

# **Participación Privada en la Generación de Energía Eléctrica**

**Montserrat Ramiro  
Jesús Serrano**

14 de julio de 2020

## Contenido

Introducción .....	2
I. Evolución del marco legal y regulatorio del Sector Eléctrico .....	3
I.1. Antecedentes históricos .....	3
I.2. Estructura Actual de la Industria Eléctrica .....	8
I.3. Régimen legado en el sector eléctrico .....	9
II. Análisis de la evidencia empírica .....	13
II.1. CFE .....	13
II.1.1. Fortalecimiento financiero .....	13
II.1.2. Igualdad de condiciones respecto a los participantes privados .....	15
II.1.3. Ampliación de actividades fuera de la Industria Eléctrica que CFE puede realizar .....	17
II.2. Resultados Financieros de la CFE .....	18
II.2.1. Resultados financieros de CFE, Subsidiarias y Filiales .....	18
II.3. La CFE en un ambiente de competencia .....	22
II.4. Generación Privada y Tarifas de Suministro Básico .....	26
II.4.1. Capacidad de Generación de la CFE y Requerimientos del Sistema .....	26
II.4.2. Costos de generación .....	30
II.4.3. Participación Privada en la Generación y Tarifas de CFE .....	37
II.4.3.1. Evolución de las tarifas .....	37
II.4.3.2. Participación de los PIE en la generación para el servicio público .....	40
II.4.3.3. Impacto de la participación privada en las tarifas y costos de generación .....	41
II.5. Contratos de los PIE .....	46
II.5.1. Beneficios para el Suministro Básico .....	48
II.6. Transmisión: tarifas, interconexión a la red y expansión de la red .....	49
II.7. Renovables: evolución de sus costos, respaldo y formas de manejar una proporción creciente en la red .....	52
II.8. Impuestos y generadores privados .....	55
III. Respuestas a las Críticas a la Participación Privada en el Sector Eléctrico .....	57
IV. Conclusiones .....	63
V. Referencias .....	67
Anexo. Precios medios de electricidad y combustibles empleados en la generación .....	68

## Introducción

El presente estudio tiene como objetivo hacer un análisis económico de los efectos de la participación privada en la generación de energía eléctrica en México. Para ello, la atención se centrará en el análisis de la evidencia empírica, particularmente de la información cuantitativa disponible del sector. Lo anterior en el marco de opiniones recientes expresadas por el Presidente de la República y las autoridades del sector. En el presente documento se argumenta y demuestra que estas afirmaciones no tienen sustento en los datos oficiales ni la realidad del sector eléctrico mexicano actual. En síntesis, el presente documento muestra que la inversión privada ha resultado en reducciones muy importantes de los costos de generación para CFE y así como importantes ahorros para la deuda pública.

Es decir, la participación privada ha traído menores costos de generación que se han traducido en menores costos para CFE y tarifas para sus consumidores, así como para quienes han podido optar por otro suministro. También ha reducido los requerimientos financieros y endeudamiento del sector público y de la CFE en particular *vis á vis* lo que hubiera resultado de la realización exclusiva de todas las actividades de la industria por parte del Estado a través de CFE.

Considerando las transformaciones que ha tenido el sector desde 1993, en la primera parte del estudio se analiza la evolución del marco legal y regulatorio de la Industria Eléctrica. En la segunda sección se analiza la información estadística sobre la evolución en los últimos años relacionada con las críticas y el desempeño financiero de la CFE y sus subsidiarias y filiales. En la tercera parte se presentan respuestas puntuales a las principales críticas a la participación privada en la generación de energía eléctrica.

### Principales críticas a la participación privada en la generación de energía eléctrica

En fechas recientes el gobierno federal, en particular el Presidente y el Director de la CFE, ha abierto la discusión sobre la pertinencia, legalidad y supuesta corrupción asociada a la participación privada en la generación eléctrica en México. Esta discusión, y las decisiones que se han tomado, han intentado modificar profundamente las reglas y las perspectivas del sector. A continuación, se enlistan de manera genérica los argumentos o críticas más recurrentes que han hecho las autoridades al respecto.

1. El costo de la energía eléctrica en México es alto debido a que alrededor de la mitad se adquiere de generadores privados a un costo elevado<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> El costo elevado se asocia a corrupción y prácticas ilegales que han inflado los costos a los que CFE adquiere la energía de los privados. Uno de los resultados de este estudio es poder afirmar que la energía de los privados es más barata que la que genera CFE. Por lo tanto, la afirmación es falsa. Los argumentos de corrupción escapan al alcance de este estudio. Sin embargo, no existe información pública sobre demandas o procesos legales por este tipo de práctica.

2. La participación de generadores privados resulta en una carga financiera para la CFE debido a servicios que presta y que no le retribuyen:
  - a. el servicio de respaldo a los esquemas de autoabasto.
  - b. la de energía a centros de consumo de autoabasto durante los horarios en que sus centrales no generan, como en el caso de las solares.
  - c. el servicio de transmisión a los generadores de autoabasto.
  - d. expansión de la red de transmisión sin costo para los generadores privados.
3. El trato preferencial a los generadores privados ha provocado el desplazamiento de la energía barata y de la renovable de la CFE en particular la hidráulica
4. El marco jurídico actual tiene como objetivo destruir a Pemex y CFE.
5. El crecimiento anárquico de las centrales eólicas y fotovoltaicas privadas ha puesto en riesgo la confiabilidad y la estabilidad del sistema. En contraste con las acciones de la CFE y el CENACE.
6. A los problemas anteriores debe añadirse el incumplimiento de las obligaciones fiscales de las grandes corporaciones que participan en el sector.

## I. Evolución del marco legal y regulatorio del Sector Eléctrico

### I.1. Antecedentes históricos

La legislación y el marco regulatorio en materia eléctrica se han adaptado a los cambios en las necesidades de energía eléctrica y de competitividad del país. El resultado, a pesar de que los cambios han tomado varias décadas (más de dos), han permitido enfrentar retos, como la entrada de México al TLC y mejoras en la competitividad del país.

La reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en diciembre de 1992, y la creación de un marco regulatorio que incluyó la creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), abrió un espacio limitado para la participación privada nacional y extranjera en el sector. Específicamente, se permitió la participación del sector privado en la generación de electricidad a través de los esquemas de producción independiente de energía (PIE), sociedades de autoabasto, cogeneración y pequeña producción. También se permitió la importación de energía eléctrica para usos propios y la exportación de energía producida por particulares.

Gracias a la participación de la inversión privada en la generación de electricidad, la industria manufacturera pudo contar con energía a precios más competitivos en un contexto de economía abierta y libre mercado. Es decir, el crecimiento de la industria manufacturera en el país en la última década del siglo XX y la primera del XXI se debió entre

varios factores a la generación más barata y eficiente de electricidad y a las aportaciones (donaciones<sup>2</sup>) que los privados han hecho a la red de transmisión y distribución eléctrica del país. Es decir, se contó con la electricidad suficiente a precios competitivos.

Para finales de los 80s y principios de los 90s, el crecimiento de la capacidad instalada de la CFE se enfrentaba a dos grandes problemas:

1. CFE construía plantas caras en un tiempo mayor que el de los privados en otros países, presionando al presupuesto federal.
2. México estaba saliendo de una fuerte crisis financiera, se renegociaba su deuda y no tenía los recursos para asegurar la expansión de capacidad de generación que requería el país

El objetivo buscado con la modificación a la LSPEE del 92 y su reglamento en 1993 fue contar con electricidad suficiente y lo más barata posible ante la integración de México al TLCAN, al tiempo que se superaba la limitante presupuestal por la que atravesaba la CFE y el país mismo. Para ello, se diseñaron mecanismos para transferir el riesgo de construcción y de operación de las plantas eléctricas nuevas a los particulares, pero manteniendo al SUTERM como sindicato de industria. Gracias a esta modificación de ley, la figura de los PIEs dotó al sistema eléctrico, y a la CFE en particular, de plantas de última generación a los costos más bajos y sin requerir inversión pública, y el autoabasto permitió que los grandes consumidores privados, se hicieran de generación más barata para poder competir en la apertura del TLC, sin impactar obligaciones financieras de la CFE.

