	98
Deuda	Apalancamiento (veces)	5.4x	6.6x	8.6x	1.7x
	Solvencia (%)	18.5%	15.2%	11.6%	58.0%
	Endeudamiento (%)	84.4%	86.8%	89.6%	63.3%
	Deuda a EBITDA	19.8x	10.3x	36.1x	2.3x
	Deuda neta a EBITDA	17.7x	9.3x	32.8x	2.1x
Cobertura financiera	EBITDA/GF*	17.9x	1.6x	0.2x	3.0x
	EBITDA/GF + PF(CP)*	0.4x	4.5x	(0.5)x	(8.1)x
	DSCR*	(0.1)x	0.4x	0.2x	0.6x

26 Conceptos a identificar: EBITDA (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, por sus siglas en inglés); CxC (cuentas por cobrar); CxP (cuentas por pagar); GF (gastos financieros); PF(CP) (pasivos financieros de corto plazo); DSCR (índice de cobertura del servicio de la deuda, por sus siglas en inglés); ROA (rendimiento sobre activos, por sus siglas en inglés); ROE (rendimiento sobre capital, por sus siglas en inglés)

Cuadro 7. Estados financieros consolidados de la Comisión Federal de Electricidad, 2016 (millones de pesos)

		2013	2014	2015	2016
	Margen neto	-9.3%	-14.0%	-31.6%	21.9%
	Eficiencia en ventas	4.3%	10.8%	3.6%	55.5%
Rentabilidad	ROA*	-3.3%	-4.0%	-7.7%	5.2%
	ROE*	43.5%	46.7%	42.6%	153.6%
	Productividad del activo	1.6%	3.1%	0.9%	13.3%

Fuente: Elaboración propia con información de estados financieros 2013-2016 (CFE, 2014) (CFE, 2015) (CFE, 2016) (CFE, 2017).

Desde el punto de vista operativo, la empresa más eficiente respecto del número de empleados por usuario es Iberdrola, en contraste con la Comisión Federal de Electricidad, que es la más ineficiente²⁷. ENEL resulta la empresa con mayor eficiencia en cobro a los clientes, así como la empresa que libera más rápidamente los inventarios de la industria. Iberdrola es quien se financia mejor a través de sus proveedores, en contraste, nuevamente, con la Comisión, que resulta ser la más ineficiente en la duración del ciclo de efectivo. Iberdrola y ENEL son las más eficientes en ventas. Respecto a la inversión, la Comisión Federal de Electricidad es quien menos invierte parte de su flujo operativo en activo fijo (alrededor de 50% en 2016), seguido de Iberdrola (72%) y ENEL (82%). Las centrales e infraestructura eléctrica resultan ser activos de largo plazo, de modo que deben construirse a través de financiamiento. La inversión en activo fijo de Iberdrola y ENEL se expresa en actividades de mantenimiento de sus activos.

Cuadro 8. Estados financieros consolidados de Iberdrola, 2016 (millones de euros)

		2013	2014	2015	2016
	Generación (TWh)	136.4	138.9	134.4	137.4
Estado de resultados	Ingresos netos	31,077	30,032	31,419	29,215
	EBITDA	6,757	6,965	7,397	7,808
	Utilidad neta	1,136	2,327	2,422	2,705
Balance general	Total activo	89,787	93,742	104,664	106,706
	Total pasivo + capital	89,787	93,742	104,664	106,706
	Total pasivo	54,498	58,037	63,492	65,882

²⁷ El sitio de CFE menciona que el número de empleados operativos es alrededor de 400; sin embargo, tiene demasiada carga administrativa, lo cual no le permite ser del todo eficiente.

Cuadro 8. Estados financieros consolidados de Iberdrola, 2016 (millones de euros)

		2013	2014	2015	2016
	Total capital	35,289	35,705	41,172	40,824
	Flujo neto operativo	5,805	6,800	6,260	6,720
Flujo de efectivo	Inversión de activo fijo	(2,608)	(2,352)	(4,408)	(4,826)
	Flujo para financiamiento	3,197	4,448	1,852	1,894
	Caja final	1,332	1,806	1,153	1,433
Actividad	Rotación de clientes	5.9x	5.4x	5.2x	5.0x
	Días de clients	62	67	70	73
	Rotación intercompañías CxP*	22.5x	16.9x	18.6x	17.8x
	Días intercompañías CxP	16	22	20	20
	Rotación de inventarios (veces)	9.5x	8.8x	10.3x	10.0x
	Días de rotación de inventarios	38	42	35	37
	Rotación de CxP (veces)	4.2x	3.3x	3.3x	3.0x
	Días de CxP	86	112	110	123
Ciclo de efectivo	Duración ciclo operativo	100	109	106	110
	Duración ciclo de efectivo	14	(3)	(4)	(13)
Liquidez	Razón de liquidez	0.9x	0.8x	0.7x	0.8x
	Prueba del ácido ("PA")	0.7x	0.7x	0.6x	0.7x
	Razón de efectivo	0.1x	0.1x	0.1x	0.1x
	Días de intervalo de defensa	99	116	109	124
	Días de intervalo de defensa PA	20	29	18	24
Deuda	Apalancamiento	1.5x	1.6x	1.5x	1.6x
	Solvencia (%)	64.8%	61.5%	64.8%	62.0%
	Endeudamiento (%)	60.7%	61.9%	60.7%	61.7%
	Deuda a EBITDA	4.1x	3.9x	4.0x	4.0x
	Deuda neta a EBITDA	3.9x	3.6x	3.8x	3.8x
Cobertura financiera	EBITDA/GF*	3.4x	3.5x	4.6x	4.0x
	EBITDA/GF + PF(CP)*	4.4x	3.2x	2.3x	2.8x
	DSCR*	0.2x	0.3x	0.2x	0.2x
Rentabilidad	Margen neto	3.7%	7.7%	7.7%	9.3%
	Eficiencia en ventas	21.7%	23.2%	23.5%	26.7%
	ROA*	1.3%	2.5%	2.3%	2.5%
	ROE*	113.6%	118.9%	131.0%	139.7%
	Productividad del activo	7.5%	7.4%	7.1%	7.3%

Fuente: Elaboración propia con información de estados financieros 2013-2016 (Iberdrola, 2014) (Iberdrola, 2015) (Iberdrola, 2016) (Iberdrola, 2017).

Las tres empresas muestran un comportamiento de constantes refinanciamientos; sin embargo, operativamente, la Comisión es la que tiene menor capacidad de liquidar sus deudas a corto plazo, de modo que se encuentra en desventaja 10 veces respecto de Iberdrola y 14 veces

de ENEL. La empresa más solvente resulta ser Iberdrola y la menos apalancada también. La

Comisión Federal de Electricidad es la que apalanca más sus activos.

Cuadro 9. Estados financieros consolidados de Ente nazionale per l'energia elettrica, 2016 (millones de euros)

		2013	2014	2015	2016
Estado de resultados	Generación (TWh)	286.1	283.1	284.0	284.0
	Ingresos netos	78,663	75,791	75,658	70,592
	EBITDA	16,691	15,747	15,297	15,276
	Utilidad neta	4,780	772	3,372	3,787
Balance general	Total active	163,865	166,634	161,179	155,596
	Total pasivo + capital	163,865	166,634	161,179	155,596
	Total pasivo	111,033	115,489	109,428	103,021
	Total capital	52,832	51,145	51,751	52,575
Flujo de efectivo	Flujo neto operative	7,254	10,058	9,572	9,847
	Inversión de activo fijo	(4,103)	(6,137)	(6,421)	(8,087)
	Flujo para financiamiento	3,151	3,921	3,151	1,760
	Caja final	7,900	13,255	10,790	8,326
Actividad	Rotación de clients	7.8x	7.0x	6.4x	5.6x
	Días de clientes	47	52	57	65
	Rotación intercompañías CxP*	16.7x	19.0x	20.7x	18.9x
	Días intercompañías CxP	22	19	18	19
	Rotación de inventarios (veces)	17.4x	18.0x	20.8x	21.6x
	Días de rotación de inventarios	21	20	18	17
	Rotación de CxP (veces)	7.2x	5.9x	6.8x	5.7x
	Días de CxP	51	62	54	64
Ciclo de efectivo	Duración ciclo operativo	68	72	75	82
	Duración ciclo de efectivo	17	10	21	17
Liquidez	Razón de liquidez (veces)	1.0x	1.1x	1.0x	0.9x
	Prueba del ácido ("PA")	0.9x	1.0x	0.9x	0.8x
	Razón de efectivo (veces)	0.2x	0.3x	0.2x	0.2x
	Intervalo de defensa (días)	106	145	136	137
	Intervalo de defensa PA (días)	46	80	64	55
Deuda	Apalancamiento (veces)	2.1x	2.3x	2.1x	2.0x
	Solvencia (%)	47.6%	44.3%	47.3%	51.0%
	Endeudamiento (%)	67.8%	69.3%	67.9%	66.2%
	Deuda a EBITDA	3.5x	3.6x	3.4x	3.3x
	Deuda neta a EBITDA	3.0x	2.8x	2.8x	2.8x
Cobertura financiera	EBITDA/GF*	3.2x	2.4x	2.4x	2.1x
	EBITDA/GF + PF(CP)*	8.8x	8.2x	10.8x	5.9x
	DSCR*	0.4x	9.3x	0.7x	0.4x
Rentabilidad	Margen neto	6.1%	1.0%	4.5%	5.4%
	Eficiencia en ventas	21.2%	20.8%	20.2%	21.6%
	ROA*	2.9%	0.5%	2.1%	2.4%

Cuadro 9. Estados financieros consolidados de Ente nazionale per l'energia elettrica, 2016 (millones de euros)

	2013	2014	2015	2016
ROE*	67.2%	67.5%	68.4%	74.5%
Productividad del activo	10.2%	9.5%	9.5%	9.8%

Fuente: Elaboración propia con información de estados financieros 2013-2016 (ENEL, 2014) (ENEL, 2015) (ENEL, 2016) (ENEL, 2017).

Además, Iberdrola y la Comisión han generado caja constante, contrario a ENEL, que ha tenido salidas de efectivo, explicadas por la reducción de su nivel de apalancamiento.

Históricamente, la Comisión Federal de Electricidad ha generado pérdidas para sus accionistas, excepto por el 2016, donde hizo ajustes respecto de sus pasivos laborales y redujo, además, su nivel de apalancamiento.

Cuadro 10. Estructura de costos respecto a ingresos de las principales empresas de la industria eléctrica mexicana, 2016 (%)

	CFE	Iberdrola	ENEL
Costo de ventas	71%	56%	78%

Fuente: Elaboración propia con Estados Financieros 2016 (CFE, 2017) (Iberdrola, 2017) (ENEL, 2017).

Derivado de lo anterior, Iberdrola resulta el referente de mercado y empresa en búsqueda de rentabilidad –incluso siendo la más pequeña de las tres–. Así mismo, se hacen evidentes los principales problemas para la Comisión ante (i) bajo rendimiento operativo y (ii) alto nivel de apalancamiento.

Además, la estructura entre ingresos y costos revela las fortalezas y debilidades de cada empresa, como se observa en el Cuadro 10.

Al ser Iberdrola la competencia a ser tomada como referencia, Comisión Federal de Electricidad se enfrenta a dos dilemas principales: (i) la carga de las obligaciones laborales y (ii) su nivel y estrategia de apalancamiento.

Cuadro 11. Estructura de pasivos de las principales empresas de la industria eléctrica mexicana, 2016 (% respecto de pasivo más capital)

	CFE	Iberdrola	ENEL
Créditos bancarios de CP	3%	4%	6%
Proveedores	1%	5%	6%
Créditos bancarios de LP	28%	25%	27%
Beneficios a empleados	25%	5%	2%
Capital	37%	38%	34%

Fuente: Elaboración propia con Estados Financieros 2016 (CFE, 2017) (Iberdrola, 2017) (ENEL, 2017).

Respecto al primer dilema, se observa que del total de la estructura de costo de ventas de la Comisión, el 22% se explica por las obligaciones laborales. Sin embargo, eliminando las partidas no monetarias –es decir, observando el flujo de efectivo–, la Comisión Federal de Electricidad genera 25% de caja operativa respecto a sus ingresos, con relación a Iberdrola (20%) y ENEL (13%). Eso explica la capacidad de invertir más flujo en activos fijos –aunque podría utilizarlo para reducir su apalancamiento–. Las obligaciones laborales no le permiten a la Comisión generar utilidad, de modo que fuera más atractiva para sus inversionistas.

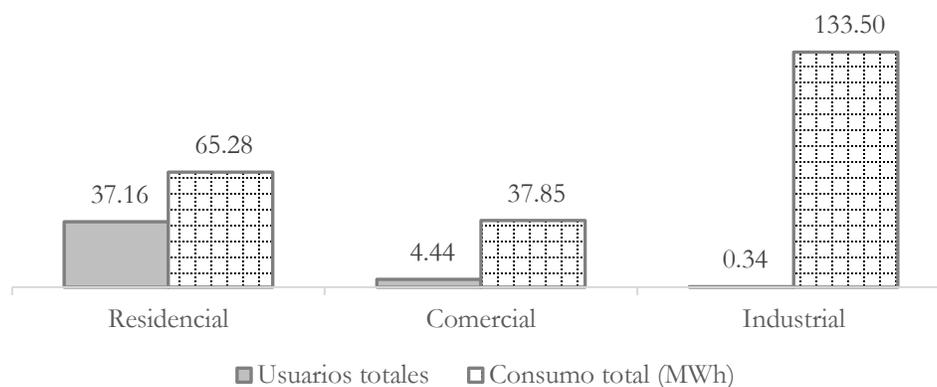
Respecto al segundo dilema, el nivel de apalancamiento de la Comisión se ve gravemente afectado, nuevamente, por sus pasivos laborales, lo cual, a su vez, ha descapitalizado a la empresa.

Resultado de lo anterior, el principal problema de competitividad de la Comisión Federal de Electricidad es su plantilla laboral, respaldada por el sindicato, que genera a los empleados beneficios fuera de mercado y reduce la posibilidad de financiamiento de activos a largo plazo. Lo anterior es subsanado por un flujo operativo “holgado” respecto a la industria que proviene de que la Comisión sea la principal empresa generadora y suministradora del sistema eléctrico mexicano; sin embargo, dicha posición podría ser disminuida ante la entrada de un competidor directo en el mercado.

Esto último cobra especial relevancia, ya que ante la Reforma energética, la Comisión teóricamente ha perdido el respaldo del Estado en la estructura de deuda soberana, por lo que tendrá que optar por reducir sus pasivos laborales de manera directa –probablemente generando problemas sociales– si quiere (i) continuar apalancando sus inversiones en activos de largo plazo y/o (ii) mantener calificación de riesgo de grado de inversión para confiar contratos de compraventa similares a largo plazo a los productores independientes o a las subastas de largo plazo.

De manera contraria, la Comisión tendrá que comenzar a desapalancar sus actividades a través de la venta de activos valiosos para la competencia, lo cual inmediatamente reducirá su poder monopólico en la generación y, por ende, en el suministro.

Figura 11. Cantidad de usuarios respecto al consumo de electricidad en México, septiembre 2016 – septiembre 2017 (millones usuarios y gigawatts hora)



Fuente: Elaboración propia con información del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía (SENER, s.f.)

De no resolver las problemáticas planteadas, la capacidad de la Comisión se encontrará limitada para continuar invirtiendo en infraestructura por no tener acceso a financiamiento y capitalización y, en consecuencia, no será competitiva bajo el nuevo esquema de mercado planteado por la Reforma energética. Se prevé que, durante 2017, la Comisión Federal de

Electricidad inicie operaciones como empresa competitiva (González, García, & Amado, 2017), para lo cual ha llevado a cabo importantes labores en (i) la identificación de actividades estratégicas para cada subsidiaria, (ii) transparencia en precios y (iii) saneamiento de finanzas al cierre de 2017.

Como se observa en la Figura 11, es importante mencionar nuevamente que los generadores/suministradores estarán enfocados en los usuarios industriales por el alto consumo de energía eléctrica (e.g. el usuario industrial consumió promedio 393.5 megawatt hora en contraste al usuario residencial que lo hizo en 1.76 megawatts hora por unidad) y la Comisión Federal de Electricidad, a través del suministrador de servicios básicos, podrá mantener control de la política pública que afecte al usuario residencial.

Capítulo Dos. El generador desde el enfoque de la teoría económica

En el presente capítulo se plantearán los elementos que, desde el enfoque de la teoría económica, permiten comprender el comportamiento de la figura del generador de energía eléctrica dentro de la estructura de mercado de la industria eléctrica y los motivos que dan razón al esquema de subasta.

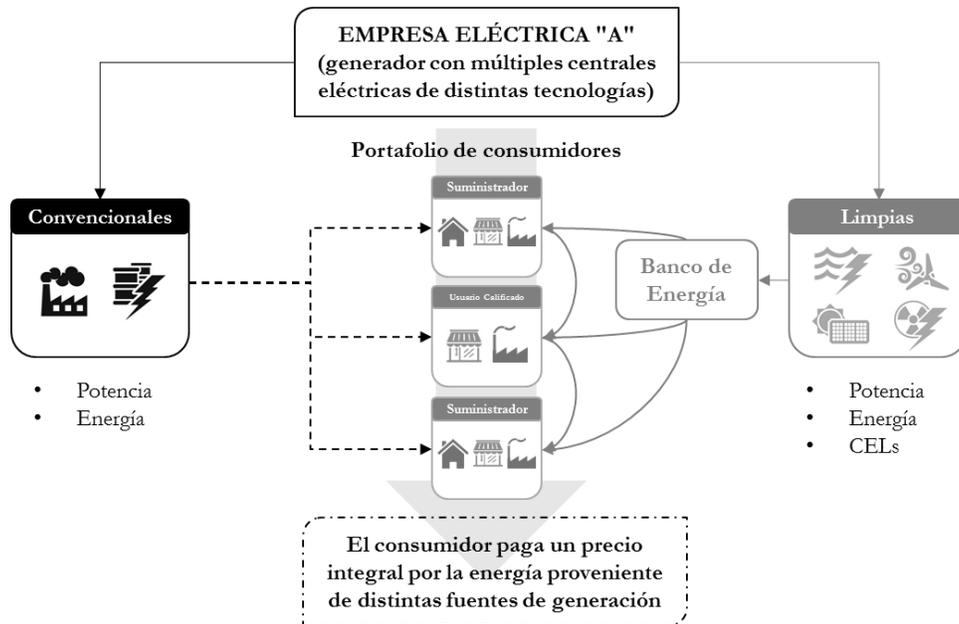
Para ello, es importante tener en consideración (i) la estructura de mercado de cada segmento de la industria eléctrica, (ii) el comportamiento del generador definido por su punto de maximización bajo la estructura de mercado oligopólica y (iii) el comportamiento del generador en el esquema de subasta, delimitado por el excedente del productor.

Teniendo en cuenta que la estructura general de la industria eléctrica está conformada por (i) la oferta de los generadores (integrada por distintas tecnologías de centrales eléctricas, donde el principio de diversificación está en función de la disponibilidad de insumos para la producción de energía, así como de la localización geográfica y la competitividad); (ii) la transmisión y distribución como ejes de transporte de la energía desde el punto de entrega de cada central hasta donde se ubiquen los puntos de demanda (o puntos de carga); (iii) las entidades responsables de carga como actores que definen la curva de demanda del sistema eléctrico y (iv) el operador del sistema eléctrico, que procurará la eficiencia y seguridad del sistema a través de la jerarquización del despacho eléctrico desde un principio económico de eficiencia en costos evitando los problemas de déficit o congestión; es decir, solicitará a las centrales más eficientes y competitivas que envíen energía al sistema sin arriesgar el suministro a los usuarios.

Como primer elemento de la industria, la generación eléctrica se desagrega en dos perspectivas: primero, cada central eléctrica actúa como un ente particular con su propia estructura de costos y niveles de competitividad; es decir, ofrecerá –bajo un esquema de

mercado— un precio por cada kilowatt hora que despache y, segundo, esta central eléctrica es parte del portafolio de centrales de un mismo generador que buscará, a través de la diversificación de su oferta, conformar un precio integral de servicios eléctricos para los usuarios, como se observa en la Figura 12.

Figura 12. Industria eléctrica: estrategia de venta de productos del portafolio de generación



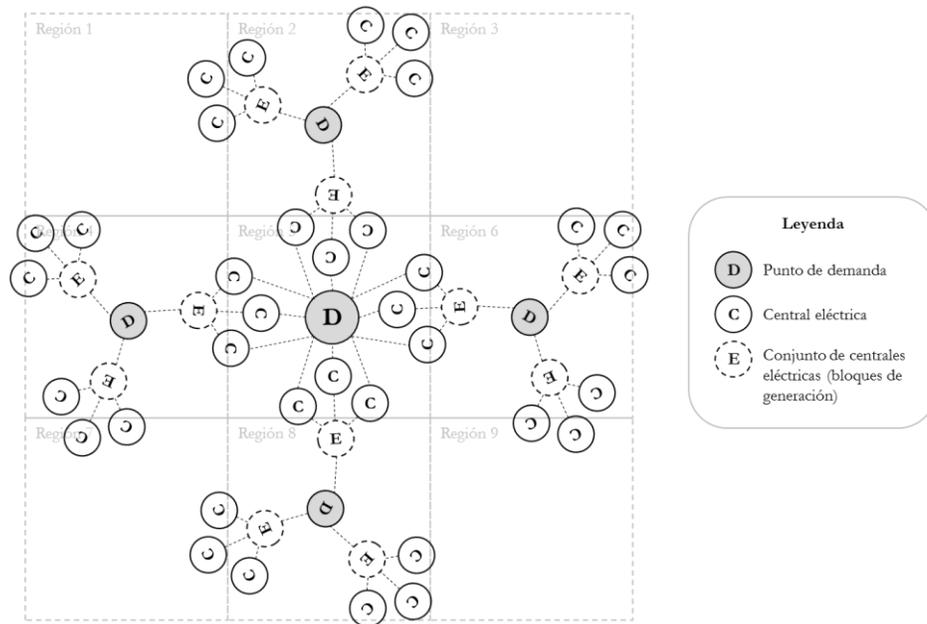
Fuente: Elaboración propia.

Es relevante la conformación del portafolio de generación, pues ello permitirá a cada empresa crear economías de escala (las cuales suelen ser grandes en la industria eléctrica) y explotar las ventajas de las distintas tecnologías de generación –por los distintos productos que sean capaces de entregar–, enfrentado fuertes inversiones de capital en búsqueda del punto de equilibrio, sin perder competitividad respecto a la industria. Es decir, los generadores operan bajo una estructura de mercado oligopólica²⁸.

²⁸ Puede tener un mercado de competencia perfecta en caso de existir suficiente recurso energético, como se explica más adelante.

Como segundo elemento de la industria, los transportistas actúan de acuerdo a las limitaciones de infraestructura de transmisión. En la Figura 13 se observa conceptualmente un sistema eléctrico dividido en regiones estratégicas y conformado por centrales eléctricas en distintos bloques de generación para puntos de demanda específicos; dichos bloques y centrales están conectados a los puntos de demanda a través de líneas de transmisión que podrán suministrar y, en su caso, complementar la demanda²⁹.

Figura 13. Industria eléctrica: estructura conceptual del sistema de transporte y distribución



Fuente: Elaboración propia.

Normalmente, cada central eléctrica tendrá una sola salida de energía a través del punto de entrega y, a su vez, cada bloque de generación tendrá una línea de transmisión a los puntos de demanda. Esto no solo evita tener que duplicar los costos de inversión en la infraestructura de transporte, sino que reduce los costos para la industria, en contraste con un modelo donde varias empresas ofrecieran el mismo servicio en infraestructura paralela.

²⁹ Los sistemas eléctricos normalmente operan con rangos de seguridad superiores a la demanda para cubrir posibles deficiencias en el sistema (reservas de capacidad).

Los elementos anteriores resultan en un privilegio para los transportistas, ya que no se duplicará infraestructura de manera innecesaria y será amortizada en la vida útil de la misma; en consecuencia, el segmento de transmisión opera como un monopolio natural (Vargas & Fierro, 2006) y da apertura al mercado de derechos financieros de transmisión –identificados en el Cuadro 2– .

El tercer elemento de la industria, ya explicado previamente, serán las entidades responsables de carga. Estas darán origen a la curva de demanda y atenderán la estructura oligopólica planteada por los generadores; sin embargo, buscarán desarrollar un mercado de competencia perfecta con el fin de que los generadores no tengan injerencia en el comportamiento del mercado.

El cuarto elemento de la industria, el operador independiente, no tiene una estructura de mercado *per sé*, ya que juega el papel de un intermediario entre la oferta y la demanda; aun así, tendrá una gran relevancia en el enfoque de las estructuras de mercado de los generadores, entidades responsables de carga y transportistas.

Es así que, (a) los elementos de transporte/distribución y operación se hacen a un lado –ya que no se permitirá a la iniciativa privada participar en estos elementos–, (b) las entidades responsables de carga no se consideran al asumirse que la demanda estará dada y (c) será el generador el elemento central mediante el que la iniciativa privada determinará si la estructura de mercado oligopólica le permite competir o si el esquema de subasta resulta más viable.

El objetivo particular del presente capítulo es establecer los dos escenarios en los que es posible observar el comportamiento del generador, asumiendo que este ofrece los productos del mercado eléctrico mayorista. El primer escenario muestra la participación directa del generador en la estructura de mercado oligopólica, mientras que, el segundo escenario presenta al mismo

generador atendiendo las necesidades de las entidades responsables de carga a través de contratos de coberturas de largo plazo dentro de la estructura de las subastas. También, se buscará resolver por qué un generador optaría por participar en este último esquema.

Para ello, es importante comprender la diferencia entre las curvas de demanda que enfrenta cada generador y la curva de demanda de la propia estructura de mercado. La segunda medirá la relación entre el precio de mercado y la cantidad total producida, mientras la primera contemplará la relación entre el precio y la producción de cada generador en particular (Varian, 2010).

Lo anterior resulta en que (a) ante una estructura de mercado donde exista oferta suficiente para abastecer el sistema eléctrico, el operador independiente tendrá la capacidad de administrar como mejor le convenga el despacho entre las centrales y estas no tendrán injerencia en el precio de mercado, únicamente se preocuparán por despachar tantos productos como sean posibles y se estará hablando de un esquema de competencia pura; de lo contrario, será una estructura oligopólica y (b) para los generadores que compitan en las subastas de electricidad, la demanda estará determinada por la oferta comprometida, donde el precio será definido al momento de subastar y donde se asume ganará (i) el generador más competitivo, (ii) con el *know-how* técnico y (iii) la central eléctrica le permitirá mantener un ingreso marginal igual al costo marginal.

Al considerar las características de la Reforma energética, la cual tiende a la apertura del segmento de generación a la iniciativa privada y a un esquema de múltiples generadores, se entiende que este conjunto de generadores operará como un mercado con estructura oligopólica por las grandes economías de escala de la industria y las fuertes necesidades de inversión.

También, es importante entender que, dado que la transformación de la industria eléctrica en el segmento de generación pasará de un esquema monopolístico, representado por la Comisión

Federal de Electricidad, a una estructura de múltiples generadores bajo un comportamiento oligopólico, deberán cumplirse las siguientes premisas de transición: (i) la reducción de la participación de mercado de la Comisión y (ii) la aparición de un generador líder, así como uno o varios generadores seguidores.

Transición del monopolio al oligopolio

Durante el periodo de transición al modelo de múltiples generadores, es importante tener en consideración que se pone en juego la situación monopólica de la Comisión Federal de Electricidad –la cual, conforme al análisis del Capítulo Uno, es la menos competitiva³⁰– y será la Comisión quien buscará crear las barreras de entrada por cuestiones estratégicas y de decisiones planteadas en este capítulo. Para comenzar, será decisión del monopolio si bajará o no sus precios para encontrarse en una situación competitiva ante una nueva empresa, alterando el equilibrio del monopolio y, por ende, de la industria.

Además, la Comisión Federal de Electricidad se enfrentará al dilema de continuar invirtiendo en infraestructura y, con ello, no operar en el nivel que maximiza su beneficio o desagregar su operación en activos estratégicos y activos rentables. Por su parte, los nuevos generadores se enfrentarán al escenario de no afectar el mercado donde la Comisión esté operando en su equilibrio natural, mientras que buscan ventajas en su estructura de costo, así como tomar el mercado del menos eficiente. Esto último será bien visto por el operador independiente.

Durante la transición a la estructura oligopólica, los nuevos generadores buscarán ofrecer el precio más competitivo. Habrá un líder y uno o varios seguidores con curvas de costo marginal superiores al líder (como se explica en el apartado del generador bajo la estructura oligopólica).

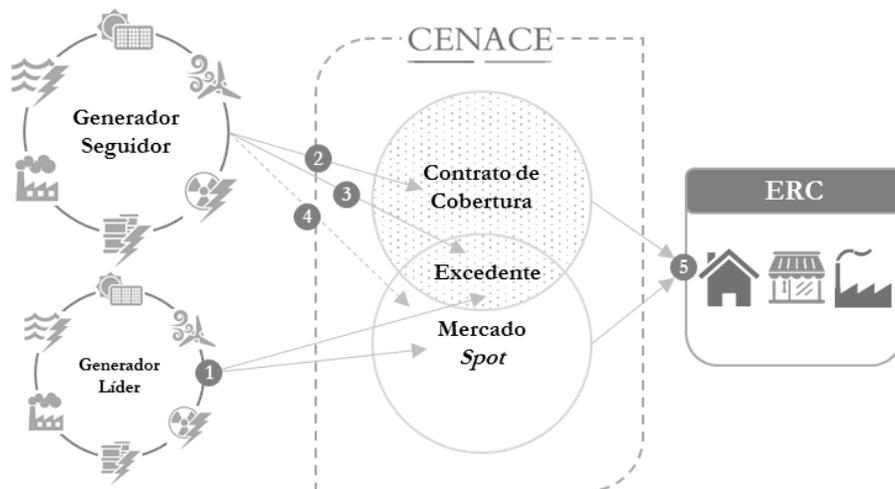
El problema resulta en que el líder podría tener injerencia temporal sobre el mercado y, con ello,

³⁰ Es muy probable que esta situación fuera diferente si se hiciera un análisis por afiliada, resultado de la escisión de empresas “estratégicas” en 2017. Algunas de estas nuevas empresas afiliadas tendrán ventajas competitivas en el mercado y, otras, como la de suministro básico, tal vez respondan a las necesidades de política pública.

tanto la posición de la Comisión Federal de Electricidad como el excedente del consumidor³¹ se verían afectados.

Para esto, es importante entender los incentivos de las fuerzas del mercado: en el primer caso, el generador líder ofertará el precio que cubra al menos sus costos mínimos, pero procurando tener el costo marginal más bajo del mercado y, por lo tanto, tener la prelación ante el operador independiente del despacho eficiente de energía. Los seguidores siempre tendrán la incertidumbre de si serán despachados y, por lo tanto, deberán asegurar, en tanto se pueda, que se cubran sus costos mínimos.

Figura 14. México: estructura conceptual del despacho de los generadores bajo el esquema de nuevo mercado eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Figura 14, al generador líder no le será atractivo entregar energía a través de los contratos de cobertura, ya que él tiene asegurado su despacho en el mercado *spot*³²

31 Desde el punto de vista gráfico, en búsqueda del equilibrio de mercado, el excedente del consumidor es el área por debajo de la curva de demanda y por encima del precio. El excedente del productor es el área por debajo del precio y por encima del costo marginal – en el entendido de que si existe un esquema competitivo, la curva de oferta es en realidad una parte de la curva de costo marginal – (Goolsbee, Levitt, & Syverson, 2012).

por ser el más competitivo; así mismo, podrá ofrecer productos excedentes (número 1) que el resto de los generadores necesiten para complementar sus compromisos. Caso contrario, el generador seguidor optará, en última instancia, por entregar al mercado *spot*, ya que podría ser el menos competitivo (número 4) y, más bien, enfocará sus esfuerzos en entregar lo formalizado en el contrato de cobertura (número 2) y colocar en el mercado *spot* cualquier excedente de generación/potencia o certificados de energía limpia (número 3). La entidad responsable de carga obtendrá indistintamente los productos del mercado a través de coberturas o directamente en el mercado (número 5).

Mientras se ajustan las posiciones de los generadores en el nuevo mercado eléctrico, las entidades responsables de carga deberán enfrentar el dilema de decidir cuál es la estrategia óptima para cubrir sus necesidades de energía, potencia y certificados de energía limpia a un precio que sea razonable para mantener a los consumidores que dichas entidades puedan representar. Asumiendo la existencia del recurso eléctrico, las entidades responsables de carga siempre tendrán la incertidumbre del precio de los productos del mercado eléctrico. Al ser así, la respuesta del dilema serán los contratos de cobertura a través de las subastas: el generador (seguidor) podrá asegurar su despacho y las entidades responsables de carga, un precio y suministro futuro.

El generador en la estructura oligopólica

Derivado de la transición de la estructura monopólica a la oligopólica en el industria eléctrica mexicana, es importante reiterar que, conforme a lo que se plantea en el presente documento, el mercado oligopólico (el *spot*) opera con los generadores más competitivos y, el resto de los generadores, lo harán a través de otros esquemas (e.g. las subastas); es decir que los primeros

32 El mercado spot es aquel donde todos los activos que se compran o venden se entregan de forma inmediata (o en un corto período de tiempo) al precio de mercado del momento de la compra/venta y no al precio que haya en el momento de la entrega del activo (Economía Nivel Usuario, 2014).

tendrán condiciones dinámicas de precio y cantidad (de mercado), mientras que las condiciones de los segundos estarán determinadas por los contratos de cobertura.

También, se asume que el mercado está conformado por múltiples centrales eléctricas, de distintas tecnologías, bajo diferentes regímenes y condiciones de despacho particulares.

De igual manera, es relevante tener en consideración que, para el consumidor que no tiene injerencia en el comportamiento de la demanda, la electricidad es un bien normal e insumo básico de producción y servicios, sin un sustituto perfecto identificado y prácticamente inelástico. Sin embargo, desde el punto de vista del operador independiente y de las entidades responsables de carga, se modifica la ecuación, ya que, al momento de la elección de la central eléctrica a despachar o contratar, estos sí contarán con la capacidad de sustituir los productos del mercado eléctrico entre cada generador, volviendo menos inelástico el bien.

Es así que, la competitividad de cada generador, que le permitirá alcanzar el punto de maximización de beneficio (ingreso marginal es igual al costo marginal), está determinada por tres factores elementales: (i) el costo de generación, (ii) el conocimiento y la experiencia de operación y (iii) la diversificación en la estrategia del portafolio de centrales eléctricas que ofrecerán los distintos productos del mercado eléctrico, fundamentado en lo siguiente:

El primer elemento considera que la elasticidad de la demanda de un bien depende de la cantidad de sustitutos cercanos que tenga. Para el operador independiente y las entidades responsables de carga, los productos que demande el conjunto de generadores son indistintos de la tecnología de la que provengan, de modo que cada producto se vuelve un sustituto perfecto del otro. Así, la importancia recae únicamente en el costo de generación de cada producto, lo cual resulta en que la central eléctrica con prioridad para despachar los productos del generador será la que sea más competitiva en costo y servicio.

Además, dado que la electricidad es un bien escaso y la demanda no es muy sensible al precio, los generadores buscarán crear cierta coalición teniendo como limitante la influencia que el operador independiente tenga sobre la capacidad de hacerlos competir bajo un esquema de mercado. De este modo y, asumiendo que el generador maximizará sus beneficios en el punto de equilibrio, se buscará despachar el mayor tiempo posible, tomando relevancia el *know-how* técnico como el segundo factor relevante.

El tercer factor relevante será la diversificación de las fuentes de generación siempre y cuando el portafolio de generación maximice el beneficio; es decir, que el ingreso marginal sea igual al costo marginal, pero que permita ofrecer la mayor cantidad de productos al mercado eléctrico.

Como se observó en la Figura 12, esto toma relevancia, ya que en las tecnologías despachables (generalmente convencionales), el generador tiene la posibilidad de (i) controlar la entrega de la mayor cantidad de energía, (ii) hacer la distinción correcta de los costos y (iii) transferir de manera adecuada los costos variables de los insumos, ofreciendo productos que sean más competitivos por la naturaleza de estas tecnologías (e.g. las centrales de ciclo simple son competitivas en potencia, mientras las de ciclo combinado lo son en energía). Por el otro lado, las centrales eléctricas no despachables (generalmente limpias), al contar con (i) capacidad instalada más cara, (ii) costos fijos mínimos y (iii) costos variables prácticamente inexistentes (salvo por los de índole regulatorios o de transmisión), tendrán ventajas al ofrecer productos exclusivos como los certificados de energía limpia, prelación de despacho o entrega de potencia “virtual” al sistema.

Para que un generador racional pueda despachar la mayor cantidad de productos al mercado eléctrico con las limitantes tecnológicas que se le permitan, optará por tener capacidad instalada

despachable de base y no despachable como complementaria. De esta forma, la curva de oferta del generador no se enfrentará a los precios de mercado respecto a la eficiencia de su portafolio de centrales eléctricas³³, sino que ante una constante demanda de energía adicional (es decir que el sistema opera de manera deficitaria de los productos del mercado eléctrico), el operador independiente enfrentará una estructura oligopólica en función del precio que ofrezca el portafolio de generación de cada empresa³⁴.