Hasta la LIE en 2014, CFE en coordinación con la SENER planeaba el crecimiento de su parque de generación y red de transmisión a través de un ejercicio que producía el Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico (POISE). Este documento tenía un horizonte de 14 años, presentaba todas las obras de inversión en Generación y Transmisión necesarias durante ese periodo.

Es importante indicar que incluso después de la modificación de la LSPEE de 1992 y su reglamento en 1993, el POISE seguía siendo el documento principal de planeación, reconocía las plantas privadas con permiso de generación y contrato de interconexión que se instalarían y las plantas de CFE que se requerirían durante el horizonte de planeación para hacerle frente a la evolución de la demanda. En el POISE se indicaba el tamaño de las plantas, su localización, si era PIE o de CFE, las fechas de inicio y fin de la construcción, etc. El POISE era firme para los primeros años y se modificaba para los últimos en función de; los pronósticos de demanda, las licitaciones de PIEs y de las obras para plantas de CFE- generalmente hidráulicas-. Fue un documento representativo de una economía mixta

---

<sup>2</sup> Las aportaciones son las obras que los permisionarios llevan a cabo para poder interconectarse a la red. Estas obras pueden incluso ser infraestructura de transmisión que los permisionarios pagan pero que donan o aportan a CFE Transmisión y Distribución. Esto no los exime del pago de tarifa correspondiente.

donde el Estado decidía dónde y cuánta energía necesitaba y que fue exitoso para la convivencia entre inversión privada y pública al proveer certidumbre.

Durante estos años, la economía mexicana fue creciendo y diversificándose. A nivel global se dio un proceso de cambio tecnológico en la industria eléctrica. De particular importancia es el cambio tecnológico de los Ciclos Combinados permitió dar un salto importante en la eficiencia para generar a menores costos. Esto coincide con que, en todo el mundo se empezó a separar la generación del monopolio natural de la transmisión y la distribución. La generación podría estar sujeta a la libre competencia bajo la regulación y administración de operadores independientes del sistema, ISOs por sus siglas en inglés.

Como ha pasado a lo largo de la historia de la industria eléctrica en México, era necesario adecuar el esquema jurídico para hacerle frente a la realidad tecnológica, económica y ambiental de la industria eléctrica.

A partir de finales de la década de los 90's la discusión sobre cambio climático y calentamiento global se intensificó no solo en México sino en el mundo. Para hacer frente a sus efectos, se crearon varias instancias de deliberación y cooperación globales, uno de los más relevantes fue la creación y firma del Protocolo de Kioto. Este se creó para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que causan el calentamiento global. Su objetivo era poner en práctica lo acordado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Se firmó en diciembre de 1997 en Kioto, Japón, pero entró en vigor hasta 2005.

De acuerdo con la Secretaría de Relaciones Exteriores<sup>3</sup>, *“El protocolo ha logrado:*

- 1. Que los gobiernos suscribientes establezcan leyes y políticas para cumplir sus compromisos ambientales.*
- 2. Que las empresas tengan al medio ambiente en cuenta al tomar decisiones de inversión.*
- 3. Fomentar la creación del mercado del carbono, cuyo fin es lograr la reducción de emisiones al menor costo.*

*La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático fue firmada por el Gobierno de México en 1992 y ratificada ante la Organización de las Naciones Unidas en 1993. El protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005 para las naciones que lo ratificaron, entre ellas México, que lo hizo en el año 2000.”*

Como parte de esos compromisos internacionales y estrategias de desarrollo, el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 publicado en mayo de 2007, estableció la importancia de

---

<sup>3</sup><https://www.gob.mx/semarnat/articulos/protocolo-de-kioto-sobre-cambio-climatico?idiom=es#:~:text=Fue%20inicialmente%20adoptado%20el%2011,2013%20hasta%20diciembre%20de%202020.>

impulsar energías renovables para la generación eléctrica. En ese momento los objetivos estaban disociados. Por una parte, asegurar el suministro de energía eléctrica confiable, de calidad y a precios competitivos, por otra, reducir las emisiones de GEI. Es relevante hacer notar que la disociación de los objetivos se debía a que en esos años las tecnologías renovables estaban en medio de un proceso de cambio tecnológico acelerado pero que todavía no lograba bajar los costos de la tecnología a los niveles actuales en los que pueden competir en costos y confiabilidad con las tecnologías fósiles más baratas como el gas natural (esto se observa en la sección II.4.2).

Volviendo a la evolución del marco jurídico y regulatorio de la industria eléctrica mexicana, el 21 de febrero de 2008 se publicó en el DOF el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 para impulsar la transición energética del país. El Programa estableció compromisos, estrategias y líneas de acción en materia de energías renovables. Las más relevantes eran:

1. El impulso de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables;
2. Políticas públicas para que a través de la figura de autoabastecimiento se promoviera el desarrollo y aplicación de tecnologías renovables de energía;
3. El fomento de la inversión privada para la creación y fortalecimiento de empresas dedicadas al diseño y fabricación de componentes y equipos utilizados en las plantas de energías renovables, así como la instalación y venta de equipos;
4. Consolidar las acciones del gobierno federal dedicadas al fomento de organismos que se dediquen a la promoción de eficiencia energética y energías renovable;
5. Impulsar la difusión de las ventajas económicas y ambientales del empleo de fuentes renovables de energía;
6. Reducir las emisiones de GEI a la atmósfera, mediante la generación de energía eléctrica con baja intensidad de carbono, particularmente la cogeneración y las energías renovables, y facilitar su interconexión con las redes del Sistema Eléctrico Nacional;

Como resultado de esta discusión surgió la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE).

La LAERFTE se publicó en noviembre de 2008 y tenía como principios fundamentales para la promoción de la integración de renovables a la matriz de generación de México; el desarrollo institucional (facultades para la SENER y la CRE); establecer programas y una estrategia nacional de transición energética; y la evaluación de los beneficios asociados a los renovables para fijar criterios para su promoción.

Durante esos años, en todo el mundo, las energías renovables se desarrollaron a través de subsidios. México decidió no hacerlo y buscó mecanismos que hicieran viable su desarrollo sin subsidios. SENER diseñó mecanismos en los que se buscó la complementariedad del sistema para aprovechar el ahorro de agua en las presas e impulsar la energía eólica; La Ventosa-Sistema Grijalva. Para promover la inversión en renovables intermitentes, la SENER ideó el paquete de facilidades basadas en: Porteo Estampilla, Banco de Energía y Reconocimiento Parcial de Potencia<sup>4</sup>. Estos mecanismos generaban ahorros para la CFE y apoyaban el desarrollo de energías renovables variables; cabe indicar que estos beneficios se extendieron también a la cogeneración eficiente. En las circunstancias en que fueron introducidos, la valuación indicaba que en su conjunto no tendrían costo para el sector público y generaban ahorros.

Las facultades y mandato de la CRE en materia de promoción e integración de renovables se dieron bajo las restricciones constitucionales para la generación eléctrica con inversión privada. Durante esos años se establecieron los instrumentos para determinar las contraprestaciones por los servicios prestados entre la CFE y los generadores privados. Se expidieron las metodologías para determinar la aportación de capacidad de las renovables, las reglas de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional, así como los procedimientos de intercambio de energía y sistemas de compensación. Así es como en 2010 se determinó en las resoluciones RES/067/2010, RES/066/2010 y RES/194/2010 de la CRE el modelo de contrato y la metodología para fijar las tarifas de transmisión (porteo) para generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente.