Es así que el factor crítico de competitividad entre los generadores será determinado en relación con su curva de costos, la cual deberá ser la misma para todos los generadores y, con ello, la industria estará maximizando el beneficio en su conjunto.

Asumiendo que todos los generadores operan cubriendo al menos sus costos fijos; es decir, que se encuentran en su punto de equilibrio, el generador que opere bajo el menor costo marginal será despachado sobre el que tenga uno mayor; sin embargo, pudo haber despachado a un precio mayor y obtener mayor excedente (Serrano & Feldman, 2013).

En términos de Varian (2010), se tendrá una empresa líder en la elección y otra que es un seguidor, donde las premisas parten de que (i) los ofertantes igualarán sus costos marginales a la baja para ser competitivos –en el entendido de que un aumento en el despacho fuera suficiente para compensar la reducción de dichos costos con el fin de optimizar los beneficios en su conjunto–; (ii) los ofertantes podrán realizar esta acción siempre y cuando tengan una estructura de costos similar (diversificación en su portafolio de generación); (iii) la demanda estará dada

33 Por ejemplo, si los precios del sistema son bajos, derivado de una estructura de generación a base de gas natural, esto hará que los generadores inviertan en esta tecnología en lugar de invertir en las que puedan tener un costo nivelado más elevado, como un parque eólico. Esta ecuación se mantendrá a menos que el precio de mercado suba o se implementen incentivos que hagan más competitivas otro tipo de energías; estos incentivos pueden ser fiscales o directos al precio como castigos para el operador que no oferte energía de ciertas tecnologías –probablemente, a su vez, el operador transferirá dichos castigos a los usuarios–.

34 Naturalmente, se asume que cada generador siempre deberá estar despachando alguna cantidad de productos, al menos los que le permitan cubrir sus costos fijos. Resultado de esto último, la oferta a largo plazo se medirá como la cantidad donde al menos sean cubiertos los costos mínimos del portafolio de generación.

por el mercado y, (iv) en caso de que uno de los ofertantes sea menos competitivo que el otro, se determinará una cantidad a ofertar que dependerá del nivel de producción del líder.

Es así que, volviendo al proceso de transición dentro del mercado mexicano y asumiendo que se tienen dos empresas: Comisión Federal de Electricidad e Iberdrola³⁵, donde la primera tendrá la fortaleza de contar con un portafolio de generación diversificado³⁶ y la segunda tendrá uno más eficiente, se presentan los siguientes escenarios: el primero, donde el operador independiente preferirá despachar al generador más eficiente y será Iberdrola quien tomará el liderazgo, mientras que la Comisión será la seguidora o, el segundo caso, donde el modelo competitivo pudiera funcionar y cada empresa considerará que el precio escapa a su control porque constituye una parte pequeña del mercado. El segundo caso es cuestionable asumiendo que (a) la Comisión buscará maximizar sus beneficios y el nivel de producción será determinado por la igualdad del precio respecto del costo marginal (la curva de oferta del seguidor) e (b) Iberdrola determinará su curva de demanda resultado de la sustracción de la curva de demanda del mercado menos la curva de oferta del seguidor, buscando la igualdad entre el costo marginal y el ingreso marginal para hallar la cantidad óptima de despacho, respetando siempre el equilibrio de Bertrand³⁷.

Es así que el único equilibrio a ser considerado parece ser el competitivo, donde el mercado funcionará, teóricamente, bajo el estándar de mayor producción y menor costo, en condiciones de oligopolio.

Dentro de esta estructura oligopólica, son los generadores los que tendrán la opción de mantener el equilibrio de Bertrand y, en su caso, optar por la colusión para determinar los niveles

35 Representando al resto de los nuevos participantes del mercado eléctrico.

36 Así como la mayoría de la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional.

37 Donde el precio nunca puede ser menor al costo marginal, ya que en ese caso cualquiera de las empresas obtendría más beneficios produciendo menos.

óptimos de producción/precio elevando los beneficios de la industria en su conjunto. La empresa seguidora siempre buscará coludirse con los participantes que tengan ventaja en la curva de costo marginal para despachar una cantidad mayor que en el equilibrio y, a su vez, incitará al conjunto de generadores a repartirse el mercado en función de sus ventajas competitivas (e.g. regionalizando el sistema eléctrico nacional³⁸), restringiendo su producción a fin de no generar una distorsión en el mercado y, en consecuencia, de las decisiones del operador independiente.

Es relevante mencionar que los generadores estarán incentivados a funcionar bajo esta estructura, ya que maximizar los beneficios de la industria en su conjunto debiera resultar en un mismo beneficio marginal para cualquiera de las empresas. Dicho beneficio se generaría mediante un aumento de la producción, lo que significaría que las curvas isobeneficio son tangentes en los niveles de producción de maximización del beneficio.

En complemento, la participación de un regulador robusto será relevante para evitar que los generadores tengan la tentación de producir más de lo establecido. La transparencia en la información resulta un tema esencial para que la industria funcione, detectando y penalizando cualquier violación.

Bajo esta estructura de mercado, los generadores deben ser capaces de seguir la evolución de los precios y los niveles de producción de los demás generadores; si alguno de ellos se encuentra afectado por la estructura de costos del mercado de modo que le impida seguir la trayectoria de precios, se concluiría que no está operando bajo los estándares del mercado y, por lo tanto, podría ser desplazado a consideración del operador independiente, de forma que le sería necesario optar por operar en otro nicho de mercado (e.g. las subastas).

38 Teniendo esto en consideración, el operador independiente ha subdividido el sistema eléctrico nacional en 2,384 nodos de fijación de precio, los cuales corresponden a uno o varios nodos de conectividad de la red, donde se modela la inyección o retiro físico de energía; de acuerdo con lo anterior, un precio marginal local se determina para las liquidaciones financieras en el mercado eléctrico mayorista.

El generador en la estructura de subasta

Retomando a Serrano & Feldman (2013), el generador que opere bajo el menor costo marginal será despachado sobre el que tenga uno mayor. De este modo, se asume que el generador despachado se encuentra en su punto de equilibrio; sin embargo, pudo haber sido despachado a un precio mayor y obtener mayor excedente.

El cálculo del aumento o reducción del excedente del generador será expresado en términos de la curva del costo marginal, donde se sabe que la curva de oferta de largo plazo para todos los generadores será horizontal, ya que el precio se encuentra definido por el mercado y, para cada generador, la curva de oferta en lo particular será la curva de costos marginales; es decir:

Cuadro 12. Costo marginal del generador

Si, $\pi = pq_i - C_i(y_i)$	Donde (i) EG es el excedente del generador, (ii) pq
Dado, $EG_i = pq_i - \int_0^{y_M} CM_i(q) dq$	es el ingreso, (iii) CM(qM) es el costo, (iv) CM es
Entonces, $EG_i = \pi_i \pm C_i(0)$	el costo marginal y (v) CM(0)son los costos fijos.

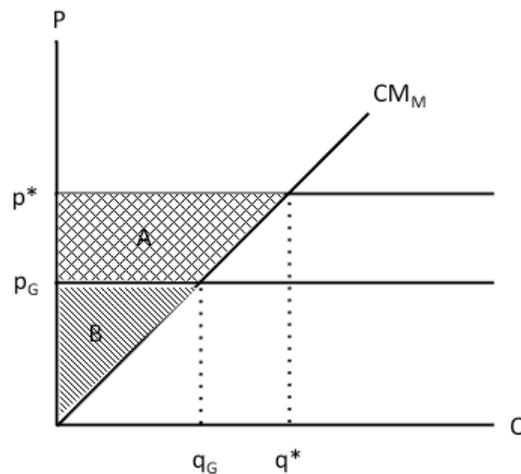
Fuente: Elaboración propia con información de (Serrano & Feldman, 2013).

El generador que ganará su derecho a despachar en el mercado reducirá su excedente respecto del mercado por la industria; sin embargo, esto quiere decir que también perderá posición respecto del precio ofrecido en el mercado. En la Figura 15, se observa que el excedente del generador (área sombreada A) se sacrifica para obtener el precio y la cantidad establecida bajo su curva de costos marginales. El área B será el único excedente que obtendrá, siendo una cantidad menor para reducir sus costos marginales y competir en el mercado. La suma de ambos espacios sombreados sería el excedente potencial total del generador –o el del total del mercado (EG_M)–

Desde el punto de vista de la subasta, sucede algo similar. Con el objetivo de obtener los contratos de cobertura de largo plazo, el generador estará dispuesto a reducir una porción del excedente (ver Figura 16).

Los generadores ofertarán un precio menor al establecido por el mercado con tal de asegurar el despacho de largo plazo; eso hará que reduzcan su excedente (rentabilidad) en términos del área sombreada B y habrá una pérdida no transferible en términos del área sombreada A.

Figura 15. Costo marginal del generador en el despacho eficiente

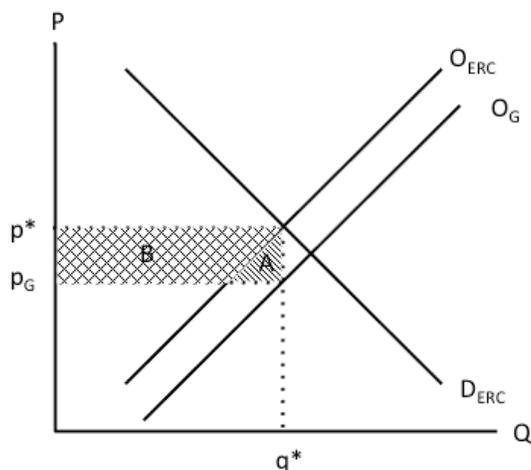


$$EG_g = EG_M - \pi_g \pm C_g(0)$$

Fuente: Elaboración propia con información de (Serrano & Feldman, 2013).

De acuerdo con Serrano & Feldman (2013), el dilema se presenta, ya que (i) la entidad responsable de carga estaría dispuesta a comprar a un mayor precio del que terminen ofertando los generadores en la subasta, siempre y cuando no supere el precio de mercado, y (ii) el generador disminuirá su excedente –dependiendo de su curva de costo marginal– con tal de ser el ganador del contrato de cobertura. El mercado se verá obligado a operar en un punto de no equilibrio, como se observa en la Figura 16 y la energía resultará más cara por el costo nivelado de generación como se observa en la Figura 17.

Figura 16. Excedente del generador en el esquema de subasta



Fuente: Elaboración propia con información de Serrano & Feldman (2013).

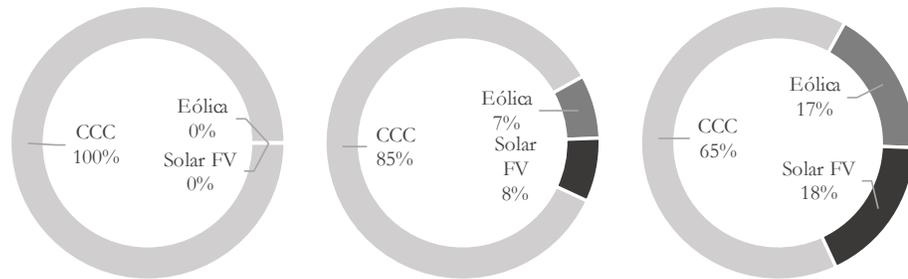
El esquema de subasta no atiende la eficiencia en el sentido de Pareto: dependiendo de lo agresivas que sean las ofertas de los generadores, el esquema de subasta tenderá a beneficiar, en mayor o menor medida, a la entidad responsable de carga, obligando a los generadores a sacrificar parte de su excedente.

La estructura de subastas reduce la pérdida irrecuperable de eficiencia por el poder de mercado con el que cuenta el líder (al existir mayor oferta de productos en el largo plazo), pero el generador de la subasta no tendrá injerencia en el comportamiento de la estructura al no poder restringir la producción ni aumentar los precios. Es importante tener en cuenta que esa pérdida no es transferible entre los generadores y las entidades responsables de carga, simplemente desaparece (Goolsbee, Levitt, & Syverson, 2012), pero podría beneficiar al consumidor final en su conjunto.

El mecanismo de subastas es esencialmente lo inverso a la teoría de juegos, donde se tiene una descripción del resultado al que se quiere llegar y se procura diseñar el juego que permita obtener ese resultado (Varian, 2010). Es así que, además de existir una estructura oligopólica en

el mercado *spot*, se presentarán nichos de mercado en las subastas que atenderán un horizonte de mayor plazo.

Figura 17. Industria eléctrica mexicana: composición del precio de venta respecto el costo nivelado de energía, 2016 (pesos por megawatt hora convertido a \$17.50/\$US)
 Sistema 100% Gas Natural Sistema 85% Gas Natural Sistema 65% Gas Natural



	Costo nivelado de referencia	Costo nivelado por contribución	Costo nivelado por contribución	Costo nivelado por contribución
CCC	852.25	852.25	724.41	553.96
Eólica	908.25	-	68.12	158.94
Solar FV	1,242.50	-	93.19	217.44
Tarifa de generación (suma de costos nivelados por contribución)		852.25	885.72	930.34
Diferencia		+0.0%	+3.9%	+9.2%

Fuente: Elaboración propia con base en *Energy Information Administration (EIA, 2017)*

Para que esto último ocurra, se tendrán que alinear dos incentivos, de modo que las subastas sean atractivas para ambos participantes: (a) para el generador, la situación en la que probablemente compita en la subastas será resultado de (i) no tener una curva de costo marginal que le permita despachar la suficiente cantidad de productos en la estructura oligopólica; (ii) no poder controlar el despacho a satisfacción de lo demandado por el operador independiente (en caso de generadores que cuenten con mayor cantidad de centrales no despachables en su portafolio de generación) o (iii) no poder realizar una estrategia de portafolio que le permita equilibrar los costos de generación entre distintas tecnologías y hacerlos competitivos y, (b) para las entidades responsables de carga, (i) asegurar cierta cantidad de productos del mercado eléctrico para dar certidumbre al precio en un horizonte de largo plazo y (ii) atender lo

establecido por la Secretaría de Energía en cuanto al consumo mínimo de algún producto con tal de asegurar la planeación del sistema eléctrico nacional (capacidad instalada o potencia) o energía limpia (a través de los certificados).

Asimismo, es importante que los generadores cuenten con la misma información y los elementos de estimación en la inversión y operación de los proyectos³⁹ para partir del mismo punto, dado que el único elemento para establecer el precio de oferta será sacrificar el margen de rentabilidad (excedente) que pudiera esperar.

³⁹ Se establecerán con mayor detalle en el Capítulo Tres; sin embargo, se sintetizan en el costo de la inversión (CAPEX), el costo de operación y mantenimiento (OPEX), impuestos aplicables y el costo del financiamiento y del capital.

Capítulo Tres. Modelo de contraste: subasta eléctrica de largo plazo

Como se observó en el Capítulo Uno, la prospectiva de inversión en el sector eléctrico está enfocada en convertir a México en un país más eficiente y atractivo respecto a su referencia regional (Estados Unidos), de modo que atraiga a la industria y los beneficios económicos que esto pueda implicar.

También se observó en el Capítulo Dos que los generadores –derivado de su curva de costos– optarán por llevar a cabo el despliegue de infraestructura a través del mercado de estructura oligopólica o asegurarán parcial o totalmente el despacho de sus productos a través del esquema de subasta.

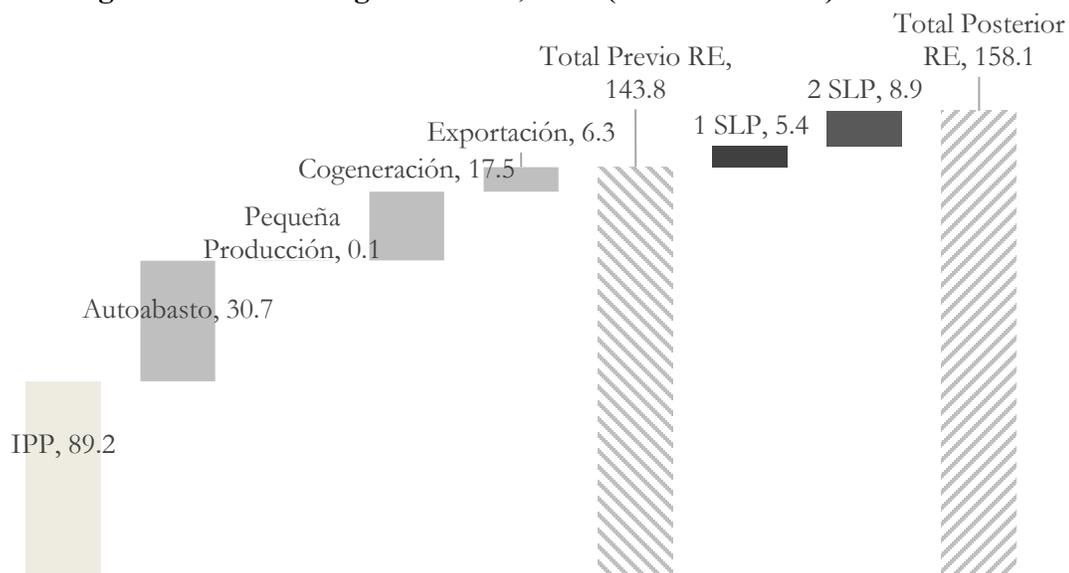
Para desarrollar el modelo de contraste en este capítulo, se partirá de los siguientes supuestos:

Se asume que la implementación del esquema de subasta en México recoge la experiencia aprendida a nivel internacional de acuerdo con el Banco Mundial (Mauer & Barroso, 2011) – ver Apéndice C–. De esta manera, la Reforma energética otorga los elementos para implementar una innovadora estructura de mercado, con énfasis en el desarrollo de subastas como opción para el generador que no pueda operar bajo los requerimientos del operador independiente. Lo anterior, también bajo el supuesto de que estén ocurriendo los siguientes eventos: (i) la Comisión Federal de Electricidad enfrenta una reducción en la inversión de infraestructura por sus limitaciones financieras; (ii) se dé un aumento en la inversión de la iniciativa privada en el segmento de generación y (iii) se impulse el despliegue de infraestructura convencional y renovable a través de los requerimientos por parte de la Secretaría de Energía (siendo la potencia y los certificados de energía limpia dos productos a demandarse por las entidades responsables de carga en las subastas de largo plazo).

Posterior a que estos eventos hayan ocurrido, se necesita también que el esquema de subastas sea atractivo para cumplir con los requerimientos de rentabilidad de la iniciativa privada.

En el presente capítulo, se llevará a cabo una simulación financiera de las tecnologías con mayor relevancia en los procesos de subasta 2015 y 2016: (y) un parque eólico y (z) una central solar fotovoltaica. También, se asume la existencia de un generador en cada tecnología que opta por ofrecer los tres productos del mercado eléctrico mayorista: potencia, energía y certificados de energía limpia.

Figura 18. Industria eléctrica mexicana: aportación del esquema de subasta a la generación de energía eléctrica, 2016 (Terawatts hora)



Fuente: Elaboración propia con información de Secretaría de Energía (SENER, 2016)

El objetivo particular del capítulo será identificar el nivel de rentabilidad de ambos proyectos bajo (i) el esquema de subasta de largo plazo (de acuerdo con la legislación existente) y (ii) el esquema de productor independiente (régimen principal con el que se desarrolló infraestructura eléctrica en la legislación previa –ver Figura 18–). Así mismo, (iii) se buscará comparar ambos proyectos con (a) el rendimiento de un bono de deuda de CFE y (b) los estándares establecidos en el mercado para determinar si la inversión en infraestructura eléctrica es atractiva para la

iniciativa privada. Con base en lo anterior, se comprobará o refutará la hipótesis de la presente investigación.

Subastas de largo plazo: resultados y situación actual

Al día de hoy, se han concluido dos subastas de largo plazo y la tercera se encuentra en proceso⁴⁰ (la subasta de mediano plazo está programada para febrero 2018). La Comisión Federal de Electricidad, suministro básico, es el principal convocador de las mismas. En dichas subastas, la Comisión inscribe una demanda de productos y los generadores –diferentes de la Comisión– ofertan paquetes de productos por un precio integral a largo plazo: las centrales con generación de energía limpia pueden ofrecer los productos de energía, potencia y certificados de energía limpia, mientras el resto de las centrales, únicamente de energía y potencia.

El documento que regula la compraventa de estos productos es el contrato de cobertura eléctrica, el cual plantea las premisas respecto a los parámetros de precio y cantidad que estarán ofertando los proyectos.

Cuadro 13. México: ofertas y precios máximos⁴¹ de subastas de largo plazo, 2016
(cifras expresadas en pesos por valor de cada producto)

Subasta	Ofertas (Adjudicadas)	Energía (\$/MWh)	CELS (\$)	Potencia (\$/MW)
2015	468 (14)	884	444	10,000
2016	442 (89)	766	383	1,723,992

Fuente: Fallo de las subastas de largo plazo (CENACE, s.f.).

Los ofertantes otorgan precios de venta de cada uno de los tres productos y dichos precios son simulados por el operador independiente para determinar cuáles son más competitivos –sin

40 Principales diferencias de la tercera subasta: (i) no existe una relación directa entre las entidades responsables de carga y los generadores, ya que ahora ambas partes celebrarán contratos de compra y venta por separado con la cámara de compensación. Dicha cámara será una entidad comercial constituida por el operador independiente de acuerdo a la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos Asignados a través de Subastas de Largo Plazo y (ii) participarán entidades responsables de carga, distintas a la Comisión Federal de Electricidad, suministro básico.

41 Referencia del tipo de cambio de \$19.152/USD, considerado para el ajuste de la oferta de compra.

que esto se vea afectado por capacidades técnicas como la interconexión o la congestión del sistema eléctrico nacional–.

En el Cuadro 13 se presentan los principales resultados de los procesos de subasta. Para la presente investigación, se tomará como referencia la ocurrida en 2016, ya que resultó ser la más competitiva con base en las siguientes conclusiones: (i) se cubrieron 4/5 partes de lo demandado por la Comisión Federal de Electricidad; (ii) el precio promedio de las ofertas fue de \$648.10 (incluyendo energía y certificados de energía limpia); (iii) para cumplir con la oferta, se construirán 32 nuevas centrales de energía eléctrica (~1.2 gigawatts de capacidad instalada); (iv) la energía y los certificados de energía limpia fueron ofrecidos principalmente por energía solar fotovoltaica (54%) y eólica (43%); (v) la potencia fue ofertada en un 72% por fuentes de generación firme⁴²; (vi) la subasta limitó las diferencias esperadas⁴³, por lo que existió mayor diversificación geográfica (14 zonas contra 5 de la primer subasta); (vii) el 62.5% de los proyectos no cuentan con prelación en el sistema de evacuación al sistema eléctrico nacional (Navarro, Meneses, Reyes, Hernández, & Chávez, 2016).

Premisas del modelo de contraste

Tomando en consideración los resultados de la subasta de largo plazo 2016 (ver Cuadro 13), a continuación se presentan las nueve premisas que dan pauta a las simulaciones financieras de los proyectos:

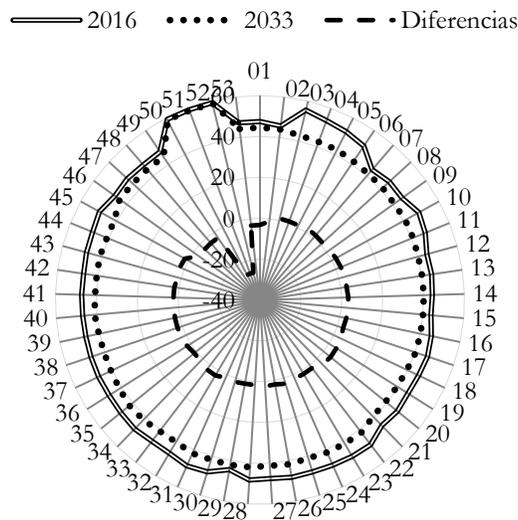
- 1) **Tecnología:** solar fotovoltaico y eólico (al representar, en conjunto, el 97% de las ofertas de venta).

42 Las penalidades planteadas, de hasta \$3,500/MW por cada hora de incumplimiento, dificultan que las energías intermitentes puedan asumir este compromiso.

43 El OI premia o castiga los precios de las subastas en las distintas zonas de distribución con la intención de incentivar la generación o desincentivarla en los nodos congestionados.

- 2) **Permisos y autorizaciones:** tienen las autorizaciones y los permisos necesarios, y no incurrirán en penalidades por no llegar a la fecha de operación comercial comprometida.
- 3) **Punto de interconexión:** los proyectos cuentan con un punto de evacuación sin limitación alguna: la ubicación de los proyectos será indiferente, ya que se asume que el recurso es suficiente y tanto las diferencias esperadas como los precios marginales resultan similares en la mayoría de los nodos, como se observa en la Figura 19⁴⁴.

Figura 19. Precios marginales y diferencias esperadas



Fuente: Precio Marginal Local o PML (CENACE, s.f.)

- 4) **Variables macroeconómicas:** se asumen las principales variables establecidas en el Cuadro 14. Al respecto, es relevante mencionar que ambas centrales tendrán una capacidad instalada de 100.0 megawatts, con un factor de planta, curva de costos diferenciados y entrada en operación el 1 de enero de 2019.
- 5) **Proceso de construcción:** los proyectos se construirán de acuerdo al calendario de obra establecido en la Figura 20. Se asume que se podrá alcanzar la recepción provisional del

⁴⁴ En la operación de los proyectos, los desarrolladores sí deberán tener en cuenta las diferencias y los precios marginales del nodo que corresponda, dado que las centrales eléctricas podrían ofrecer un cuarto producto que es la venta directa a mercado con referencia en el precio marginal y/o cubrir cualquier deficiencia en sus compromisos contractuales con la compra de los productos a precio de mercado.

proyecto (PAC por sus siglas en inglés) en noviembre de 2018 (dos meses previo a la fecha de operación comercial comprometida).

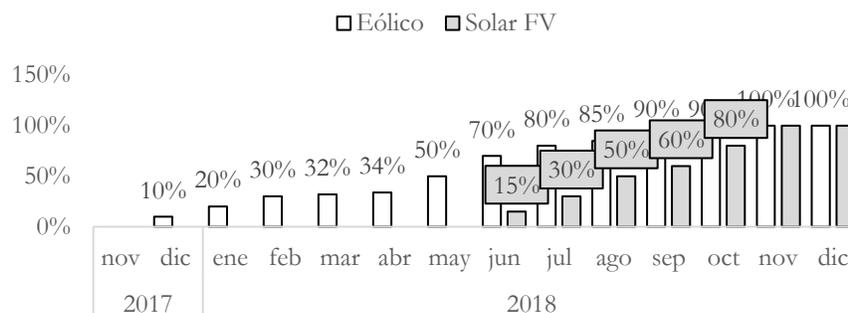
Cuadro 14. Principales características de las centrales eléctricas

Concepto		Eólico	Solar fotovoltaico
Central eléctrica	Fecha de operación comercial	1 de enero 2019	
	Capacidad instalada (megawatts)	100.0	
	Factor de planta	42%	26%
	Degradación anual	n/a	0.5%
Operación	Costo O&M (fijo en miles de pesos)	58,637	25,513
	Costo O&M (variable)	-	-
	Arrendamiento de tierras	4% sobre ventas	
	Seguros	0.5% sobre activo fijo	
	SG&A	1.5% sobre ventas	
	Reserva de O&M (“OMRA”)	Equivalente a 1 semestre	
	Impuestos (IVA/ISR)	16%/30%	
Generales	Tipo de cambio (\$/USD)	17.5	
	Días clientes/proveedores/inventarios	70/100/35	
	Depreciación (años)	15	
	Inflación (productor) México/EUA	4.20%/2.34%	

Fuente: Contrato de cobertura (CENACE, s.f.), costo nivelado por tecnologías (EIA, 2017), costo de arrendamiento de la tierra (SEGOB, 2010), Inflación del Productor México (INEGI, s.f.) y Estados Unidos (OECD, s.f.)

- 6) **Rendimiento:** los proyectos cumplen con el rendimiento óptimo de acuerdo con las premisas establecidas en el Cuadro 14 y operarán bajo los costos de operación y mantenimiento establecidos.

Figura 20. Hitos de construcción para centrales eólica y solar fotovoltaica (avance acumulado)



Fuente: Eólico (EWEA, s.f.) y solar FV (IFC, 2015).

- 7) **Estructura de fondeo:** con base en los estándares definidos por Fitch Ratings (Fitch, 2012), la central será construida a partir de los lineamientos de *project finance*, sin contar con recursos de una entidad corporativa y/u obligado solidario (nacional o internacional) de acuerdo a las características de financiamiento y capital establecido en el Cuadro 15.

Cuadro 15. Principales premisas de financiamiento

	Concepto	Eólico	Solar fotovoltaico
Deuda <i>senior</i>	Apalancamiento	70%	
	Comisión apertura	2.0%	
	Comisión de compromiso	0.5%	
	Tasa de interés	TIIE + 3.5%	
	Reserva de deuda (“DSRA”)	Equivalente a 1 semestre	
Deuda IVA	Apalancamiento	100%	
	Año para devolución	2019	
	Comisión apertura	2.0%	
	Tasa de interés	TIIE + 3.0%	
Deuda <i>junior</i>	Deuda respecto capital social	98%	
	Tasa de interés	15%	

Fuente: Estándares de mercado definidos en Fitch (2012).

- 8) **Inversión del proyecto:** se asume que los costos de los proyectos cubren lo necesario para la construcción y puesta en marcha (incluyendo interconexión, financiamiento, estructuración y reservas) incluyendo los generados de acuerdo a los hitos establecidos por el contrato de ingeniería, procura y construcción. Independientemente de que el contrato EPC comprenda todas las necesidades de construcción con un nivel de holgura (incluyendo la utilidad del constructor), en caso de cualquier eventualidad, se plantea adicionalmente un monto de contingencias bajo la misma estructura de deuda/capital del proyecto.

Las contingencias son comunes en proyectos de infraestructura a nivel *utility* debido a eventualidades sociales y/o ambientales y/o arqueológicas relacionadas con la ubicación del proyecto.

El costo total de inversión de cada proyecto se presenta en el Cuadro 16.

Cuadro 16. Inversión total de proyectos (miles de pesos)

	Eólico	%	Solar FV	%
Total usos(Incl. IVA)	2,253,298	100.0%	4,934,304	100.0%
IVA	285,349	12.7%	645,302	13.1%
Total (Excl. IVA)	1,967,948	87.3%	4,289,002	86.9%
CAPEX	1,682,440	74.7%	3,843,743	77.9%
Central eléctrica	1,583,688	70.3%	3,635,812	73.7%
Interconexión	98,752	4.4%	207,930	4.2%
No CAPEX	19,597	0.9%	6,822	0.1%
Arrendamiento terreno	19,592	0.9%	6,817	0.1%
Asesores	5	0.0%	5	0.0%
Financieros	191,468	8.5%	327,149	6.6%
Comisiones crédito <i>senior</i>	31,326	1.4%	72,226	1.5%
Comisiones crédito IVA	5,707	0.3%	12,906	0.3%
IDC crédito <i>senior</i>	34,040	1.5%	38,616	0.8%
IDC crédito IVA	17,785	0.8%	20,333	0.4%
SBLC seriedad	1,513	0.1%	978	0.0%
DSRA	101,096	4.5%	182,090	3.7%
Otros	74,444	3.3%	111,288	2.3%
OMRA	31,593	1.4%	14,824	0.3%
Contingencias ⁴⁵	42,851	1.9%	96,464	2.0%
Total fuentes (Incl. IVA)	2,253,298	100.0%	4,934,304	100.0%
Crédito IVA	285,349	12.7%	645,302	13.1%
Total (Excl. IVA)	1,967,948	87.3%	4,289,002	86.9%
Crédito <i>senior</i>	1,377,564	61.1%	3,002,301	60.8%
Capital/deuda <i>junior</i>	590,385	26.2%	1,286,701	26.1%

Fuente: Elaboración propia con base en simulación financiera.

- 9) **Fuente de pago:** los proyectos estarán limitados por las características propias de (i) los contratos de cobertura de la subasta de largo plazo y (ii) el contrato de licitación de productor independiente de la central eólica La Venta III, licitada en 2009 por la Comisión Federal de Electricidad. Ningún contrato asume que se incurrirá en precios negativos ni que la estructura de costos se verá afectada por penalidades debidas a productos no entregados. Las curvas de precios se establecen a continuación:

⁴⁵ El 2.5% sobre el CAPEX del proyecto.

(A) **Contrato de cobertura de largo plazo:** asume que ambas centrales ofrecerán el total de la generación y disponibilidad en forma de los tres productos demandados (potencia, energía y certificados de energía limpia), teniendo en consideración que la potencia puesta a disposición de la entidad responsable de carga esta alienada a las horas críticas del sistema y el ingreso no tendrá afectación por penalidades o por la necesidad de ir al mercado a obtener compromisos deficitarios respecto del contrato de cobertura. La oferta de productos de ambos proyectos bajo el esquema de subasta se determina en el Cuadro 17.

Cuadro 17. Premisas de productos ofertados en el contrato de cobertura de la subasta de largo plazo

	Concepto	Eólico	Solar fotovoltaico
Central Eléctrica	Potencia (MW)	20.00	20.00
	Generación neta (MWh)	367,920.00	227,760.00
	CELS (MWh)	367,920.00	227,760.00

Fuente: Elaboración propia con Contrato de Cobertura (CENACE, s.f.).

(B) **Contrato de productor independiente:** no considera el producto de potencia y se asume que el total de la generación neta de la central es tomada por Comisión Federal de Electricidad. Además, se considera el ingreso por el incentivo del Banco Mundial a través del Fondo Verde (World Bank Green Fund⁴⁶, por nombre en inglés). El productor independiente ofrecerá lo establecido en el Cuadro 18, tomando en consideración el resto de premisas aplicables.

⁴⁶ Incentivo de pago equivalente a 0.0110 dólares por megawatt hora generado con fuentes de energía renovable, con un plazo de hasta lo que ocurra primero: (i) el fin del quinto aniversario de operación o (ii) que se termine el fondo verde del Banco Mundial de 20.4 millones de dólares.

Para definir los ingresos de los proyectos en ambos esquemas (subasta y productor independiente) durante 20 años⁴⁷ –por ser el horizonte temporal de ambos contratos– se parte de las metodologías establecidas en los contratos para determinar los pagos y (i) para el esquema de subasta, el precio máximo para cada producto (Navarro, Meneses, Reyes, Hernández, & Chávez, 2016)– con el racional de que cada generador iría a tomar el mayor precio posible de la subasta – y (ii) respecto el productor independiente, el agregado de los precios de energía y fomento provisto por el Banco Mundial que determinaron el fallo de la licitación (CFE, 2009). Es así que, la curva de precios de ambos esquemas de fuente de pago se presenta en la Figura 21 (desagregado en los distintos productos).

Cuadro 18. Premisas del contrato de licitación de productor independiente, México (2009)

	Concepto	Eólico	Solar FV
Central Eléctrica	Potencia (MW)	-	n/a
	Generación neta (MWh)	367,920.00	n/a
	WBGF (MWh)	367,920.00	n/a

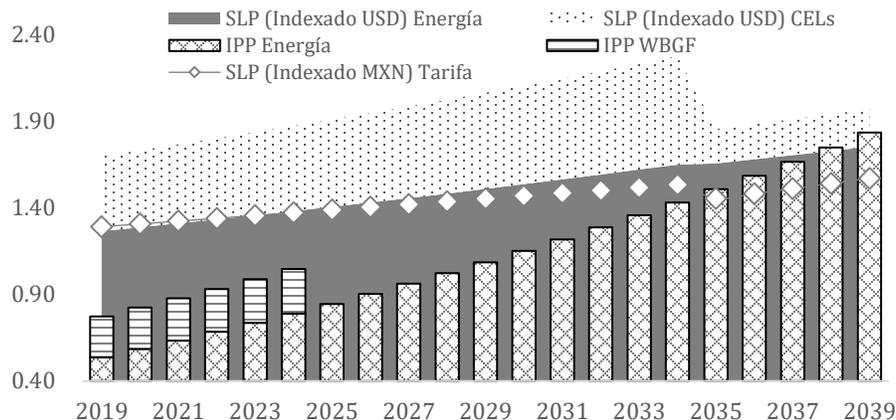
Fuente: Elaboración propia con información de licitación (CFE, 2009).

La principal diferencia entre los contratos radica en que el contrato de productor independiente no considera el concepto de potencia. Además, la composición de las tarifas de la subasta contempla dos esquemas de indexación: uno en pesos y el otro en dólares.

En la Figura 21, se simularon ambos esquemas de indexación. Se observa que el precio de los productos correlacionado al dólar es superior al precio en pesos. Este beneficio (dólares) es recibido por los proyectos, ya que pueden cambiar las condiciones macroeconómicas al momento de ofertar respecto del precio final de la central por el ajuste previsto en las bases del mercado eléctrico.

⁴⁷ Para el caso del productor independiente, 20 años del producto de energía y, para las subastas, 15 años para los productos de potencia y energía, y 20 años para los certificados de energía limpia.

Figura 21. Composición de tarifas IPP vs SLP (2019-2039)



Fuente: Contrato de Cobertura (CENACE, s.f.) y fallo de licitación La Venta III (CFE, 2009).

La simulación financiera de la presente investigación considerará la indexación a dólares para el esquema de subasta.

- 10) **Repago del financiamiento y recuperación de la inversión por parte del accionista:** se considera que (i) el plazo de la deuda será determinado por los flujos disponibles para el financiamiento de acuerdo a la prelación de pagos⁴⁸; (ii) la deuda junior del accionista capitalizará mientras no existan flujos disponibles y (iii) el remante total de caja es para la recuperación de la inversión del accionista.