Es decir, para lograr el objetivo de política pública de integración de renovables y reforzar el Sistema Eléctrico Nacional se creó el esquema de incentivos. Cabe agregar que en este como en los casos de los proyectos de autoabasto convencional, los proyectos tenían la obligación de que los generadores se hicieran cargo de las obras para su interconexión y refuerzo de la red y donarlas a la CFE. Lo anterior se implementaba no solo a nivel individual-refuerzos y obras específicas para cada generador- sino también través de mecanismos de temporada abierta en las que los generadores participaban y financiaban de forma común grandes obras de transmisión.

Vale la pena resaltar que a cambio de una tarifa que promovía su integración, las renovables, así como los proyectos de autoabasto convencionales, financiaron la expansión y refuerzo de la red necesaria para su incorporación. Los generadores futuros se beneficiarían de esta expansión, así como los consumidores, al ir bajando los costos de las energías y aumentando su eficiencia y penetración, dotarían al sistema de energía más competitiva.

---

<sup>4</sup> [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5139525&fecha=16/04/2010](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5139525&fecha=16/04/2010)  
[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5155266&fecha=13/08/2010](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5155266&fecha=13/08/2010)



Durante las últimas décadas las necesidades de capital para poder cumplir con la demanda eléctrica han sido mucho mayores a la capacidad de ahorro público. Más aún, en un escenario de restricción presupuestal, la decisión entre expandir la red de transmisión y distribución y la capacidad de generación, y cubrir prioridades sociales en las que el estado y la inversión pública es insustituible. Es difícil justificar la participación del estado en una actividad potencialmente competitiva como es la generación.

El último esfuerzo para lograr el objetivo de impulsar la competitividad del país a través de una industria eléctrica sana y confiable, sin comprometer los recursos públicos que tendrían como destino las prioridades sociales del país, fue la reforma constitucional de 2013. Su objetivo era asegurar la eficiencia en las actividades del sector y permitir la competencia en las actividades potencialmente competitivas y con regulación económica para aquellas en que, sin intervención estatal, se ejercería poder de mercado en detrimento del bienestar social.

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) de 2014 buscó, preservando al máximo la capacidad instalada de generación de la CFE, un piso parejo para la generación entre la CFE y las empresas privadas y que el Servicio de Suministro Básico<sup>5</sup> contara con la electricidad más barata posible. Lo anterior incluía contar con los contratos de las PIE así como con las Subastas de Largo Plazo<sup>6</sup>. Esto permitía que México cumpliera con sus compromisos del Acuerdo de París y, otra vez, se contara con energía más barata para los usuarios que resultaría en mayor competitividad y crecimiento económico.

Por ello, se propuso que parte de la cadena de valor (La Generación) dejara de ser exclusiva del estado, con el fin de liberar recursos que la CFE pudiera destinar a actividades que son exclusivas del Estado.

## I.2. Estructura Actual de la Industria Eléctrica

La reforma abrogó la LSPEE y se expidieron la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, diseñando un “puente” que respetaba las reglas para los proyectos que habían nacido bajo la vieja ley, en los transitorios de la Ley entre la LSPEE y la LIE, este puente es el régimen legado.

Para entender la estructura actual de la industria, es relevante definir sus cuatro actividades principales:

---

<sup>5</sup> El Servicio de Suministro Básico es el suministro a los usuarios de menor consumo o que sus centros de consumo recibían el servicio antes de 2014 y no han optado por cambiar de suministrador. Tienen la obligación de dar servicio universal; es decir, a cualquiera que lo solicite, siempre que sea técnicamente factible.

<sup>6</sup> A través de las subastas de largo plazo se busca obtener el menor precio posible para los clientes del Suministro Básico. Son procesos competitivos en los que gana el conjunto de generadores que minimizan el costo de satisfacer las necesidades de energía y otros productos eléctricos.

1. Generación: producción de energía eléctrica (térmica, hidráulica, nuclear, eólica, solar, etc.)
2. Transmisión: conducción de energía eléctrica, desde las plantas de generación o puntos de interconexión, hasta los puntos de entrega para su distribución en voltajes muy elevados
3. Distribución: conducción de electricidad, desde el/los puntos de entrega de la transmisión, hasta los puntos de suministro a los usuarios
4. Comercialización: Es el conjunto de actos y trabajos para la venta y cobranza de la energía eléctrica a cada usuario

Con la LIE, la generación y la comercialización se abrieron completamente a la participación privada. La transmisión y la distribución permanecieron como actividades exclusivas del Estado por estar catalogadas como áreas estratégicas. Así, la CFE dejó de ser el monopolio en toda la cadena de valor y únicamente conservó los monopolios naturales de transmisión y distribución.

A partir de la LIE, la industria eléctrica quedó claramente dividida en cuatro actividades principales para que al funcionar de manera independiente se pudieran lograr ganancias en eficiencia que se reflejaran en una mayor competitividad para el país. Este objetivo ha sido una constante en el proceso de mejora y evolución de las políticas públicas en torno a la industria eléctrica en México de los últimos 30 años.

### I.3. Régimen legado en el sector eléctrico

Una característica de la LIE es que estableció un régimen de transición gradual del sector hacia su nueva organización. Buscando dar certidumbre a las inversiones realizadas previamente y como señal de certidumbre para las nuevas se establecieron mecanismos para el manejo de las actividades de permisionarios dentro del nuevo marco, respetando las condiciones y contratos con las que fueron realizadas. En general, las reformas eléctricas en el mundo han tomado varios años y varias iteraciones para lograr los objetivos buscados. Sin embargo, para poder asegurar la certidumbre jurídica, regulatoria y de inversión es indispensable respetar los derechos adquiridos y la no retroactividad de la ley. En el 2013, esto implicó la creación del régimen legado.

Existen varias acepciones de la palabra “legado” en el sector. Es importante tener presente las diferencias conceptuales para evitar confusiones.

#### I.3.1 Régimen legado

Se refiere a las condiciones y términos de operación aplicables a quienes obtuvieron un permiso al amparo de la LSPEE y que fueron establecidos en dicha ley y las regulaciones y contratos que de ella derivaron.

Al respecto, el artículo transitorio Décimo de la LIE establece que *“Los permisos otorgados conforme a la Ley que se abroga se respetarán en sus términos. ... los titulares de los mismos realizarán sus actividades en los términos establecidos en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y las demás disposiciones emanadas de la misma y, en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la Ley de la Industria Eléctrica y sus transitorios.”* Incluyendo los contratos de interconexión.

### I.3.2 Contrato de Interconexión Legado

Son los contratos que celebraron los permisionarios con la CFE bajo la LSPEE para la conexión de sus centrales y/o centros de carga a las redes. En ellos se establecieron las condiciones para el intercambio de energía y la remuneración de los servicios provistos por CFE, así como de los sobrantes y faltantes de energía entre lo entregado por la central y lo consumido por los centros de carga. En esta categoría también entran los compromisos de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor.

En estos contratos se prevé los servicios de respaldo y transmisión y la forma en que serán cobrados. Para las centrales renovables se contemplan tres componentes que aseguraron su viabilidad económica. El primero, el banco de energía que permite compensar la energía consumida durante las horas en que las centrales solares y fotovoltaicas no producen con el excedente de producción durante las horas que sí lo hacen. La compensación considera la diferencia de valor de la energía según la hora en que es entregada y en la que es consumida. Segundo, el porteo tipo estampilla postal, mientras que para las centrales convencionales la tarifa de transmisión se determinaba con base en los flujos de potencia, para la renovables se estableció una tarifa única. Tercero, reconocimiento de potencia autoabastecida, que reconoce la capacidad de generación que el sistema eléctrico deja de requerir utilizando la misma fórmula y lógica que el cargo por demanda.

### I.3.3 Contrato Legado para el Suministro Básico

Se trata de contratos de corto, mediano, y largo plazo celebrados entre CFE Suministro Básico y las subsidiarias de generación para la compraventa de energía y productos asociados<sup>7</sup> de las centrales que a la entrada en vigor de la LIE: i) eran propiedad de la CFE; ii) se habían incluido en un permiso PIE; iii) su construcción se había incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación, ya sea como inversión directa de CFE o PIE. Sus precios están basados en los costos y contratos respectivos. Los términos de estos contratos fueron establecidos por la Secretaría de Energía.

Estos contratos (*vesting contracts*, en inglés) son contratos asignados a los suministradores y a los generadores durante la desagregación de una empresa verticalmente integrada (en

---

<sup>7</sup> Los productos asociados son servicios que prestan los generadores para mantener la confiabilidad del sistema como son las reservas de generación.

este caso CFE). Su objetivo es proteger tanto a los activos y trabajadores de CFE Generación como a los usuarios finales de los riesgos derivados de un mercado de energía de corto plazo. Permiten a CFE una reestructura ordenada, al tiempo que empieza a participar en los mercados separando su generación de las actividades de venta a los usuarios finales.<sup>8</sup> Los contratos legados no interfieren con el despacho económico del MEM, las centrales son despachadas conforme a mérito y para que el precio pagado por el suministrador sea el establecido en el contrato, se registra como una transacción bilateral financiera. Cabe aclarar que el Suministro Básico solo puede comprar energía de: i) contratos legados (CFE y PIES), ii) energía y potencia de Subastas, y iii) del MEM.

#### I.3.4 Respaldo

El servicio de respaldo fue establecido en el “Acuerdo que establece el servicio de respaldo para los particulares que se acojan a las modalidades de generación de energía eléctrica que permite la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica” publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 1994. Este servicio para centrales térmicas es empleado para cubrir una posible disminución de capacidad de su Fuente de Energía, programada o forzada. Este servicio se cobraba conforme a la tarifa fijada por la SHCP en el Acuerdo de Tarifas.

A partir de la entrada en vigor de la LIE, el servicio de respaldo contemplado en los Contratos de Interconexión Legados es administrado por el Cenace sujeto a las tarifas que establece la CRE.

#### I.3.5 Sociedades de Autoabasto (Autoabasto)

Como se describió en la sección I.1, la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en diciembre de 1992 abrió un espacio limitado para la participación privada nacional y extranjera en el sector. Específicamente, se permitió la participación del sector privado en la generación de electricidad a través de los esquemas de cogeneración, sociedades de autoabasto, pequeña producción, importación y producción independiente de energía.

Los permisionarios de autoabasto para su operación sólo emplean las redes de transmisión y distribución. Estas sociedades desde su creación en 1992 han pagado y aportado (donado) a la CFE la infraestructura necesaria para la interconexión de sus centrales y la conexión de sus centros de carga y los refuerzos para evitar la congestión. Además, pagan el servicio de transmisión. Su tarifa de transmisión se determina de la siguiente manera: para los permisionarios de fuentes convencionales, el pago está determinado por los flujos de potencia; de manera que pagan el costo incremental que originan al sistema.

---

<sup>8</sup> Secretaría de Energía, Nota Explicativa, Contratos Legados para el Suministro Básico.

En el caso de los permisionarios de fuentes renovables, su evaluación debe considerar el paquete o conjunto de instrumentos contenidos en los contratos de interconexión legados que les dieron viabilidad. La evaluación que se hizo para determinar la metodología en 2010 encontró que no tendrían en su conjunto ningún costo para las finanzas públicas. Todos estos cargos se actualizan conforme a la metodología aprobada por la CRE.

Conviene señalar que el servicio de transmisión de los contratos de interconexión legados es diferente del servicio público de transmisión y distribución. El primero es más bien un “swap” de energía, se entrega el bien en un punto y se recibe un producto de características equivalentes (no son los mismos electrones) en otro. Sus cargos corresponderían a la prima aplicable calculada por la CFE-CENACE. Los generadores LIE entregan a las redes de transmisión para su asignación dentro del MEM-en el nodo de inyección-, mientras que los consumidores simplemente la toman de las redes-en el nodo de consumo- sin estar aparejadas uno a uno los consumos y la generación. En este sentido, CFE es una empresa multi producto, produce varios servicios con la misma infraestructura.

También es importante recordar que la energía que consumen los centros de carga de las sociedades de autoabasto, en exceso de la que entregan las centrales de los permisionarios de autoabasto, es cobrada por la CFE a la tarifa correspondiente, mientras que la energía en exceso que genera es vendida a la CFE a descuento del PML correspondiente de su nodo en el momento de entrega. Es decir, no representan una carga financiera para la EPE; CFE cobra por todos los servicios que presta. En la sección II.1.1 se puede encontrar el detalle del impacto de esta figura en las finanzas de la CFE.

Sus operaciones se administran en el Mercado Eléctrico Mayorista a través del Generador de Intermediación.

## II. Análisis de la evidencia empírica

### II.1. CFE

Entre 2016 y 2019, CFE ha contado con recursos adicionales por alrededor de 450 mil millones de pesos.

Cuadro II.1 Recursos Adicionales para la CFE 2016-2019  
(millones de pesos)

<b>Medida</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>Acumulado</b>
Asunción de pasivos laborales		161,080			161,080
Transferencias para insuficiencia tarifaria	30,000	65,915	81,405	75,186	252,506
Socialización de costos del generador de intermediación		6,735	7,303	6,042	20,081
Utilidades CFEi + CFEEnergía (mdp)		3,233	5,379		8,612
Fondo de Servicio Universal Eléctrico		1,935	4,327	86	6,349
<b>Total</b>	<b>30,000</b>	<b>238,898</b>	<b>98,415</b>	<b>81,314</b>	<b>448,627</b>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Estados Financieros Consolidados para los años 2016, 2017, 2018 y 2019.

Los recursos adicionales se pueden agrupar en tres categorías:

- I. Fortalecimiento financiero
- II. Igualdad de condiciones respecto a los participantes privados
- III. Ampliación de actividades que puede realizar

#### II.1.1. Fortalecimiento financiero

Debido a los desbalances financieros que acarrea CFE asociados a los pasivos laborales, la insuficiencia tarifaria y los posibles costos del régimen legado bajo la nueva organización de la industria eléctrica, se tomaron una serie de medidas para eliminar, o mitigar estos desbalances. Estas medidas son:

- i. Asunción de pasivos laborales por el gobierno federal
- ii. Transferencias presupuestarias para cubrir la insuficiencia tarifaria (subsidios)
- iii. Socialización del costo de los contratos legados
- iv. Reconocimiento de costos eficientes
- v. Remuneración de todas las actividades realizadas
- vi. Reducción de la carga fiscal por la eliminación del aprovechamiento previsto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Sustituida por pago de dividendo.

### *II.1.1.2 Asunción de pasivos laborales por el gobierno federal*

El gobierno federal asumió parte de la obligación de pago a cargo de la CFE de las pensiones y jubilaciones reconocidas y registradas actuarialmente en sus estados financieros de sus trabajadores contratados hasta el 18 de agosto de 2008.<sup>9</sup>

En diciembre de 2016 SHCP asumió el compromiso de pago mediante la suscripción de títulos de crédito emitidos por el gobierno federal a favor de la CFE por un importe de 161,080 mdp en montos que anualmente se entregarán para cubrir el compromiso de pago.<sup>10</sup>

### *II.1.1.3 Transferencias presupuestarias para cubrir la insuficiencia tarifaria-Subsidios-*

Hasta 2015 la CFE no recibía recursos cuando las tarifas eran insuficientes para cubrir el costo de suministro (dados los subsidios acordados a las tarifas residenciales no DAC y a la tarifa agrícola), lo que implicaba que esa insuficiencia era una pérdida para la CFE. La insuficiencia es la diferencia entre lo que cuesta la energía y lo que pagan los consumidores; es un subsidio. La LSPEE preveía el pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utilizaba para prestar el servicio de energía contra el cual se podrían bonificar los subsidios. Sin embargo; si el aprovechamiento resultaba menor que la insuficiencia tarifaria, como sucedió de manera creciente desde 2000, no había una transferencia hacia la CFE por la diferencia. Los subsidios los determinaba, y lo sigue haciendo, la SHCP como política pública y los cubría, parcialmente la CFE. Los subsidios se otorgan a las tarifas residenciales de bajo consumo y agrícolas. Desde 2016 la empresa ha recibido transferencias presupuestarias para cubrir la insuficiencia tarifaria por 252,506 mdp, pero estas transferencias siguen siendo insuficientes.