Resultados del modelo de contraste

Con base en las premisas planteadas previamente, en los Cuadros 20 y 21 se presentan los estados financieros como resultado de la simulación del esquema de subasta con las siguientes aspectos relevantes:

- (i) **Proyecto eólico:** el financiamiento bancario se liquida en el año 2026 (10 años) y sin utilizar la cuenta de reserva del servicio de la deuda; por otro lado, el accionista liquida su deuda

48 Praelación de pagos: el 100% de los ingresos cubrirán, en el siguiente orden, los costos de operación y mantenimiento, ventas, generales, administración, necesidades de capital de trabajo, impuestos, intereses de la deuda *senior*, principal de la deuda *senior*, restablecimiento de cuentas de reserva y distribución hacia el accionista (en forma de deuda *junior* o dividendos).

junior en siete pagos para concluir en el año 2028, resultado de haber capitalizado el 47% de los pagos correspondientes a los años 2019-2024.

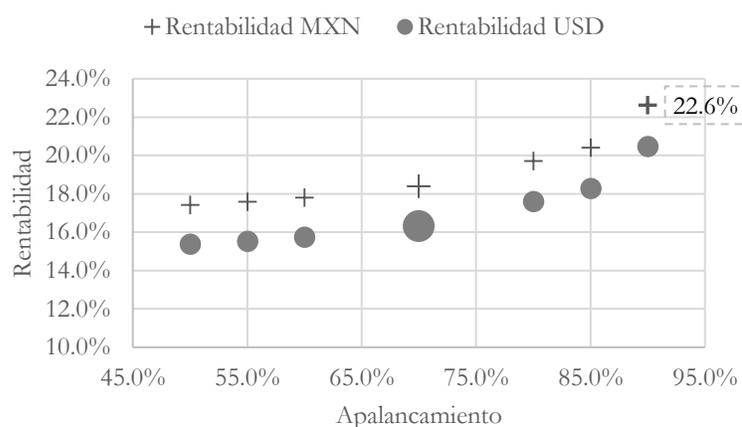
Cuadro 19. Esquema de subasta: simulación financiera de proyecto eólico, 2017 – 2039 (millones de pesos)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	452	464	476	488	500	513	526	539	552	11,437
Costos	-	-	(63)	(64)	(66)	(67)	(68)	(69)	(71)	(72)	(73)	(1,608)
D&A	-	-	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(1,682)
SG&A	(3)	(18)	(34)	(35)	(35)	(35)	(35)	(35)	(35)	(35)	(35)	(745)
EBITDA	(3)	(18)	354	365	375	386	397	408	420	431	443	9,083
RIF	(34)	(64)	(286)	(257)	(254)	(241)	(226)	(208)	(184)	(145)	(106)	(1,076)
ISR	-	-	-	-	-	-	-	-	(37)	(52)	(68)	(1,890)
Utilidad neta	(37)	(82)	(43)	(5)	10	33	59	89	87	122	158	4,434
Capital de trabajo	34	64	322	367	364	351	336	318	294	255	216	2,669
Flujo de caja operativo	(3)	(18)	279	363	373	384	395	406	380	377	373	7,103
Act. de inversión	(171)	(1,554)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,725)
Act. de financiamiento	174	1,705	(279)	(308)	(369)	(380)	(390)	(417)	(495)	(421)	(373)	(2,078)
Incremento (disminución)	-	133	-	54	4	5	5	(11)	(114)	(44)	-	3,299
Otras variaciones	0	(133)	0	(54)	(4)	(5)	(5)	11	114	44	0	982
Caja inicial	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Caja final	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,281
Activo	204	2,143	1,911	1,857	1,754	1,651	1,548	1,429	1,207	1,056	949	4,560
Circulante	33	418	298	357	365	374	383	377	267	228	233	4,517
No circulante	171	1,725	1,613	1,501	1,389	1,277	1,164	1,052	940	828	716	43
Pasivo + Capital	204	2,143	1,911	1,857	1,754	1,651	1,548	1,429	1,207	1,056	949	4,560
Deuda bancaria	179	1,663	1,342	1,203	1,038	843	617	353	79	-	-	0
Deuda accionistas	61	588	629	718	768	823	886	940	903	706	439	-
Otros	-	-	90	92	94	96	99	101	103	106	108	114
Capital contable	(36)	(107)	(151)	(155)	(145)	(112)	(53)	35	122	244	401	4,446
Capital social	1	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Utilidades acumuladas	(37)	(119)	(162)	(167)	(157)	(124)	(65)	24	110	232	390	4,434
DSCR	n/a	n/a	1.38x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	4.27x	n/a	1.61x
TIR proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	2%	8%	12%	14%	16%	22%
TIR accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5%	11%	18%

Fuente: Elaboración propia.

Como aspectos relevantes de la operación, se observa una relación del flujo operativo respecto a los ingresos del 62.1% y una generación constante de caja final (la cual es distribuida a sus accionistas). El nivel de rentabilidad resulta de 18.39% en pesos y de 16.31% en su equivalente en dólares.

Figura 22. Esquema de subasta: rentabilidad y apalancamiento respecto al caso base del parque eólico (%)



Fuente: Elaboración propia con base en simulación financiera.

De acuerdo a lo observado en la Figura 22, el proyecto cumple satisfactoriamente la relación rentabilidad–apalancamiento, de modo que permite al accionista apalancar el proyecto hasta 90%, con una rentabilidad máxima de 22.6%, sin enfrentar la imposibilidad de liquidar el financiamiento.

En todos los casos, el proyecto resulta una inversión atractiva (bajo premisas conservadoras) que puede liquidar sus obligaciones en el largo plazo.

Cuadro 20. Esquema de subasta: simulación financiera de proyecto solar fotovoltaico, 2017 – 2039 (millones de pesos)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	292	298	305	311	317	324	331	337	344	7,071
Costos	-	-	(30)	(30)	(30)	(31)	(31)	(32)	(32)	(33)	(33)	(714)
D&A	-	-	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(3,844)
SG&A	(1)	(7)	(35)	(35)	(34)	(33)	(32)	(31)	(30)	(29)	(28)	(562)
EBITDA	(1)	(7)	227	234	241	247	254	261	269	276	283	5,795
RIF	(74)	(73)	(622)	(582)	(615)	(653)	(696)	(746)	(803)	(869)	(944)	(30,395)
ISR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad neta	(75)	(80)	(652)	(605)	(631)	(661)	(698)	(740)	(791)	(849)	(918)	(28,444)
Capital de trabajo	74	73	828	837	870	908	951	1,001	1,058	1,124	1,199	34,182
Flujo de caja operativo	(1)	(7)	176	233	239	246	253	260	267	274	282	5,738
Act. de inversión	-	(3,940)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,940)
Act. de financiamiento	1	4,144	(433)	(364)	(364)	(364)	(364)	(364)	(364)	(364)	(364)	(3,571)
Incremento (disminución)	0	197	(256)	(131)	(125)	(118)	(111)	(104)	(97)	(90)	(82)	(1,774)
Otras variaciones	-	(197)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)
Caja inicial	-	0	(0)	(256)	(388)	(513)	(631)	(741)	(845)	(942)	(1,032)	-
Caja final	0	(0)	(256)	(388)	(513)	(631)	(741)	(845)	(942)	(1,032)	(1,114)	(1,788)
Activo	12	4,782	3,730	3,344	2,966	2,594	2,229	1,871	1,521	1,177	841	(1,557)
Circulante	12	842	46	(83)	(206)	(321)	(430)	(531)	(626)	(713)	(793)	(1,653)
No circulante	-	3,940	3,684	3,428	3,171	2,915	2,659	2,403	2,146	1,890	1,634	96
Pasivo + Capital	12	4,782	3,730	3,344	2,966	2,594	2,229	1,871	1,521	1,177	841	(1,557)
Deuda bancaria	65	3,648	3,002	3,002	3,002	3,002	3,002	3,002	3,002	3,002	3,002	3,002
Deuda accionistas	22	1,264	1,454	1,672	1,923	2,211	2,543	2,924	3,363	3,867	4,448	23,796
Otros	-	-	55	56	57	58	59	61	62	63	64	64
Capital contable	(75)	(129)	(781)	(1,386)	(2,016)	(2,678)	(3,375)	(4,116)	(4,906)	(5,756)	(6,673)	(28,419)
Capital social	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Utilidades acumuladas	(75)	(155)	(807)	(1,412)	(2,042)	(2,704)	(3,401)	(4,142)	(4,932)	(5,781)	(6,699)	(28,444)
DSCR	n/a	n/a	0.48x	0.64x	0.66x	0.68x	0.70x	0.71x	0.73x	0.75x	0.77x	0.75x
TIR proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	4%
TIR accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Fuente: Elaboración propia

(ii) **Proyecto solar fotovoltaico:** el financiamiento bancario no puede ser cubierto y la rentabilidad se reduce a cero. Las principales problemáticas del proyecto se encuentran en (i) la degradación de los módulos fotovoltaicos –dado el proceso químico del silicio–, (ii) el costo de inversión (superior en 2.19 veces respecto del parque eólico) y (iii) la ineficiencia en la producción (38% inferior a la del parque eólico). La ventaja del proyecto es un costo operativo de 18.8%; sin embargo, no es suficiente para contrarrestar sus desventajas.

Cuadro 21. Esquema de subasta: variables de equilibrio para proyecto solar fotovoltaico

	Punto de equilibrio	TIR
fP% ⁴⁹	49.0%	18.33%
Costo de inversión ⁵⁰	-74%	18.32%
Precio de energía ⁵¹	\$3.73/kWh	18.33%

Fuente: Elaboración propia.

Debido a lo anterior, en el Cuadro 21 se puede observar el resultado de simular escenarios adicionales con el objetivo de modificar las variables en las que el proyecto se encuentra en desventaja (*ceteris paribus*), de modo que se obtenga un nivel de rentabilidad cercano al del parque eólico (18.33%). Las premisas para alcanzar estos niveles de rentabilidad resultan irreales bajo las condiciones del mercado actuales.

La subasta no resulta rentable en ningún nivel para el proyecto solar, bajo el anaquele de productos que ofrece el contrato de cobertura. El proyecto pudiera ser complementado con la venta de energía reactiva (SMA, s.f.) o venta directa al mercado

49 Ver Apéndice D.

50 Ver Apéndice E.

51 Ver Apéndice F.

a través de esquemas bilaterales en niveles tarifarios más altos (como lo son los residenciales o comerciales, observados previamente).

Cuadro 22. Esquema de productor independiente: simulación financiera de proyecto eólico, 2017 – 2039 (millones de pesos)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	248	264	281	298	316	335	271	289	308	7,993
Costos	-	-	(63)	(64)	(66)	(67)	(68)	(69)	(71)	(72)	(73)	(1,608)
D&A	-	-	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(1,682)
SG&A	(2)	(10)	(23)	(24)	(24)	(24)	(25)	(25)	(21)	(22)	(22)	(547)
EBITDA	(2)	(10)	161	176	191	207	223	240	179	195	212	5,838
RIF	(33)	(64)	(282)	(265)	(280)	(297)	(312)	(327)	(339)	(361)	(388)	(10,631)
ISR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad neta	(36)	(74)	(233)	(201)	(200)	(202)	(201)	(199)	(272)	(278)	(288)	(6,476)
Capital de trabajo	33	64	358	374	389	406	421	436	464	470	497	12,218
Flujo de caja operativo	(2)	(10)	125	173	188	204	220	237	192	192	209	5,742
Act. de inversión	(171)	(1,554)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,725)
Act. de financiamiento	173	1,678	(195)	(165)	(165)	(197)	(213)	(256)	(191)	(185)	(202)	(4,026)
Incremento (disminución)	-	114	(70)	9	24	7	7	(19)	0	7	7	(9)
Otras variaciones	-	(114)	0	-	(3)	(7)	(7)	19	(0)	(7)	(7)	(32)
Caja inicial	-	-	0	(70)	(61)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	-
Caja final	-	0	(70)	(61)	(40)							
Activo	204	2,123	1,751	1,653	1,570	1,471	1,372	1,248	1,114	1,015	917	248
Circulante	33	398	137	152	181	194	208	196	173	187	201	205
No circulante	171	1,725	1,613	1,501	1,389	1,277	1,164	1,052	940	828	716	43
Pasivo + Capital	204	2,123	1,751	1,653	1,570	1,471	1,372	1,248	1,114	1,015	917	248
Deuda bancaria	178	1,642	1,358	1,358	1,358	1,352	1,333	1,297	1,295	1,292	1,275	-
Deuda accionistas	61	579	666	766	881	986	1,104	1,211	1,361	1,541	1,744	6,594
Otros	-	-	57	60	63	66	69	73	63	66	69	118
Capital contable	(34)	(98)	(330)	(531)	(731)	(933)	(1,134)	(1,333)	(1,606)	(1,884)	(2,171)	(6,464)
Capital social	1	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Utilidades acumuladas	(36)	(109)	(342)	(543)	(743)	(945)	(1,146)	(1,345)	(1,617)	(1,895)	(2,183)	(6,476)
DSCR	n/a	n/a	0.76x	1.05x	1.14x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	4.48x
TIR proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	1%	12%
TIR accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8%

Fuente: Elaboración propia.

Con base en lo anterior, el proyecto solar no será simulado bajo las condiciones del productor independiente, ya que no cuenta con un nivel de rentabilidad de referencia. De este modo, se rechaza la hipótesis del trabajo para el caso de este proyecto.

Por otro lado, dado que el parque eólico resultó rentable bajo el esquema de subastas, se evaluó el contrato de productor independiente para una central eólica, bajo las premisas actuales. En el Cuadro 22 se presenta el estado financiero como resultado de la simulación con las siguientes aspectos relevantes:

- (a) **Proyecto eólico bajo condiciones actuales:** las obligaciones bancarias del proyecto concluyen en 19 años de operación, considerando esquemas de refinanciamiento de la deuda *senior* en los primeros tres años de operación, durante los cuales el proyecto se ve transitoriamente beneficiado por el Banco Mundial. En cuanto a la conformación de precios del productor independiente, el mayor beneficio se encuentra de manera natural al final del plazo, cuando se reducen –mas no se eliminan– los problemas de caja del primer lustro a partir de la fecha de inicio de la operación comercial. La rentabilidad esperada del proyecto es de 7.66%.

Es importante tener en consideración que este esquema se planteó en el contexto económico y financiero de 2009, por lo que las deltas recientes en el tipo de cambio y tasas de interés tendrían consideraciones importantes en la evaluación del desarrollador.

Dicho lo anterior, se llevó a cabo también la simulación del proyecto bajo sus consideraciones originales, lo cual resultó en lo siguiente:

- (b) **Proyecto eólico bajo condiciones originales:** como se observa en Cuadro 23, la rentabilidad tiene una elasticidad mayor respecto al costo financiero del tipo de cambio, lo cual se explica por la indexación del precio de venta a dólares. La rentabilidad de 11.78% resulta la máxima

del proyecto considerando el contexto macroeconómico de cuando fue analizado; así mismo, su nivel de apalancamiento es del 70%.

Cuadro 23. Variables de equilibrio (resultado en TIR)

Tipo de cambio \$13.5/USD (promedio 2009) ⁵²	7.92%
TIIE a 4.5% (2009) ⁵³	11.61%
Tipo de cambio \$13.5/USD y TIIE a 4.5% ⁵⁴	11.78%

Fuente: Elaboración propia.

Bajo las condiciones del proyecto en 2009, el nivel de apalancamiento máximo es 90% - similar al nivel viable de financiamiento bajo el esquema actual de subasta-, refinanciando los primeros dos años de operación y resultando una rentabilidad máxima de 15.66%, respecto del 22.6% otorgado por el esquema de subasta.

Dado que el esquema de subasta considera el producto de potencia y los esquemas de penalidades planteados en los contratos de cobertura, se concluye que el premio en rentabilidad (6.94%) otorgado en las subastas responde a un esquema de mercado más riesgoso que el del productor independiente bajo la legislación anterior.

Costo de oportunidad de inversión en infraestructura eléctrica

Parte esencial de la evaluación de un proyecto es la determinación del costo de oportunidad de los recursos a ser invertidos; es decir, en dónde resulta más atractivo colocar los recursos del inversionista.

Dado que se presume que el proyecto eólico resulta ser el único atractivo en ambos esquemas, se determinará si el nivel de rentabilidad es aceptable respecto a (a) la emisión de un bono de deuda de largo plazo de la Comisión Federal de Electricidad –cuyos recursos, por su

52 Ver Apéndice G.

53 Ver Apéndice H.

54 Ver Apéndice I.

naturaleza, al ser obtenidos del mercado, deberían ser utilizados para infraestructura – y (b) el estándar de la industria:

- (a) **Bono de deuda de la Comisión Federal de Electricidad:** para desarrollar el flujo del Cuadro 25, se toma como referencia la emisión de fecha 29 de septiembre de 2016 (*private placement*) con las características planteadas en el Cuadro 24, donde los flujos de dicho bono se consideran a partir de enero 2019 (fecha de operación comercial del proyecto eólico). El vencimiento es igual a los contratos de subasta y productor independiente (año 2038).

Cuadro 24. México: bono Comisión Federal de Electricidad, 2016 (millones de dólares)

Monto	Moneda	Plazo	Tasa	Calificación
300.0	USD	20 años	4.39%	BBB+ (Fitch)

Fuente: Bolsa Mexicana de Valores (BMV, 2016).

Teniendo en consideración que dicho bono ha descontado los riesgos inherentes al mercado mexicano, se observa en el Cuadro 26 que la rentabilidad del productor independiente bajo condiciones actuales no resulta atractiva, pero sí diferente a lo que hace 8 años hubiera ofrecido; razón por la cual Iberdrola llevó a cabo el proyecto.

Cuadro 25. México: flujos de efectivo bono de la Comisión, 2019-2039 (cifras en millones)⁵⁵

	Intereses (dólares)	Flujos (dólares)	Flujos (pesos)	Tipo de cambio (pesos por dólar)
2019	2.6	(117.9)	(2,146.9)	18.3
2020 - 2038	99.7	99.7	2,208.5	Promedio: 22.2
2039	2.6	123.1	3,253.4	26.6
Total	104.9	104.9	3,315.0	

Fuente: Elaboración propia con información de Bolsa Mexicana de Valores (BMV, 2016).

Respecto al esquema de subasta, la rentabilidad del proyecto eólico está por encima de lo esperado en el bono de deuda; sin embargo, es importante considerar que la simulación no

⁵⁵ Ver Apéndice J.

tiene afectaciones en cuestiones de *performance* que pudieran generar penalidades por la deficiencia en algún producto comprometido; esto resulta relevante, ya que hace evidente la necesidad de generadores con el *know how* para competir en el nuevo mercado eléctrico y ser acreedores del premio de rentabilidad ofrecido por el esquema de subasta.