Cuadro II.2. Transferencias presupuestarias para cubrir la insuficiencia tarifaria  
(millones de pesos)

<b>Año</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>Acumulado</b>
Transferencia	30,000	65,915	81,405	75,186	252,506

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Estados Financieros Consolidados para los años 2016, 2017, 2018 y 2019.

### *II.1.1.4 Socialización del costo de los contratos legados*

Para poder respetar las reglas del pasado y que se pudiera operar adecuadamente con el nuevo marco legal y regulatorio se requería incorporar el funcionamiento de los contratos de interconexión legados a través del Generador de Intermediación quien replicaría las

<sup>9</sup> En esa fecha la CFE suscribió con el sindicato un convenio para adoptar el esquema de cuentas individuales para los trabajadores de nuevo ingreso

<sup>10</sup> Nota 1 vii) de las notas a los estados financieros consolidados por los tres años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016

operaciones del régimen anterior con transacciones del nuevo régimen. Asimismo, para asegurar que la desintegración vertical de la industria no resultara en una carga financiera para la CFE y al mismo tiempo honrar los contratos celebrados bajo el régimen legado, la LIE estableció en su artículo transitorio Décimo Segundo que *“La insuficiencia o excedente financiero que, en su caso, se genere por el mantenimiento de condiciones de los Contratos de Interconexión Legados, se distribuirá entre todos los Participantes del Mercado, en los términos de las Reglas del Mercado.”* De acuerdo con el Informe Anual de la CFE al cierre del 2018 se socializaron 7.82 miles de millones de pesos a los participantes del mercado.<sup>11</sup> Esta cantidad representa el 2.0% de las ventas en ese mismo año de CFE Suministrador de Servicios Básicos (390,039 mdp).

Cuadro II.3. Balance Financiero del Generador de Intermediación 2017 – 2019  
(millones de pesos)

Año	Resultado CIL	Resultado MEM	Balance Financiero
2017	-2,709.7	-4,025.5	-6,735.2
2018	-3,927.1	-3,376.2	-7,303.3
2019	-752.7	-5,289.5	-6,042.1

Fuente: Monitor Independiente del Mercado Eléctrico, Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019, Tabla 41.

Cabe señalar que la parte proporcional que corresponde pagar a CFE Suministro Básico por el déficit del Generador de Intermediación se traslada a los consumidores a través de las tarifas, por lo que los resultados de la EPE no se ven afectados por el régimen legado.

#### II.1.2. Igualdad de condiciones respecto a los participantes privados

Como se describió en la primera parte, en el arreglo actual de la industria eléctrica la CFE recibe el mismo trato que los participantes privados, excepto porque el servicio público de transmisión y distribución están reservados de manera exclusiva al Estado. Adicionalmente, la CFE puede recuperar los clientes que habían optado por el autoabasto y se creó el Fondo de Servicio Universal Eléctrico para cubrir el costo de las zonas marginadas donde no es rentable la prestación del servicio, costo que anteriormente recaía sobre la CFE.

##### II.1.2.1 *Posibilidad de recuperar clientes perdidos en el régimen anterior*

Antes de 2014, CFE no tenía posibilidad de ser una alternativa para aquellos consumidores de energía eléctrica que habían decidido formar parte de un esquema de autoabasto. La restricción principal era que al tratarse de un servicio público no podía ofrecer condiciones distintas a diferentes usuarios en la misma categoría tarifaria. Sin embargo, con la

<sup>11</sup> Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2018, p. 134.



introducción de las figuras de Usuario Calificado y Suministrador de Servicios Calificados en la LIE se eliminó esa desventaja.

Para aprovechar las nuevas oportunidades, entre ellas recuperar clientes que habían dejado el suministro básico, la CFE constituyó en 2016 la filial CFE Calificados S.A. de C.V. Dos años después, esta empresa comercializó 17.6 TWh, alrededor del 5 por ciento de la energía generada ese año.

Cuadro II.4. Capacidad y energía comercializada por CFE Calificados S.A. de C.V.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)		
	2016	2017	2018
Capacidad (MW)	13.30	455.5	989.7
Energía (GWh)	18,933	2,390	17,609
Número de Contratos	2	21	29*

\*Incluye 11 recontractaciones

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2018, p.187.

#### II.1.2.2 Fondo de Servicio Universal Eléctrico

La LIE también previó que el MEM contribuyera al financiamiento de la electrificación de las comunidades marginadas, a las que frecuentemente no resulta económicamente viable llevar el suministro. Para el financiamiento de esas acciones, la LIE prevé que se destine al Fondo de Servicio Universal Eléctrico el excedente de ingresos que resulte de la gestión de pérdidas técnicas en el MEM hasta en tanto se cumplan los objetivos nacionales de electrificación.

En su informe anual de 2018, CFE reporta que CFE Distribución, formalizó convenios para electrificación, por un monto de 2,794 millones de pesos (MDP). De dicho importe, la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI) participó con el 4.2%; Gobiernos Estatales con 9.9%, Gobiernos Municipales con 13.5%, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) con 66.8%, SEDESOL 2.4% y CFE Distribución con el 3.2%. Lo que indica que CFE Distribución aportó 89 mdp y el FSUE 1,866 mdp.

#### II.1.2.3 Generación de Energía para Terceros y el Suministro Básico

La LIE da el mismo tratamiento en las actividades de generación y suministro a la CFE que a las empresas privadas. Por lo cual, sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación, a diferencia del pasado, pueden ofrecer producir energía eléctrica para el suministro calificado tanto a CFE Calificados como a cualquier Suministrador de Servicios Calificados privado, o a los usuarios calificados participantes de mercado a través de contratos de cobertura de mediano o largo plazo. Para la celebración de estos contratos existe plena libertad de negociación para ambas partes con los excedentes de sus contratos o con nueva generación que desarrollen.

Asimismo, para realizar la venta de energía adicional a la prevista en los contratos de cobertura legados (Contratos Legados) pueden participar en las subastas de largo plazo y competir con los generadores privados por nueva generación y otros productos que se asignan a través de las subastas. Esta es una oportunidad que CFE ha aprovechado de manera limitada. En la primera subasta de largo plazo la CFE participó con una oferta que no fue adjudicada. En la segunda, la EPE lo hizo con dos ofertas que resultaron ganadoras. En la tercera subasta no participó.

Además de elevar su participación en el segmento de generación, obtener contratos en las subastas de largo plazo daría una opción de financiamiento para las inversiones de la CFE sin que se incrementen sus niveles de deuda o requerimientos financieros del sector público con un esquema ya conocido por la EPE, la Fibra E.

Cuadro II.5. Participación de CFE en las Subastas de Largo Plazo

Subasta	Ofertas Presentadas	Ofertas Ganadoras	Productos Ofrecido	Centrales
Primera Subasta (2015)	1	0	Potencia	
Segunda Subasta (2016)	2	2	Energía, Potencia, CEL	CG Azufres III, fase II, Unidad 18 y Ciclo combinado Aguaprieta II
Tercera Subasta (2017)	0	0		

Fuente: Centro Nacional de Control de Energía, Fallo de la Primera Subasta de Largo Plazo SLP - 1 – 2015, Fallo de la Primera Subasta de Largo Plazo SLP - 1 – 2016 y Fallo de la Primera Subasta de Largo Plazo SLP - 1 – 2017.