Cuadro 26. México: rendimiento de bono CFE y esquema de subasta para el parque eólico (2017)

	Rendimiento (%)	Duración (años)
Bono CFE	6.26%	12.71
Esquema de productor independiente	11.78%	5.25
Esquema de subasta de largo plazo	18.39%	4.21

Fuente: Elaboración propia.

- (b) **Rentabilidad estándar de la industria:** respecto al punto de referencia (*benchmark*), se establece que la rentabilidad mínima en dólares de la industria eólica es de 9% (CFE, 2009), bajo parámetros similares de producción, financiamiento, costos y generales de la simulación del presente estudio; dicha rentabilidad, en su equivalente en pesos, sería de 11.05% aproximadamente.

Habiendo (1) rechazando la hipótesis para el proyecto solar fotovoltaico y (2) tomando en consideración el proyecto eólico bajo (a) el esquema de productor independiente (en condiciones originales) y (b) el esquema de subasta de largo plazo se concluye lo siguiente:

- 1) Se acepta la hipótesis respecto a que el esquema de subasta de largo plazo es rentable en términos de mercado.
- 2) Además, el esquema de subasta de largo plazo resulta más atractivo que lo establecido previamente en la industria eléctrica mexicana.

Conclusiones y recomendaciones

La Reforma energética surge en el momento en que la Comisión Federal de Electricidad comienza a enfrentar problemas financieros importantes respecto al desempeño y uso de los recursos para el desarrollo de la infraestructura eléctrica del país.

Para poca fortuna de la industria eléctrica, esta no responde rápida y adecuadamente a los cambios administrativos y políticas públicas, de modo que la planeación del sistema eléctrico es un reto para la economía nacional y su aparato productivo, ya que será necesario adaptarse a la situación que corresponda: México tiene un reto interesante en varios segmentos industriales si desea ser atractivo tanto para los accionistas nacionales como para los internacionales, considerando los cambios disruptivos que se están presentando en los diferentes países “eje” (e.g. Estados Unidos, Reino Unido, China). La condición competitiva del país tiene que transformarse en pos de continuar el crecimiento y desarrollo nacional y, de acuerdo con lo comentado en el transcurso del documento, la industria eléctrica toma relevancia como parte de la transformación industrial del país.

Para bien o para mal, la presente administración es quien ha logrado impulsar una reforma más integral y con menos alteraciones respecto de lo esperado por los “estructuradores” de este cambio de paradigma; será necesario otorgar la oportunidad de poner en marcha las acciones planteadas. Si bien este documento no toma posición alguna respecto a cualquier tendencia política, sí es importante plantear que la transición hacia un nuevo modelo de mercado eléctrico tendrá momentos difíciles, ya que modificará la percepción de varias décadas de operar bajo un esquema donde el Estado ha tenido una participación importante y activa, al mismo tiempo que traerá consecuencias distintas a las del modelo actual. La transformación de la industria eléctrica se enfrentará a cambios en las administraciones y en las formas de hacer política, de modo que

si, en dado momento, se busca modificar este modelo, se requerirá un profundo análisis previo a iniciar un proceso retroactivo en las acciones tomadas o cambiar el rumbo planteado, puesto que el modelo ya se encuentra en marcha.

Las consecuencias de modificar lo ya iniciado pueden tener impacto en el sistema económico y financiero al ya encontrarse involucrados varios actores: empresas trasnacionales en la materia (desde generadores hasta firmas especializadas de ingeniería, contadores y abogados, por mencionar algunos) han llegado a México a instalar oficinas y comenzar a prestar sus servicios; también los bancos y fondos de inversión –incluyendo instituciones respaldadas por recursos de AFORES– han comenzado a invertir en las nuevas modalidades del segmento eléctrico. Todos los participantes están aprendiendo y en el trayecto se cometerán varios errores. Las autoridades deberán estar atentas para rápidamente subsanar cualquier falla en el sistema de mercado y procurar el menor daño a la industria y sus colaterales. Es importante no perder de vista que el fundamento de la Reforma energética recae en un esquema de mercado que busca impulsar la competitividad y el Estado deberá participar de una manera supervisora, fortaleciendo sus instituciones y eliminando cualquier vicio o posible contingencia en los procesos.

Además, es muy importante mantener la comunicación entre los distintos actores de la industria, tomar las recomendaciones de organismos internacionales y aislar –en tanto sea posible– las decisiones unilaterales que lleguen a ser señaladas ajenas al mercado, si se da el caso.

Como parte del proceso, se ha observado que la Comisión Federal de Electricidad se encontrará vulnerable ante la entrada de participantes con ventajas competitivas diferentes a las que la Comisión ha arrastrado históricamente: de una forma u otra, es la empresa que ha resultado de muchos años de buenas o malas decisiones y es la que hoy se enfrenta a un esquema

de mercado. Los elementos otorgados a lo largo del trabajo procuraron abstraer la realidad a la que se enfrenta el principal generador y suministrador eléctrico del país, y se invita al lector a observar desde una perspectiva universal o *big picture* que la situación de las empresas productivas del Estado, Comisión Federal de Electricidad junto con Petróleos Mexicanos, se están aproximando a un punto de no retorno para un posible colapso por la implementación de políticas insostenibles ante la situación macroeconómica: en el caso del segmento eléctrico, el objetivo primordial es otorgar un insumo competitivo al resto de la industria con objetivos claros en la política pública que no impida el desarrollo del esquema de mercado y que pueda afrontar los cambios coyunturales de la industria. Si el cambio resulta en la desaparición de la estructura como es conocida actualmente, pero resuelve los elementos de competitividad del sector en beneficio del resto de la economía, se deberá asumir que la Reforma energética tuvo éxito.

Como ya se ha visto, el caso particular de la Comisión y sus cargas de pasivo laboral, así como la situación de subsidios cruzados, impacta de manera significativa en su situación financiera. La estrategia de dividir a la Comisión en distintas afiliadas parece prometedora: enfrentará a sus mejores activos contra los grandes generadores y suministradores del sistema, al tiempo que blindará a los usuarios con mayor exposición al cambio de paradigma; así mismo, augura que las fortalezas de la empresa del Estado mexicano saldrán a flote para enfrentarse a la situación de mercado.

Sin embargo, estas nuevas empresas subsidiarias y filiales de la Comisión aún tendrán el reto de competitividad que plantea el mercado eléctrico mayorista y deberán idear nuevas formas de financiar el crecimiento del sistema eléctrico, atraer y mantener a los grandes consumidores, y cumplir con los requerimientos de ley (e.g. potencia y certificados de energía limpia).

Conceptualmente, este nuevo mercado eléctrico está alineado a estándares internacionales. Es así que, la búsqueda de la competitividad en la industria eléctrica discriminará a los generadores que no puedan hacer frente a las necesidades de la demanda en el mercado *spot*. Entre estos generadores puede o no encontrarse la Comisión Federal de Electricidad.

Es muy probable que, durante el proceso de transición, la Comisión pierda posición de mercado, derivado de los elementos que la hacen vulnerable frente a empresas más eficientes. En ese caso, la estrategia de la empresa debe enfocarse en los elementos que el mercado eléctrico pone a su disposición, como lo hace con el resto de los competidores. La Comisión tiene debilidades respecto al resto del mercado, pero eso no le impide aprovechar la posición que el mercado eléctrico le otorga para subsanar estas desventajas (e.g. implementar nuevos esquemas de financiamiento, generar alianzas con participantes clave, aprovechar el conocimiento del sector eléctrico mexicano, entre otros).

A lo largo del presente trabajo se hizo especial énfasis en que la subasta es uno de los primeros elementos que se han puesto en marcha con la Reforma energética. En la práctica, ya se observa un nicho para el desarrollo de múltiples generadores; al mismo tiempo, es el comienzo de la formación de un precio de electricidad y sus distintos productos en el largo plazo con referencia en el mercado. Las subastas de mediano plazo y los mercados de corto plazo harán lo suyo para que, en el transcurso el tiempo, este mercado madure y llegue al punto de equilibrio.

La Comisión ha comenzado a utilizar este nuevo esquema y, en la tercera subasta, ya se observan otros suministradores de renombre en la implementación de ofertas de compra. Cuando se analiza la posible rentabilidad del esquema de subasta, así como la manera en la que este puede atraer a la iniciativa privada, se hace referencia a que la Comisión también puede y debe

hacer los esfuerzos para complementar este mercado. La Comisión ahora actúa (debe actuar) como un ente racional en la búsqueda de utilidades a largo plazo.

La relevancia de las subastas y, por consecuencia, de la presente investigación, radica en que esta herramienta permite dar apertura rápidamente al mercado de generadores formalizando un compromiso con alguna entidad responsable de carga o suministrador de servicios básicos. De este modo, no se ve afectada la posición financiera de la Comisión y se posibilita el despliegue de infraestructura eléctrica, dando cumplimiento al requerimiento de ley, de forma que la empresa de carácter estatal pueda continuar su desarrollo como suministrador. Al realizar un análisis financiero del mercado de largo plazo, se observó que la industria cuenta con un referente en cuanto a las inversiones y los retornos esperados en el mediano y largo plazo. A partir de ello, le es posible planificar el movimiento de capital y financiamiento hacia la industria eléctrica mexicana. Derivado de lo observado en el presente documento, la estructura propuesta por la Secretaría de Energía da pie a un esquema con fuerza para impulsar los siguientes pasos del mercado eléctrico, el cual es mejorable al ser pionero. Tocar a los siguientes participantes dar retroalimentación para enriquecer al mercado.

Como parte de la combinación de elementos de la Reforma energética, llama con especial atención la implementación de los certificados de energía limpia que, si bien son introducidos como respuesta a las políticas de cambio climático, parecen contradecir el costo competitivo de las centrales de generación con energía limpia. Si la metodología e incentivos de los certificados de energía limpia se adecuan a lo necesario para impulsar el uso de dicha energía, el sistema eléctrico operará con un costo más elevado que el que tiene al usar tecnologías más eficientes. Debido a lo anterior, México mantendrá una estructura menos competitiva por la inclusión

obligada de las energías limpias respecto de no hacerlo (hasta 9.2% de acuerdo a las metas de generación renovable).

Las subastas han dado el primer impulso al engranaje del nuevo sistema eléctrico, permitiendo la entrada de los productos del mercado eléctrico a los grandes jugadores en el suministro del sistema eléctrico nacional. En materia de la presente investigación, de manera preliminar y si se llevan a cabo los proyectos de las subastas, la generación adicional al sistema eléctrico a través del esquema de subasta será relevante al representar potencialmente el 16% de lo generado por los productores independientes y 47% del esquema de autoabasto.

De acuerdo a la aportación y resultados de las simulaciones financieras de este documento, los procesos de subasta llevados a cabo en los últimos años no resultan atractivos para el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica (incluso cuando es la principal tecnología ofertante en las subastas) por el alto nivel de inversión de capital y bajo factor de planta. Este escenario podrá modificarse con el tiempo, ya que se espera que las tecnologías limpias aún maduren en su proceso de eficiencia y costo. Como recomendación y, mientras dicho proceso de madurez ocurre, podrían desarrollarse subastas por tipo de tecnología para incentivar la diversificación en el sistema eléctrico nacional, puesto que, de otro modo, al estar compitiendo distintos niveles de eficiencia, se podría generar un incentivo perverso para el desarrollador y que este busque innecesariamente reducir costos de construcción o no encuentre financiamiento en condiciones de mercado.

Respecto a la tecnología eólica, se puede concluir que el esquema de subasta resulta rentable y se asume, por lo tanto, que deberá ser atractivo para el resto de las tecnologías que sean más eficientes. También, dado los costos y características de esta tecnología, se asume que, si las subastas plantean una referencia en el mercado eléctrico, el resto de los elementos, escenarios y

momentos que ofrece el mercado eléctrico mayorista deberán permitir la diversificación de los participantes en esquemas igualmente atractivos.

Como reflexión final, probablemente un elemento fundamental que será cuestionable respecto al cambio de paradigma sea la vulnerabilidad que enfrentará la planta laboral de Comisión Federal de Electricidad. Si la situación de la Comisión comienza a deteriorarse al grado que la obligue a un recorte de personal –por la razón que sea, pero que sea en beneficio de la empresa y que la coloque en condiciones de mercado–, esta planta laboral que conoce el sistema eléctrico mexicano “desde las entrañas” deberá tener ventajas competitivas para poder emplearse con cualquiera de los nuevos participantes del mercado. Conceptualmente, el nuevo mercado deberá re-equilibrarse en beneficio de una nueva estructura competitiva donde todos los participantes, desde técnicos hasta suministradores, generadores, operadores y comercializadores, deberán ser los más capaces para atender las necesidades de la industria.

Referencias

- Andrés, L. A., Guasch, J. L., Haven, T., & Foster, V. (2006). *The Impact of Private Sector Participation in Infrastructure. Lights, Shadows and the Road Ahead.* (A. Bosch, Ed.) Washington, D.C., California, EUA: World Bank.
- BANXICO. (s.f.). *Tipo de Cambio.* Obtenido de <https://goo.gl/ABY1B9>
- BMV. (2016). *BOLSA MEXICANA DE VALORES, S.A.B. DE C.V., INFORMA: Emisión de deuda por US\$ 300 millones de dólares y US\$ 1,000 millones de dólares.* Obtenido de <https://goo.gl/SrsND8>
- BP. (2017). *BP Energy Outlook. 2017 edition.* Obtenido de <https://goo.gl/RQdy7J>
- CENACE. (s.f.). *Subastas de Largo Plazo.* Obtenido de <https://goo.gl/R3xJkx>
- CENAGAS. (2015). *Red de Gasoductos.* Obtenido de <https://goo.gl/wpABq7>
- CFE. (2009). *Detalle de la Licitación de Obra pública .* Obtenido de <https://goo.gl/KmTUcR>
- CFE. (2014). *Estados de Situación Financiera 2013.* Obtenido de <https://goo.gl/19FivJ>
- CFE. (2015). *Estados de Situación Financiera 2014.* Obtenido de <https://goo.gl/19FivJ>
- CFE. (2016). *Estados de Situación Financiera 2015.* Obtenido de <https://goo.gl/19FivJ>
- CFE. (2017). *Estados de Situación Financiera 2016.* Obtenido de <https://goo.gl/19FivJ>
- CFE. (2017). *Informe Anual 2016.* Obtenido de <https://goo.gl/d7TUyG>
- CFE. (s.f.). *CFE y la electricidad en México.* Obtenido de <https://goo.gl/4fP99z>
- CFE. (s.f.). *Indicadores Operativos.* Obtenido de <https://goo.gl/QpXFnS>
- CFE. (s.f.). *Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.* Obtenido de <https://goo.gl/ZGfAVL>
- Correa, E., Déniz, J., & Palazuelos, A. (2008). *América latina y desarrollo económico. Estructura, inserción externa y sociedad.* Madrid: Akal.
- CRE. (s.f.). *Reporte Mensual de Estadísticas del Sector Eléctrico.* Obtenido de <https://goo.gl/4TwQ7M>
- DOF. (2014). *DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales.* Obtenido de <https://goo.gl/djzPy8>
- DOF. (2015). *DECRETO por el que se expide la Ley de Transición Energética.* Obtenido de <https://goo.gl/MT7L1U>

DOF. (2015). *Diario Oficial de la Federación. Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico*. Obtenido de <https://goo.gl/EaWmmF>

Economía Nivel Usuario. (2014). *¿Qué es el Mercado Spot?* Obtenido de <https://goo.gl/FwVmYr>

EIA. (2017). *Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050*. Obtenido de <https://goo.gl/rQvJ8f>

EIA. (2017). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017*. Obtenido de <https://goo.gl/igTxDn>

EIA. (s.f.). *Electricity*. Obtenido de <https://goo.gl/f5DFFm>

EIA. (s.f.). *Electricity Data Browser*. Obtenido de <https://goo.gl/pv273J>

EIA. (s.f.). *Red de Gasoductos*. Obtenido de <https://goo.gl/zBrp10>

ENEL. (2014). *Estados de Situación Financiera 2013*. Obtenido de <https://goo.gl/ucZfj7>

ENEL. (2015). *Estados de Situación Financiera 2014*. Obtenido de <https://goo.gl/q6SYnL>

ENEL. (2016). *Estados de Situación Financiera 2015*. Obtenido de <https://goo.gl/N7fYM8>

ENEL. (2017). *Estados de Situación Financiera 2016*. Obtenido de <https://goo.gl/i9YMZ6>

ENEL. (2017). *Informe Anual 2016*. Obtenido de <https://goo.gl/42Tzja>

EWEA. (s.f.). *Wind energy's frequently asked questions (FAQ)*. Obtenido de <https://goo.gl/nRs36X>

Fitch. (2012). *Rating Criteria for Infrastructure and Project Finance*. Obtenido de <https://goo.gl/y69yzP>

FORBES. (2014). *Fuentes de energía limpia en México*. Obtenido de <https://goo.gl/HNGrx2>

González, L. M., García, K., & Amado, O. (9 de Marzo de 2017). “Vamos a generar valor para el Estado mexicano”. *El Economista*. Obtenido de <https://goo.gl/zFGd1p>

Goolsbee, A., Levitt, S., & Syverson, C. (2012). *Microeconomics*. (A. Bosch, Ed.) Londres, California, EUA: Worth Pub.

Gutiérrez Garza, A. M. (2010). *Los sujetos participantes, sus estrategias e instrumentos en el proceso de privatización de la industria eléctrica en México, 1982-2006*. Obtenido de Tesis Digital UNAM: <https://goo.gl/Lxx1fq>

Iberdrola. (2014). *Estados de Situación Financiera 2013*. Obtenido de <https://goo.gl/SREUed>

Iberdrola. (2015). *Estados de Situación Financiera 2014*. Obtenido de <https://goo.gl/rYQ24k>

Iberdrola. (2016). *Estados de Situación Financiera 2015*. Obtenido de <https://goo.gl/GkNbct>

Iberdrola. (2017). *Estados de Situación Financiera 2016*. Obtenido de <https://goo.gl/gAtM9D>

Iberdrola. (2017). *Informe Anual 2016*. Obtenido de <https://goo.gl/VbVZ78>

IFC. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants*. Obtenido de <https://goo.gl/7UKldX>

INEGI. (s.f.). *Banco de Información Económica*. Obtenido de <https://goo.gl/fDQnmX>

INEGI. (s.f.). *Índice Nacional de Precios Productor*. Obtenido de <https://goo.gl/yhNr44>

Mauer, L., & Barroso, L. (2011). *A world bank study. Electricity auctions, an overview of efficient practices*. Obtenido de <https://goo.gl/Pbhs2G>

NAFIN. (s.f.). *Sobre NAFIN / historia*. Obtenido de <https://goo.gl/RsNRMA>

Navarro, C., Meneses, S., Reyes, E., Hernández, I., & Chávez, G. (2016). *2a. Subasta de Largo Plazo. Reflexión sobre el proceso y los resultados*. Obtenido de <https://goo.gl/cSw8w8>

OECD. (s.f.). *Producer price indices (PPI)*. Obtenido de <https://goo.gl/L9xNrR>

Olguín Mejía, J. R. (noviembre de 2010). *La industria eléctrica en México ante el proceso de privatización*. Obtenido de Tesis Digital UNAM: <https://goo.gl/G9o9dZ>

SE. (2012). *Estadística Oficial de los Flujos de IED hacia México*. Obtenido de <https://goo.gl/1zswsq>

SEGOB. (2010). *La energía eólica en México: Una perspectiva social sobre el valor de la tierra*. Obtenido de <https://goo.gl/6PTvxp>

SENER. (2016). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030*. Obtenido de <https://goo.gl/nn4UPQ>

SENER. (s.f.). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*. Obtenido de <https://goo.gl/C1QvUp>

SENER. (s.f.). *Sistema sectorial de información energética - sector eléctrico nacional*. Obtenido de <https://goo.gl/uiXt1M>

Serrano, R., & Feldman, A. M. (2013). *A Short Course in Intermediate Microeconomics with Calculus*. (A. Bosch, Ed.) Cambridge, California, EUA: Cambridge University Press.

SHCP. (2016). *Presupuesto de Egresos de la Federación 2016. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS)*. Entidad: Comisión Federal de Electricidad. Obtenido de <https://goo.gl/vapGTt>

Sioshansi, F. P., & Pfaffenberger, W. (2006). *Electricity Market Reform: An International Perspective*. (A. Bosch, Ed.) Amsterdam, California, EUA: Elsevier.

SMA. (s.f.). *Why reactive power is important - and no problem with SMA technology*. Obtenido de <https://goo.gl/TgriV4>

Vargas, G., & Fierro, A. (2006). *Licitaciones en transmisión troncal... ¿eficiencia económica?* Obtenido de <https://goo.gl/t1Jxb1>

Varian, H. R. (2010). *Microeconomía Intermedia: un enfoque actual*. (A. Bosch, Ed.) Berkeley, California, EUA: W. W. Norton & Company, Inc.

Apéndice A. Costo nivelado de generación

Respecto al segmento de generación eléctrica, es importante introducir el concepto de factor de planta de cada tecnología, entendido como la cantidad de horas que una central eléctrica podrá generar energía a lo largo del año, expresado en cifras porcentuales: entre más eficiente sea una tecnología o se tenga mayor disponibilidad del recurso con el que se genere la electricidad, una central eléctrica podrá (i) despachar el mayor tiempo posible en el sistema y (ii) amortizar más rápidamente su inversión.

Además, la *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2017) evalúa el factor de planta en relación con el agregado de (a) costos de inversión (b) operación y mantenimiento, (c) financiamiento y (d) rentabilidad mínima en la industria eléctrica de Estados Unidos, en términos de valor presente, lo cual resulta en el Costo Nivelado de Electricidad (“LCOE”, dado su término en inglés), expresado en kilowatts-hora (kW/h); es decir, el precio de la energía que cubre los costos señalados en los incisos (a) a (d) mencionados previamente con la cantidad de megawatts hora que despachará en un mismo horizonte de tiempo.

El costo nivelado de electricidad cobra relevancia al momento de determinar la competitividad de las centrales eléctricas, determinado por las diferentes tecnologías. De las tres centrales tomadas como referencia en el Cuadro 27, se puede observar que la central más competitiva es el ciclo combinado mientras y la más ineficiente lo es la desarrollada con tecnología solar fotovoltaica.

Cuadro 27. Estados Unidos: costo nivelado de electricidad (excluyendo incentivos fiscales), 2017 (dólares por megawatt hora).

Tecnología	\$US/MWh
Ciclo combinado (gas natural)	48.7
Eólica	51.9
Solar fotovoltaica	71.0

Fuente: (EIA, 2017).

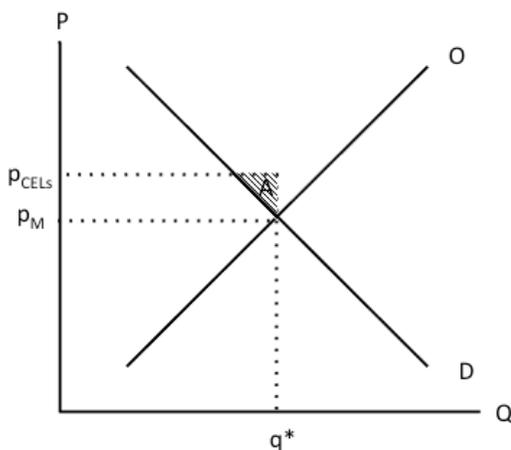
Apéndice B. Certificados de energía limpia: enfoque teórico

El caso particular de los certificados también tiene una implicación social respecto del precio a ser pagado por las entidades responsables de carga. La intervención de un precio obligará a una pérdida social en el caso de déficit en la oferta de energías limpias, como se observa en la Figura 23.

Existen dos momentos respecto al precio teórico del certificado: el primero, mientras la entidad responsable de carga no consume energía limpia y tenga que adquirir dicho certificado de un mercado secundario, y a su vez, transferir dicho costo a sus consumidores; el segundo, cuando la entidad responsable de carga consume energía limpia con un precio de energía más elevado.

Bajo esta lógica, el precio teórico del certificado en el primer momento será superior a cero y en el segundo tenderá a cero: al introducir la obligación de consumo de energía limpia en el sistema – instrumentado a través de los certificados, con un precio teórico resultado de una metodología que refleje la diferencia entre los costos de tecnologías –, el esquema se encontrará en equilibrio desde el primer momento.

Figura 23. Funcionamiento teórico de los certificados de energía limpia



El área sombreada A representa el costo teórico de instalar infraestructura de energía limpia en el sistema; el precio del certificado se convertirá en el precio de mercado cuando se instale tecnología limpia y se elimine el incentivo al consumo de energía limpia.

Fuente: Elaboración propia con información de (Serrano & Feldman, 2013).

Apéndice C. Lecciones aprendidas del esquema de subasta eléctrica

Ante la constante demanda de electricidad, la principal preocupación a ser atendida por las distintas industrias eléctricas a nivel internacional es la asegurar suficiente capacidad que pueda ser construida en tiempo y forma, mantenido la confiabilidad de los sistemas y que se adquirida, dentro de lo posible al menor costo.

La subasta resulta el esquema más reciente de financiamiento de infraestructura eléctrica posterior a (i) el despliegue por parte de la inversión directa de los gobiernos en los años cincuenta y sesenta, (ii) los contratos de compraventa de energía entre instituciones gubernamentales y generadores en la década de los setentas y (iii) la transformación a productores independientes de energía a partir de 1980. Esto último aunado a la desintegración vertical de la industria eléctrica para así aparecer una serie de múltiples participantes.

El esquema de subasta se comenzó a implementar a partir de 1990 con el objetivo de equilibrar la oferta y demanda del sector, construyendo nueva infraestructura de generación, con una notable participación de la iniciativa privada, asegurando competitividad y transparencia en el dinamismo de la industria en un horizonte de mediano a largo plazo. Cuando la competencia ha sido factible y deseable, la subasta ha demostrado ser un mecanismo efectivo para atraer nuevos participantes al mercado.

América Latina ha demostrado ser el líder en la implementación del esquema de subastas eléctricas como instrumento para promover competitividad en la industria eléctrica. Docenas de subastas han ocurrido a la fecha con especial relevancia en la construcción de nueva infraestructura eléctrica.

Esta región ha llevado a cabo una amplia gama de subastas tanto "en el mercado" como "para el mercado", desde aprovisionamiento específico de la tecnología hasta adquisiciones específicas

del cada proyecto e incluso competitivas, donde todas las tecnologías compiten cara a cara, abarcando una amplia variedad de productos, desde contratos de compra a futuro de generación tradicional hasta opciones de compra de electricidad más sofisticadas.

En otras partes del mundo también se han implementado subastas, incluso para pagos de capacidad en mercados de electricidad en el este de los Estados Unidos y para comercializar derechos de producción de plantas de energía en Europa.

Durante los últimos 10 años, se han llevado a cabo 40 subastas de electricidad en países de América Latina, principalmente en Brasil, Chile, Perú, Colombia y Panamá. A partir de abril de 2010, se han contratado aproximadamente 57,000 megawatts de nueva capacidad para las fechas de entrega de 2015, con plazos de contrato que van de 15 a 30 años e incluyen una amplia variedad de tecnologías. Una lección que surge es que los detalles claramente importan: cada diseño de subasta debe adaptarse a las características específicas de cada sistema eléctrico.

A nivel internacional, el entendimiento del concepto de subasta es donde se diseña un proceso para adquirir (o asignar) bienes y servicios de manera competitiva, donde la adjudicación se realiza a un postor precalificado y se basa en una oferta financiera, los compradores potenciales ofertan por un producto y gana el precio de oferta más alto.

En la mayoría de los casos relacionados con subastas de electricidad, los vendedores, como los generadores, ofertan sus productos, ya que están interesados en vender contratos de electricidad a grandes consumidores o compañías de distribución, y el proceso de licitación se diseñó en parte para seleccionar el precio más bajo. Esta es la llamada "subasta inversa", donde la oferta más baja es la ganadora. Las subastas pueden organizarse para negociar contratos de electricidad a corto, mediano y largo plazo dirigidos a abastecer a consumidores regulados o no franquiciados en diferentes marcos de tiempo.

Dentro de las subastas diseñadas para adquirir nueva capacidad de generación o retener recursos existentes, existe una variedad de acuerdos: (i) "todo tipo de tecnologías", en las que compiten directamente la energía hidráulica, el gas natural, el carbón, el petróleo, la biomasa, etc. (ii) subastas de tecnología de solo renovables; (iii) subastas de tecnología específica (aquellos que pueden participar, cada fuente renovable tiene su propia subasta por separado); (iv) subastas específicas de proyectos, como las que se utilizan para otorgar concesiones para producir energía en un sitio hidroeléctrico en particular, y (v) subastas de recursos de potencia.

Las subastas recientes han cumplido cuatro objetivos principales: (i) atraer nueva capacidad de generación: para cerrar la brecha entre oferta y demanda, (ii) retener y/o reemplazar la capacidad de generación existente; (iii) adquirir electricidad para los proveedores de último recurso (subastas de suministro básico), mediante el cual las compañías de distribución brindan energía a aquellos clientes que optaron por no ser atendidos por proveedores alternativos, (iv) desconcentración del mercado, es decir, llevar a cabo una desinversión virtual.

Las lecciones aprendidas en las subastas de electricidad se pueden recoger a través de los siguientes enfoques:

(i) De los aspectos relacionados con la adquisición y la política energética

- (a) Las subastas representan una forma competitiva y eficiente de procurar electricidad. Son muy superiores al abastecimiento único a través de negociaciones bilaterales, que no son necesariamente eficientes y son más propensos a ser desafiados cuando cambian los vientos políticos.
- (b) Las subastas han establecido un mecanismo de mercado creíble para la asignación de contratos de energía, que a su vez juegan un papel importante en la atracción de nueva capacidad de generación y también contribuyen a retener las existentes.

Los precios resultantes de las subastas han brindado una solución elegante al desafío regulatorio de definir qué costos de generación "prudentes" deberían transferirse a los clientes finales.

- (c) Las subastas deben ser parte integral de las políticas generales de energía y adquisición de un país para reformar el sector energético, introducir la participación de generadores privados, aprovechar algunas fuentes endógenas de energía y crear presión competitiva para bajar los precios y beneficiar a los consumidores finales.

(ii) Del contexto de mercado

- (d) Las subastas de capacidad existente fomentan la competencia "en el mercado", mientras que las subastas de nueva capacidad fomentan la competencia "para el mercado" y el desarrollo de nuevas plantas de energía. Un problema cuando se subastan contratos para atraer nueva capacidad y retener recursos existentes es si se deben realizar subastas por separado para cada tipo de capacidad o llevar a cabo una sola subasta.
- (e) Una subasta efectiva depende de la existencia de competencia. La competencia o la falta de ella (por ejemplo, poder de mercado, colusión) suelen ser cuestiones estructurales, que dependen, entre otras cosas, del número y la naturaleza de los jugadores, la concentración del mercado, los tipos de productos ofrecidos y las reglamentaciones específicas.
- (f) Los mercados de energía desarrollados con una gran cantidad de compradores y vendedores con sólida capacidad financiera son en general más propicios para la competencia. Esos mercados permiten la comercialización de una gran variedad

de productos relacionados con la energía que utilizan subastas más sofisticadas relacionadas con la electricidad.

- (g) Los sectores eléctricos menos sofisticados y integrados verticalmente en los países de ingresos bajos o medianos también pueden beneficiarse con una nueva perspectiva de las opciones de adquisición competitiva a su disposición. Un ejemplo es el otorgamiento de concesiones para construir y operar plantas hidroeléctricas.
- (h) Las subastas no pueden cambiar materialmente las condiciones estructurales del mercado. Sin embargo, algunas características de diseño de subastas pueden ayudar a mitigar las imperfecciones del mercado. Por ejemplo, los gobiernos pueden lidiar con comportamientos potencialmente colusivos o poder de mercado al especificar un precio de reserva que debe ser lo suficientemente alto como para atraer el interés del postor, mientras que al mismo tiempo refleja los costos particulares de la planta de energía que se subastará.
- (i) Para atraer tantos postores como sea posible se requiere una buena comunicación sobre la subasta, la eliminación de barreras de entrada, una definición clara del producto que se está subastando y un buen sistema de monitoreo para detectar comportamientos de oferta anormales.

(iii) De las bases para una subasta exitosa

- (j) Diseñar e implementar cualquier tipo de sistema de subasta formal requiere una evaluación sincera de la solidez de las instituciones y el marco regulatorio. Los reguladores independientes son de gran importancia debido a la necesidad de supervisión regulatoria. Sin embargo, deben existir algunas condiciones previas,

como el estado de derecho y, en particular, el cumplimiento de los contratos. En sectores de energía reestructurados, los contratos son un *proxy* para la integración vertical. Cuando el impago se percibe como de alto riesgo, las subastas de nueva generación tienden a fallar o requieren apoyo del gobierno (lo que aumenta las obligaciones contingentes del gobierno).

- (k) La estabilidad regulatoria es un elemento clave para atraer a los inversores a participar en subastas competitivas. Los cambios ocasionales para mejorar el proceso de subasta son parte del proceso de aprendizaje y son bien recibidos por todas las partes interesadas. Sin embargo, los cambios frecuentes e inesperados son motivo de preocupación.
- (l) La falta de transparencia está en parte relacionada con la diseminación de información entre los participantes de la subasta antes, durante y después de la subasta. Por ejemplo, dejar al subastador establecer libremente parámetros de manera arbitraria pone en peligro la percepción de la transparencia y la equidad.

(iv) De las cuestiones generales en diseño de subastas

- (m) Cada diseño de subasta tiene ventajas y desventajas que deben tenerse en cuenta al seleccionar la opción que mejor se adapte al detalles de cada sector de energía y productos que se comercializarán.
- (n) El (los) producto(s) a adquirirse en las subastas se deben diseñar de acuerdo con la restricción de cada mercado eléctrico en lo individual. Por ejemplo, Colombia y Brasil quieren suficientes recursos térmicos e hídricos para proporcionar energía firme durante un período seco, mientras que en Nueva Inglaterra la restricción es

tener suficiente capacidad para cumplir con la carga durante las horas pico, particularmente en el verano.

- (o) En un esquema de subasta centralizada, la demanda se agrupa y se adquiere en forma conjunta. Los gobiernos generalmente juegan un papel clave en la definición de los procesos para agregar demanda y en designar a un subastador para realizar la subasta. Las subastas centralizadas parecen ser más eficientes en el fomento de la competencia, en comparación con la realización de varias subastas más pequeñas cuando los bloques de demanda de diferentes empresas de distribución son similares.
- (p) El gobierno no tiene que tomar ni tiene que proporcionar garantías para los contratos.

(v) De la elección de tecnología

- (q) Las subastas que abarcan todas las tecnologías dan derecho a que cualquier fuente de generación. La idea es fomentar la competencia máxima, seleccionar las fuentes más eficientes y lograr un plan de expansión de menor costo. Sin embargo, a menudo es difícil para las fuentes renovables no convencionales competir cara a cara con el carbón o las grandes centrales hidroeléctricas, excepto en circunstancias especiales. Además, los gobiernos pueden preferir tecnologías particulares impulsadas por cuestiones de política energética o consideraciones de política económica. Por esta razón, las subastas de múltiples tecnologías rara vez se utilizan. Los gobiernos prefieren establecer subastas que se dirijan a uno o más tipos de tecnologías.

- (r) Las subastas han demostrado ser una alternativa a las tarifas de alimentación tradicionales establecidas administrativamente. No representan una política de energía renovable per se, pero han desafiado las tarifas de alimentación bien arraigadas que han sido responsables de la instalación de miles de MW de formas de energía renovables en el mundo. Las acciones fomentan la competencia, bajan los precios en toda la cadena de suministro y, por lo tanto, reducen los aranceles a los usuarios finales, haciendo que todo el proceso sea más sostenible.
- (s) Las fuentes de energía renovables pueden requerir subastas específicas.

(vi) De las cuestiones de implementación y participantes

- (t) Pasar de la teoría de subastas a la implementación en la vida real no es una tarea fácil. Esto es particularmente cierto cuando las subastas se implementan en mercados que no son completamente funcionales o donde las instituciones no son lo suficientemente fuertes como para respaldar esquemas de adquisición de subasta de electricidad competitivos formales. Además, las peculiaridades de los mercados individuales pueden requerir desafíos de diseño e implementación de subastas muy específicos.
- (u) Los gobiernos deben especificar desde el principio a quiénes se les debe permitir participar en las subastas entre todos los posibles compradores y vendedores en el mercado. Esto depende, entre otras cosas, del diseño del mercado, el número y la naturaleza de los participantes, la necesidad de fomentar la competencia entre diferentes fuentes de energía o, en algunos casos, una política gubernamental declarada para favorecer algunos tipos de tecnologías, como las energías renovables no convencionales.