### II.1.3. Ampliación de actividades fuera de la Industria Eléctrica que CFE puede realizar

La Ley de la Comisión Federal de Electricidad de agosto de 2014 amplió su objeto para que la CFE pudiera adicionalmente realizar en el país o en el extranjero otras actividades como la importación, exportación, transporte, almacenamiento, compra y venta de gas natural, carbón y cualquier otro combustible; así como cualquier servicio adicional. Previamente su objeto se limitaba a, organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

Lo anterior ha permitido a CFE desarrollar actividades de comercialización de combustibles a través de sus filiales CFE Energía, creada en noviembre de 2014, y CFE Internacional, las cuales le reportaron utilidades de 3,233 mdp en 2017 y de 5,379 mdp en 2018.

Cuadro II.6. Utilidades Netas de CFE Internacional y CFenergía 2017-2018

Concepto	2017	2018	Acumulado
<b>Resultado neto CFE Internacional (mdd)</b>	<b>93.5</b>	<b>170.5</b>	<b>264.0</b>
Tipo de cambio <sup>1</sup>	19.7	19.7	19.7
<b>Resultado Neto CFE Internacional (mdp)</b>	<b>1,845.1</b>	<b>3,355.6</b>	<b>5,200.7</b>
Resultado neto CFenergía	1,387.8	2,023.2	3,411.0
<b>Resultado Neto CF Ei + CFenergía (mdp)</b>	<b>3,232.9</b>	<b>5,378.9</b>	<b>8,611.8</b>

<sup>1</sup> Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE.UU.A., pagaderas en la República Mexicana, promedio anual.

Notas: mdd. Millones de dólares, mdp. Millones de pesos.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2018, p.212.

## II.2. Resultados Financieros de la CFE

En esta sección se presentan los resultados financieros desagregados de la CFE desde 2017, año a partir del cual las actividades de la industria eléctrica se realizaron por las Empresas Productivas del Estado Subsidiarias y las filiales.

En los últimos 3 años la CFE a nivel consolidado ha obtenido utilidades de cerca de 190 mil millones de pesos, que reflejan en parte las medidas para su fortalecimiento financiero incluidas en la LIE y la Ley de la CFE, como la asunción de pasivos laborales por el gobierno federal por 161.1 miles de millones de pesos. Estos datos permiten establecer claramente que CFE se fortaleció financieramente como consecuencia de la reforma.

### II.2.1. Resultados financieros de CFE, Subsidiarias y Filiales

Debido a su fecha de inicio de operaciones se dispone de información financiera desagregada para la CFE y las EPS y filiales para tres ejercicios fiscales, los de 2017, 2018 y 2019. También están disponibles los estados financieros de CFE para los últimos 20 años, sin embargo, no presentan información desagregada por actividad.

Para efectos de la comparación es preciso notar que en 2017 el resultado consolidado se ve influido por la asunción por parte del Gobierno Federal de 161.1 miles de millones de pesos de pasivos laborales por la aplicación de las modificaciones a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria de 2014. También, los resultados a nivel subsidiaria de 2018 tienen el efecto de las reasignaciones de activos y personal que hubo ese año. Así mismo, debe recordarse que el 25 de marzo de 2019 se modificaron los términos de la estricta separación legal de la CFE que reasignó las centrales de generación entre las subsidiarias de esa actividad de manera que el desempeño de una empresa de generación en 2019 no es comparable con el de los años previos.<sup>12</sup>

<sup>12</sup> "Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 25 de marzo de 2019.

Tomando en cuenta lo anterior, se estima que los resultados a nivel consolidado de la CFE y la subsidiaria CFE Suministro Básico son representativos de sus finanzas para los años 2018 y 2019, estos años corresponden al nuevo régimen tarifario para todas las actividades de la industria. De igual forma, se considera que para CFE Transmisión sus estados financieros son representativos de sus finanzas para los 3 años.

Debido a las reasignaciones de los primeros dos años, para el resto de las subsidiarias sólo los estados correspondientes a 2019 podrían ser representativos. En la medida que no hubo redistribución de activos o personal entre las subsidiarias de generación ni el resto de las subsidiarias o filiales, por lo que a nivel agregado la actividad de generación sí es representativa para los 3 años.

Con estas consideraciones en mente, en el cuadro a continuación se puede apreciar que:

1. A nivel consolidado CFE ha obtenido utilidades por 189,135 mdp (millones de pesos), lo que refleja las medidas para su fortalecimiento financiero incluidas en la LIE y la Ley de la CFE, así como la asunción de pasivos laborales por el gobierno federal por 181.1 miles de millones de pesos.
2. CFE Suministro Básico en 2018 y 2019, obtuvo utilidades por más de 30,000 mdp cada año.
3. CFE Transmisión es la única empresa que ha mostrado utilidades los tres años; 13,338 mdp en 2017, 8,572 mdp en 2018 y 18,325 mdp en 2019.
4. CFE Distribución obtuvo utilidades por 13,690 mdp en 2019
5. En 2019, mientras que las empresas de Suministro Básico, Distribución y Transmisión tuvieron utilidades, hubo una pérdida de 10,875 mdp por la actividad de generación.
6. CFE Generación V es la única de las empresas de esa actividad que no ha tenido pérdidas en los 3 años. Su balance está casi en equilibrio durante los tres años. Sus ingresos por las ventas que realiza a CFE Suministro Básico es lo que paga a los PIE por esa energía.

Cuadro II.7. Resultados Financieros Comisión Federal de Electricidad  
(millones de pesos)

<b>Concepto</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>Consolidado</b>	<b>107,587</b>	<b>36,529</b>	<b>45,019</b>
Suministrador de Servicios Básicos	-16,771	31,321	32,706
Transmisión	13,338	8,572	18,325
CFE Distribución	89,112	-33,544	13,690
CFE Generación I	-2,412	-5,996	-4,641
CFE Generación II	3,101	3,863	-130
CFE Generación III	-2,662	-2,186	-2,955
CFE Generación IV	6,187	1,127	-1,281
CFE Generación V	6	13	5
CFE Generación VI	-33,643	14,469	-1,872

Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Cuenta de la Hacienda Pública para los años 2017, 2018 y 2019.

En la medida en que CFE Suministro Básico es un agregador de servicios, los resultados consolidados corresponderán a los del primero, salvo por las utilidades de las filiales. En 2018 CFE Internacional y CFEnergía obtuvieron utilidades por 8,612 mdp. No se dispone de información financiera de CFE Calificados.

La mejora en los resultados financieros de CFE Suministro Básico en 2018 y 2019, se explica al menos parcialmente por dos factores: i) el cambio en la metodología con la que se determinan las tarifas del Suministro Básico; y, ii) el incremento en la transferencia presupuestaria que recibe CFE para cubrir el subsidio a las tarifas domésticas de bajo consumo.

Previo a noviembre de 2017, las tarifas del suministro básico comerciales e industriales se determinaban con base en una fórmula que, si bien tenía una elevada correlación, no necesariamente correspondía exactamente a los costos de generación. A partir de noviembre de 2017, la metodología tarifaria hace un traslado de los costos de generación observados a la tarifa. Es decir, a partir de 2017 la tarifa incluye todos los costos de suministro considerados como eficientes.

Si bien el dinero es fungible, el monto de las utilidades en 2009 de CFE Suministro Básico (32,706 mdp) es similar a la ganancia por la reventa de la energía de los PIE a sus usuarios (34,893 mdp).

Cuadro II.8. Margen de CFE Suministro Básico por compras de energía a PIE  
(millones de pesos)

Concepto	2019	Enero-Mayo 2020
A. Energía comprada PIE (GWh)	89,527	36,494
B. Cargo por generación Suministro Básico (\$/MWh)	1,291	1,327
C. Costo unitario PIE (\$/MWh)	901	1,121
D.[=A*(B-C)] Margen PIE (mdp)	34,893	7,496

Fuente: Elaboración propia con datos de Memorias de Cálculo de las Tarifas Finales de Suministro Básico y Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2018, p.212.