- (v) Es de suma importancia garantizar que los proyectos de nueva generación producidos a través de subastas de electricidad se construyan y tengan un rendimiento operativo adecuado, de modo que se garantice la adecuación y fiabilidad del sistema a largo plazo. Esto depende, entre otras cosas, del diseño adecuado de las garantías de cumplimiento del proyecto y de las multas por demoras y bajo rendimiento.
- (w) Del lado del comprador, las subastas pueden desarrollarse exclusivamente para las empresas de distribución que compran electricidad en nombre de usuarios regulados, o se extienden a consumidores o comercializadores gratuitos, a quienes se les permite participar. Además, se debe determinar si la participación de las compañías de distribución es obligatoria o voluntaria al prestar servicios en su mercado cautivo.
- (x) Del lado del vendedor, los participantes pueden incluir plantas existentes, plantas en construcción o plantas en desarrollo. Una elección importante de diseño e implementación con respecto a la política es llevar a cabo procesos separados o conjuntos para la capacidad existente y nueva.
- (y) Las reglas de subasta bien especificadas son fundamentales para el éxito de la subasta, que requiere: (i) reglas completas, claras e inequívocas de subastas sin brechas, que tengan en cuenta todos los escenarios posibles y eviten las consecuencias inimaginables, (ii) especificar qué es y qué no está permitido, y penalidades creíbles por violar las reglas, (iii) informar a los licitantes de las reglas desde el principio, y proporcionar suficiente tiempo para que se evalúen. No solo es importante darles a los licitantes toda la información relevante sobre el

proceso de subasta, sino también otorgarles tiempo para procesar esta información, (iv) ofrecer a los postores la oportunidad de comentar, validar y proporcionar aportes para las reglas, (v) explicar los objetivos y operaciones de la subasta (seminarios y talleres) a todas las partes interesadas y participantes del mercado y (vi) proporcionar sesiones informativas de entrenamiento y realizar pruebas.

Apéndice D. Solar FV – SLP (fP% 49%)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	520	531	542	554	565	576	588	600	612	12,524
Costos	-	-	(56)	(57)	(57)	(58)	(59)	(60)	(61)	(61)	(62)	(1,346)
D&A	-	-	(136)	(136)	(136)	(136)	(136)	(136)	(136)	(136)	(136)	(2,040)
SG&A	(2)	(12)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(40)	(816)
EBITDA	(2)	(12)	424	435	445	455	466	477	488	499	510	10,362
RIF	(40)	(39)	(338)	(303)	(298)	(282)	(264)	(242)	(214)	(169)	(124)	(1,276)
ISR	-	-	-	-	-	-	-	-	(41)	(58)	(75)	(2,094)
Utilidad Neta	(42)	(52)	(49)	(4)	11	37	66	99	96	135	175	4,952
Capital de trabajo	40	39	384	437	432	416	398	376	348	303	257	3,218
Flujo de caja operativo	(2)	(12)	335	433	443	453	464	475	444	438	432	8,170
Act. de inversión	-	(2,091)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,091)
Act. de financiamiento	2	2,252	(335)	(369)	(439)	(449)	(460)	(487)	(573)	(495)	(432)	(2,401)
Incremento (disminución)	-	149	-	63	4	4	4	(13)	(128)	(57)	-	3,678
Otras Variaciones	0	(149)	0	(63)	(4)	(4)	(4)	13	128	57	0	1,111
Caja inicial	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Caja final	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,789
Activo	7	2,584	2,293	2,224	2,097	1,969	1,841	1,697	1,437	1,248	1,117	5,079
Circulante	7	493	337	405	413	422	430	422	297	245	249	5,027
No Circulante	-	2,091	1,955	1,819	1,683	1,547	1,411	1,275	1,139	1,003	868	52
Pasivo + Capital	7	2,584	2,293	2,224	2,097	1,969	1,841	1,697	1,437	1,248	1,117	5,079
Deuda Bancaria	36	1,977	1,588	1,420	1,223	994	728	420	101	-	-	0
Deuda Accionistas	12	687	735	836	892	955	1,025	1,087	1,048	823	514	-
Otros	-	-	99	101	103	105	107	109	111	113	115	113
Capital Contable	(42)	(80)	(129)	(133)	(122)	(84)	(18)	81	177	312	487	4,966
Capital Social	0	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Utilidades Acumuladas	(42)	(94)	(143)	(147)	(136)	(98)	(32)	67	163	298	473	4,952
DSCR	n/a	n/a	1.38x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	3.87x	n/a	1.56x
TIR Proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	2%	7%	11%	14%	16%	22%
TIR Accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5%	10%	18%

Fuente: Elaboración propia.

Apéndice E. Solar FV – SLP (CAPEX -74%)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	292	298	305	311	317	324	331	337	344	7,071
Costos	-	-	(30)	(30)	(30)	(31)	(31)	(32)	(32)	(33)	(33)	(714)
D&A	-	-	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(1,158)
SG&A	(1)	(7)	(23)	(23)	(23)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(461)
EBITDA	(1)	(7)	240	246	252	258	264	270	276	282	289	5,896
RIF	(23)	(22)	(192)	(172)	(169)	(160)	(150)	(138)	(122)	(97)	(71)	(737)
ISR	-	-	-	-	-	-	-	-	(23)	(32)	(42)	(1,191)
Utilidad Neta	(24)	(29)	(29)	(3)	5	20	36	55	54	75	98	2,810
Capital de trabajo	23	22	218	248	245	236	226	214	198	173	147	1,838
Flujo de caja operativo	(1)	(7)	189	245	251	257	263	269	252	249	245	4,648
Act. de inversión	-	(1,187)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,187)
Act. de financiamiento	1	1,277	(189)	(209)	(248)	(254)	(260)	(276)	(322)	(284)	(245)	(1,369)
Incremento (disminución)	-	83	-	36	2	3	3	(7)	(70)	(35)	-	2,092
Otras Variaciones	0	(83)	0	(36)	(2)	(3)	(3)	7	70	35	-	626
Caja inicial	-	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	-
Caja final	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	2,717
Activo	4	1,466	1,299	1,260	1,188	1,115	1,043	961	816	706	632	2,882
Circulante	4	279	189	227	232	237	241	237	169	137	139	2,852
No Circulante	-	1,187	1,110	1,033	956	879	801	724	647	570	493	29
Pasivo + Capital	4	1,466	1,299	1,260	1,188	1,115	1,043	961	816	706	632	2,882
Deuda Bancaria	20	1,121	901	807	696	566	416	243	63	-	-	-
Deuda Accionistas	7	390	417	475	506	542	582	618	599	475	301	-
Otros	-	-	55	56	57	58	59	61	62	63	64	64
Capital Contable	(24)	(45)	(74)	(77)	(72)	(52)	(15)	40	93	169	267	2,818
Capital Social	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Utilidades Acumuladas	(24)	(53)	(82)	(85)	(80)	(60)	(23)	32	85	161	259	2,810
DSCR	n/a	n/a	1.38x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	3.55x	n/a	1.52x
TIR Proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	2%	7%	11%	14%	16%	22%
TIR Accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5%	10%	18%

Fuente: Elaboración propia.

Apéndice F. Solar FV – SLP (Tarifa@\$3.73/kWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	958	978	998	1,018	1,039	1,060	1,081	1,102	1,124	19,461
Costos	-	-	(30)	(30)	(30)	(31)	(31)	(32)	(32)	(33)	(33)	(714)
D&A	-	-	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(3,844)
SG&A	(1)	(22)	(72)	(72)	(72)	(72)	(71)	(71)	(71)	(71)	(71)	(1,259)
EBITDA	(1)	(22)	856	876	896	916	936	957	978	999	1,020	17,488
RIF	(75)	(74)	(633)	(562)	(544)	(506)	(456)	(410)	(348)	(242)	(152)	(1,492)
ISR	-	-	-	-	-	-	(67)	(87)	(112)	(150)	(184)	(3,615)
Utilidad Neta	(76)	(96)	(34)	58	95	154	157	204	262	350	429	8,537
Capital de trabajo	75	74	711	814	797	758	708	662	600	494	404	5,279
Flujo de caja operativo	(1)	(22)	678	872	892	912	865	866	862	845	832	13,816
Act. de inversión	-	(3,940)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,940)
Act. de financiamiento	1	4,225	(678)	(748)	(884)	(932)	(865)	(934)	(1,154)	(845)	(832)	(4,025)
Incremento (disminución)	0	263	-	124	8	(20)	0	(68)	(292)	-	-	5,852
Otras Variaciones	-	(263)	-	(124)	(8)	20	(0)	68	292	-	0	2,544
Caja inicial	-	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	0	(0)	0	-
Caja final	0	(0)	0	(0)	0	8,395						
Activo	12	4,851	4,287	4,161	3,920	3,652	3,403	3,086	2,545	2,296	2,047	8,627
Circulante	12	911	603	733	749	737	744	683	398	406	413	8,530
No Circulante	-	3,940	3,684	3,428	3,171	2,915	2,659	2,403	2,146	1,890	1,634	96
Pasivo + Capital	12	4,851	4,287	4,161	3,920	3,652	3,403	3,086	2,545	2,296	2,047	8,627
Deuda Bancaria	66	3,709	2,936	2,565	2,133	1,632	1,109	522	-	-	-	-
Deuda Accionistas	22	1,289	1,369	1,553	1,646	1,721	1,835	1,898	1,613	1,010	330	-
Otros	-	-	161	165	168	171	175	178	182	185	189	64
Capital Contable	(76)	(146)	(180)	(122)	(26)	128	285	488	750	1,100	1,529	8,563
Capital Social	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Utilidades Acumuladas	(76)	(173)	(206)	(148)	(53)	102	258	462	724	1,074	1,503	8,537
DSCR	n/a	n/a	1.37x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.47x	n/a	n/a	1.26x
TIR Proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	4%	10%	13%	16%	18%	23%
TIR Accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	1%	9%	13%	18%

Fuente: Elaboración propia.

Apéndice G. Eólico – IPP (TC@\$13.50/USD)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	193	206	219	232	246	260	211	225	239	6,209
Costos	-	-	(49)	(50)	(51)	(52)	(53)	(53)	(54)	(56)	(57)	(1,241)
D&A	-	-	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(1,298)
SG&A	(2)	(8)	(18)	(19)	(19)	(19)	(20)	(20)	(17)	(17)	(17)	(432)
EBITDA	(2)	(8)	126	138	149	162	174	187	140	152	165	4,536
RIF	(26)	(49)	(217)	(204)	(216)	(229)	(241)	(252)	(261)	(278)	(298)	(8,126)
ISR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Neta	(28)	(57)	(178)	(153)	(153)	(154)	(153)	(152)	(208)	(212)	(219)	(4,888)
Capital de trabajo	26	49	276	288	300	313	325	336	357	362	382	9,350
Flujo de caja operativo	(2)	(8)	98	135	147	159	172	184	149	150	163	4,462
Act. de inversión	(132)	(1,199)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,331)
Act. de financiamiento	134	1,295	(150)	(127)	(127)	(154)	(166)	(199)	(149)	(145)	(157)	(3,133)
Incremento (disminución)	0	88	(53)	8	20	5	5	(15)	0	5	6	(3)
Otras Variaciones	0	(88)	(0)	0	(3)	(5)	(5)	15	(0)	(5)	(6)	(24)
Caja inicial	-	0	0	(53)	(44)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	-
Caja final	0	0	(53)	(44)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)
Activo	158	1,638	1,352	1,279	1,217	1,140	1,064	968	865	788	713	196
Circulante	26	307	108	121	145	155	166	156	139	150	160	163
No Circulante	132	1,331	1,244	1,158	1,071	985	898	812	725	639	552	33
Pasivo + Capital	158	1,638	1,352	1,279	1,217	1,140	1,064	968	865	788	713	196
Deuda Bancaria	138	1,267	1,048	1,048	1,048	1,042	1,026	996	993	988	973	0
Deuda Accionistas	47	447	514	591	680	761	851	934	1,049	1,187	1,344	4,984
Otros	-	-	44	47	49	51	54	56	49	51	54	92
Capital Contable	(27)	(76)	(254)	(407)	(560)	(714)	(867)	(1,019)	(1,226)	(1,438)	(1,657)	(4,879)
Capital Social	1	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Utilidades Acumuladas	(28)	(85)	(263)	(416)	(569)	(723)	(876)	(1,028)	(1,235)	(1,447)	(1,666)	(4,888)
DSCR	n/a	n/a	0.77x	1.07x	1.16x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.18x
TIR Proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	1%	12%
TIR Accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8%

Fuente: Elaboración propia.

Apéndice H. Eólico – IPP (TIE@4.5%)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	248	264	281	298	316	335	271	289	308	7,993
Costos	-	-	(63)	(64)	(66)	(67)	(68)	(69)	(71)	(72)	(73)	(1,608)
D&A	-	-	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(112)	(1,682)
SG&A	(2)	(10)	(23)	(24)	(24)	(24)	(25)	(25)	(21)	(22)	(22)	(547)
EBITDA	(2)	(10)	161	176	191	207	223	240	179	195	212	5,838
RIF	(33)	(58)	(227)	(219)	(230)	(240)	(249)	(259)	(265)	(280)	(299)	(7,536)
ISR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Neta	(35)	(68)	(178)	(155)	(151)	(145)	(138)	(131)	(198)	(197)	(199)	(3,380)
Capital de trabajo	33	58	303	328	339	349	358	368	390	389	407	9,123
Flujo de caja operativo	(2)	(10)	125	173	188	204	220	237	192	192	209	5,742
Act. de inversión	(171)	(1,554)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,725)
Act. de financiamiento	173	1,656	(142)	(155)	(182)	(197)	(213)	(256)	(191)	(185)	(202)	(4,002)
Incremento (disminución)	-	92	(17)	18	7	7	7	(19)	0	7	7	15
Otras Variaciones	0	(92)	0	(18)	(7)	(7)	(7)	19	(0)	(7)	(7)	(32)
Caja inicial	-	0	0	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	-
Caja final	0	0	(17)									
Activo	204	2,101	1,782	1,693	1,594	1,495	1,396	1,271	1,137	1,039	940	272
Circulante	33	376	168	193	205	218	231	219	197	211	224	229
No Circulante	171	1,725	1,613	1,501	1,389	1,277	1,164	1,052	940	828	716	43
Pasivo + Capital	204	2,101	1,782	1,693	1,594	1,495	1,396	1,271	1,137	1,039	940	272
Deuda Bancaria	178	1,622	1,338	1,314	1,276	1,220	1,147	1,053	988	917	825	-
Deuda Accionistas	61	571	657	745	832	929	1,039	1,136	1,275	1,441	1,630	3,522
Otros	-	-	57	60	63	66	69	73	63	66	69	118
Capital Contable	(34)	(92)	(270)	(425)	(576)	(721)	(859)	(990)	(1,188)	(1,385)	(1,584)	(3,369)
Capital Social	1	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Utilidades Acumuladas	(35)	(104)	(282)	(437)	(588)	(732)	(870)	(1,001)	(1,200)	(1,396)	(1,595)	(3,380)
DSCR	n/a	n/a	1.04x	1.20x								
TIR Proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	1%	12%
TIR Accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	12%

Fuente: Elaboración propia.

Apéndice I. Eólico – IPP (TC@\$13.50/USD & TIE@4.5%)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2017-2039
Ingresos	-	-	193	206	219	232	246	260	211	225	239	6,209
Costos	-	-	(49)	(50)	(51)	(52)	(53)	(53)	(54)	(56)	(57)	(1,241)
D&A	-	-	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(1,298)
SG&A	(2)	(8)	(18)	(19)	(19)	(19)	(20)	(20)	(17)	(17)	(17)	(432)
EBITDA	(2)	(8)	126	138	149	162	174	187	140	152	165	4,536
RIF	(25)	(45)	(175)	(169)	(177)	(185)	(192)	(199)	(204)	(215)	(229)	(5,725)
ISR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Neta	(28)	(53)	(136)	(118)	(115)	(110)	(104)	(99)	(150)	(149)	(150)	(2,487)
Capital de trabajo	25	45	234	253	262	269	276	283	300	299	313	6,949
Flujo de caja operativo	(2)	(8)	98	135	147	159	172	184	149	150	163	4,462
Act. de inversión	(132)	(1,199)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,331)
Act. de financiamiento	134	1,278	(109)	(121)	(142)	(154)	(166)	(199)	(149)	(145)	(157)	(3,118)
Incremento (disminución)	-	71	(12)	15	5	5	5	(15)	0	5	6	13
Otras Variaciones	0	(71)	0	(15)	(5)	(5)	(5)	15	(0)	(5)	(6)	(24)
Caja inicial	-	0	0	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	-
Caja final	0	0	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)
Activo	158	1,621	1,376	1,309	1,232	1,156	1,080	984	880	804	728	212
Circulante	26	290	132	151	161	171	181	172	155	165	176	179
No Circulante	132	1,331	1,244	1,158	1,071	985	898	812	725	639	552	33
Pasivo + Capital	158	1,621	1,376	1,309	1,232	1,156	1,080	984	880	804	728	212
Deuda Bancaria	137	1,252	1,033	1,013	981	937	878	804	752	695	621	0
Deuda Accionistas	47	441	507	575	642	717	801	876	983	1,111	1,256	2,598
Otros	-	-	44	47	49	51	54	56	49	51	54	92
Capital Contable	(27)	(72)	(207)	(325)	(440)	(549)	(654)	(753)	(903)	(1,052)	(1,203)	(2,478)
Capital Social	1	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Utilidades Acumuladas	(28)	(80)	(216)	(334)	(449)	(558)	(663)	(762)	(912)	(1,061)	(1,211)	(2,487)
DSCR	n/a	n/a	1.05x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.20x	1.22x
TIR Proyecto	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	1%	12%
TIR Accionista	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	12%

Fuente: Elaboración propia.

Apéndice J. Análisis de Bono CFE

Año	Disposición (millones USD)	Pago (millones USD)	Intereses (millones USD)	Flujos (millones USD)	Flujos (millones MXN)	Tipo de cambio (\$/USD)
2019	123.7	-	2.7	(121.0)	(2,203.4)	18.3
2020	-	-	5.4	5.4	100.6	18.6
2021	-	-	5.4	5.4	102.2	19.0
2022	-	-	5.4	5.4	104.1	19.4
2023	-	-	5.4	5.4	106.1	19.7
2024	-	-	5.4	5.4	108.4	20.1
2025	-	-	5.4	5.4	110.1	20.5
2026	-	-	5.4	5.4	112.2	20.8
2027	-	-	5.4	5.4	114.3	21.2
2028	-	-	5.4	5.4	116.7	21.6
2029	-	-	5.4	5.4	118.6	22.0
2030	-	-	5.4	5.4	120.8	22.5
2031	-	-	5.4	5.4	123.1	22.9
2032	-	-	5.4	5.4	125.7	23.3
2033	-	-	5.4	5.4	127.8	23.7
2034	-	-	5.4	5.4	130.2	24.2
2035	-	-	5.4	5.4	132.6	24.6
2036	-	-	5.4	5.4	135.5	25.1
2037	-	-	5.4	5.4	137.6	25.6
2038	-	-	5.4	5.4	140.2	26.1
2039	-	123.7	2.7	126.3	3,339.1	26.6
Total	123.7	123.7	107.7	107.7	3,402.4	n/a

Fuente: Elaboración propia con información de la Bolsa Mexicana de Valores (BMV, 2016).