En cuanto a los resultados financieros para 2019 de CFE Transmisión y CFE Distribución, cabe hacer notar que los ingresos obtenidos por la venta de servicios fueron superiores al Ingreso Requerido que se empleó para el cálculo de las tarifas que cobran por sus servicios. Es decir, las dos empresas tuvieron mayores ingresos a los aprobados. El excedente para CFE Transmisión fue de 11,859 mdp y de 19,914 mdp para CFE Distribución. Una razón que puede explicar esto es que el regulador, CRE, sobreestimó las tarifas. Es decir, las tarifas deberían bajar en el futuro, de seguirse las mejores prácticas internacionales de regulación económica.<sup>13</sup>

Cuadro II.9. Ingresos por Venta de Servicios y Requerido para Cálculo de Tarifas  
(millones de pesos)

Concepto	Monto
CFE Transmisión	
Ingresos por Venta de Bienes y Servicios	67,760
Ingreso Requerido para el cálculo de tarifas	55,901
Excedente de ingresos	11,859
CFE Distribución	
Ingresos por Venta de Bienes y Servicios	121,868
Ingreso Requerido para el cálculo de tarifas	101,954
Excedente de ingresos	19,914

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Memoria de Cálculo de la Tarifa del Servicio Público de Transmisión de energía eléctrica (2016 - 2020), Memoria de Cálculo de la Tarifa del Servicio Público de Distribución de energía eléctrica (2016 - 2020) y Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Cuenta de la Hacienda Pública para el año 2019.

Ya hemos analizado la situación financiera de tres subsidiarias de CFE (CFESSB, Transmisión y Distribución). Toca ahora analizar las actividades de generación. El Informe Anual 2018 de la CFE atribuye el desempeño financiero de sus subsidiarias de generación I a IV y VI a la incapacidad para cubrir la energía comprometida en los Contratos Legados para el

<sup>13</sup> Para los años previos la información de los estados financieros de estas subsidiarias refleja los efectos de reasignaciones y operaciones entre subsidiarias y corporativo que no permiten hacer una comparación razonable de los ingresos.

Suministro argumentando que tuvieron que comprar la energía faltante a precios de mercado.<sup>14</sup> La razón por la que no pudieron cubrir la energía comprometida se derivó del mantenimiento insuficiente y envejecimiento de las plantas. También señala que, por el deterioro en su rendimiento técnico, dichos Contratos suponen eficiencias térmicas que no corresponden a la realidad operativa del promedio de las plantas de la CFE; es decir que los contratos suponen plantas más eficientes de lo que en realidad son. Puntualmente:<sup>15</sup>

*Mantenimiento insuficiente y envejecimiento de componentes llevaron a pérdidas de productividad que se aprecian en disminuciones de la eficiencia térmica, de la potencia, de la confiabilidad y de la disponibilidad de las centrales generadoras. Tan solo CFE Generación III vio incrementadas las fallas y los decrementos en 100% con respecto a su meta.*

*Entre los problemas del Contrato Legado se encuentran un reconocimiento de costos variables que asumió eficiencias térmicas que no corresponden a la realidad operativa del promedio de las plantas de la CFE, que por razones antes expuestas estaban inmersas en un proceso de deterioro en su rendimiento técnico. ...*

*... al no poder ejecutarse los planes de inversión y mantenimiento al ritmo adecuado, las empresas de generación tuvieron que comprar energía a precios de mercado (más altos) para cubrir la energía que no lograron suministrar, comprometida en los instrumentos del Contrato Legado, lo que los llevó a desembolsos que gravitaron contra sus finanzas.*

En conclusión, la actividad de generación es la que presenta una situación financiera precaria como consecuencia del envejecimiento de sus plantas y el mantenimiento insuficiente de las mismas.

### II.3. La CFE en un ambiente de competencia

El marco jurídico y regulatorio actual incluye medidas que han fortalecido a la CFE como se menciona y analiza en la sección anterior, medidas que le han reportado ingresos adicionales por alrededor de 450,000 mdp. En este aspecto conviene mencionar que además de no existir evidencia alguna para argumentar que uno de los objetivos de la reforma energética de 2013, y las políticas públicas que se instrumentaron a partir de ella, hubieran tenido como objetivo debilitar a la CFE, la exposición de motivos de la LIE afirma que uno de los objetivos era fortalecer a la CFE.

---

<sup>14</sup> Por medio de los Contratos Legados para el Suministro Básico se vende la energía de las centrales de CFE y PIE a mediano y largo plazo a CFE Suministro Básico.

<sup>15</sup> Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2018, Mensaje de la Administración.

Lo que sí se puede demostrar es que los programas del sector eléctrico preveían la incorporación de nueva capacidad de generación por parte de la EPE, tanto de centrales operadas por ella como de centrales PIE. Estas incorporaciones no se dieron.

Como se aprecia en el siguiente cuadro, todos los Programas de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (Prodesen) emitidos han incluido adiciones de capacidad de las centrales de generación de CFE para los 15 años de su horizonte de planeación. Estos contemplan al menos 14 GW, lo que equivalía a alrededor del 20% de la capacidad instalada al cierre de 2018. El monto estimado de las inversiones en generación es cercano a los \$300,000 mdp en todos los escenarios del Prodesen. Para los PIE, las adiciones de capacidad en el Prodesen 2016-2030 son 4.4 GW. Esto se captura en el componente de generación del Prodesen conocido como Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).

Cuadro II.10 Capacidad Adicional de Generación por Modalidad (MW)

	Prodesen 2015-2029		Prodesen 2016-2030		Prodesen 2019-2033	
	MW	%	MW	%	MW	%
CFE	16,397	27.3	15,878	27.8	13,935	19.8
PIE	2,978	5.0	4,405	7.7	1,652	2.3
Autoabastecimiento	12,494	20.8	9,565	16.7	2,266	3.2
Pequeña Producción	1,584	2.6	3,165	5.5	280	0.4
Cogeneración	4,941	8.2	5,042	8.8	355	0.5
Generadores LIE	21,448	35.8	3,966	6.9	51,824	73.7
Otros <sup>1/</sup>	143	0.2	15,101	26.4	0	0.0
<b>Total</b>	<b>59,986</b>	<b>100.0</b>	<b>57,122</b>	<b>100.0</b>	<b>70,312</b>	<b>100.0</b>

1/Incluye Importación y Exportación

Fuente: Secretaría de Energía, Programas de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033.



Cuadro II.11. Inversión de los Proyectos de Generación por Modalidad  
(millones de pesos)

	Prodesen 2015-2029		Prodesen 2016-2030		Prodesen 2017-2031	
	mdp	%	mdp	%	mdp	%
<b>CFE</b>	<b>303,653</b>	<b>18.6</b>	<b>297,698</b>	<b>17.7</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>
<b>PIE</b>	<b>51,469</b>	<b>3.2</b>	<b>84,852</b>	<b>5.0</b>	<b>53,986</b>	<b>3.2</b>
Autoabastecimiento	196,900	12.1	319,008	18.9	202,410	12.0
Pequeña Producción	59,571	3.7	171,590	10.2	83,347	5.0
Cogeneración	10,873	0.7	96,363	5.7	42,360	2.5
LIE	29,143	1.8	72,825	4.3	270,129	16.0
Otros 1/	2,130	0.1	161,969	9.6	8,642	0.5
Genérico			479,281	28.5	660,672	39.2
Sin permiso					333,679	
Presupuesto no identificado	975,713	59.9				
<b>Total</b>	<b>1,629,452</b>	<b>100</b>	<b>1,683,587</b>	<b>100.0</b>	<b>1,655,225</b>	<b>100.0</b>

1/Incluye Importación y Exportación

Fuente: Secretaría de Energía, Programas de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033.

La evolución prevista de las adiciones de capacidad de CFE y de los generadores privados del régimen previo a 2014 obedece a que se incorporaron en el Prodesen tal como se habían planeado. Es decir, el régimen legado respeta los contratos en sus términos, pero los permisos no son renovables y su capacidad no puede modificarse ni se otorgan nuevos.

En otras palabras, el régimen legado es un régimen cerrado. Por disposición de la LIE, actualmente no se otorgan nuevos permisos bajo el régimen legado, con posterioridad a su entrada en vigor sólo se otorgaron a aquellas solicitudes presentadas antes del 14 de agosto de 2014 y que cumplían con todos los requisitos establecidos en la LIE. También por disposición, salvo por fuerza mayor documentadas y aprobadas por la CRE, todas las centrales bajo ese régimen deben operar completamente en forma comercial desde el 31 de diciembre de 2019, los que no, sus contratos de interconexión les serán cancelados y deberán operar bajo el nuevo régimen. Así, esos permisos se irán extinguiendo con el paso del tiempo sin violentar los derechos adquiridos o la certidumbre regulatoria. Por lo tanto, esa capacidad tiene fecha de caducidad y los permisos irán desapareciendo conforme a los vencimientos de los contratos respectivos.

La mayoría de las inversiones reportadas en Prodesen para CFE y PIE corresponden a proyectos incluidos en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2014. Conforme a las disposiciones transitorias de la LIE, estos proyectos pueden celebrar Contratos Legados para el Suministro Básico. De igual forma que los proyectos bajo régimen legado, su monto o relevancia se agotan a lo largo del tiempo.

Es importante destacar que para la generación, el Prodesen es de carácter indicativo, esto es, no es vinculatorio para ninguno de los participantes de mercado. El programa no limita de manera alguna a la CFE o cualquier otro generador operando bajo la LIE.

Por otra parte, los montos de inversión mencionados no incluyen las inversiones estimadas para la expansión de las redes nacionales de transmisión y distribución. Cuando se incluyen los montos de inversión en redes, la infraestructura adicional de CFE equivale a alrededor de 800,000 mdp para los 15 años del plan, en promedio 53,300 mdp por año. El Prodesen era inicialmente vinculatorio para transmisión y distribución. Sin embargo, las obras y montos requeridos no se dieron conforme a lo planeado. Esto representa uno de los mayores retos del sistema eléctrico en su totalidad.

Cuadro II.12. Evolución de la Inversión Estimada por Concepto  
(Millones de pesos)

Concepto	Prodesen 2015-2029	Prodesen 2016-2030	Prodesen 2017-2031	Prodesen 2018-2032
Generación	1,629,452	1,683,587	1,655,225	1,692,368
<b>CFE</b>	<b>303,653</b>	<b>297,698</b>	n.d.	n.d.
Resto	1,325,798	1,385,889	n.d.	n.d.
Transmisión	219,941	260,401	219,463	173,615
Distribución	255,709	301,322	165,218	137,915
<b>Total</b>	<b>2,105,102</b>	<b>2,245,310</b>	<b>2,039,906</b>	<b>2,003,898</b>
<b>Promedio Anual</b>	<b>140,340</b>	<b>149,687</b>	<b>135,994</b>	<b>133,593</b>
Transmisión + Distribución (mdp)	475,650	561,723	384,681	311,530
Promedio anual T & D (mdp)	31,710	37,448	25,645	20,769
Transmisión + Distribución (%)	22.6	14.3	18.9	15.5
<b>Total CFE (mdp)</b>	<b>779,304</b>	<b>859,421</b>		
Total CFE (% Total)	37.0	21.9		
Promedio anual T & D	51,954	57,295		

Fuente: Secretaría de Energía, Programas de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033.

Para poner en la perspectiva de las finanzas públicas las inversiones requeridas en el sector eléctrico, en el Prodesen 2018-2032 las inversiones se estiman en 2 billones de pesos para los siguientes 15 años, un promedio de 133,593 mdp por año (0.6% del PIB de 2018), de los cuales el 84% corresponde a generación (0.5% del PIB). Si las subsidiarias de generación de CFE realizaran también la inversión que se espera hagan los generadores privados (0.4% del PIB) sin incurrir en endeudamiento, el balance primario del sector público para 2020 se reduciría a la mitad. Distraer recursos de la CFE para generación sin invertir en transmisión y distribución, que son exclusivas del estado es difícil de justificar como política pública, tanto para el sector como para la economía en general.

## II.4. Generación Privada y Tarifas de Suministro Básico

### II.4.1. Capacidad de Generación de la CFE y Requerimientos del Sistema

Los generadores privados no desplazan la generación de CFE, ni cara ni barata. La CFE no tiene la capacidad para atender al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El SEN se compone de cuatro sistemas: el Interconectado Nacional, el de Baja California, el de Baja California Sur y el de Mulegé.

Al recordar que la demanda de energía eléctrica no es uniforme en el tiempo, es claro que en cualquier sistema el parque de generación debe ser suficiente para atender el pico de la demanda, con una reserva suficiente que cumpla con el margen requerido por la Secretaría de Energía. Al comparar con la demanda de cada uno de los sistemas se observa que:

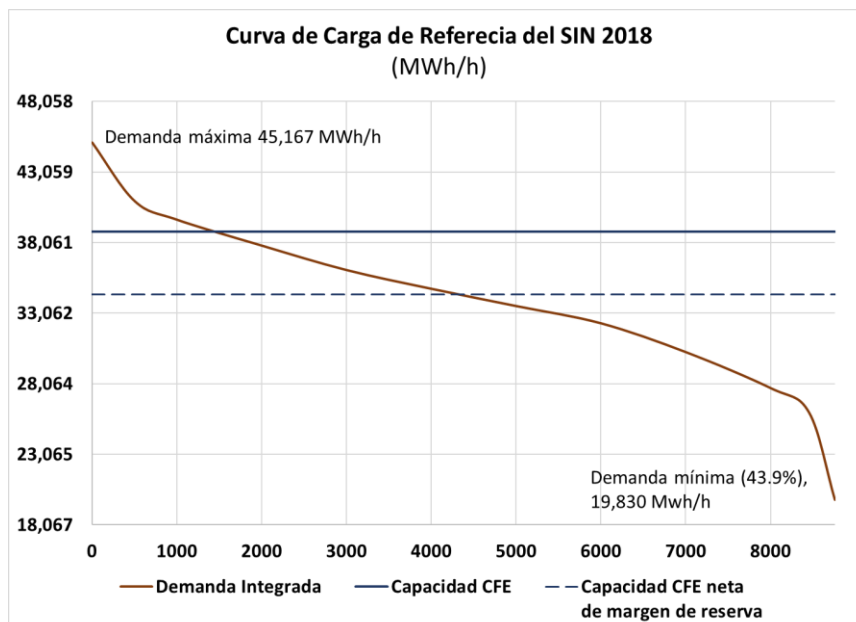
- La capacidad de las centrales de la CFE no es suficiente para suministrar el consumo y demanda pico del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
  - La demanda máxima observada es de 45,167 MW; CFE tiene instalados 38,836 MW. Al considerar la aportación de los PIE, la capacidad total es 51,459 MW.
  - Cumplir también con el margen de reserva de planeación establecido por la Secretaría de Energía de 13%, cuando la demanda es máxima se necesita una capacidad de 51,039 MW.
  - Sin margen de reserva, la capacidad instalada de la CFE es insuficiente para satisfacer la demanda alrededor del 17% del tiempo (1460 de 8,760 horas al año). Ello habría ocurrido en los meses de abril a octubre. Ver gráficas II.1 y II.2.
  - Manteniendo el margen de reserva (13%), la capacidad instalada de CFE permitiría atender una demanda de hasta 34,368 MW. Sin embargo; la demanda fue mayor a ese valor casi la mitad del tiempo (4,350 horas). En ningún mes del año se habría cumplido con el margen de reserva durante las horas de demanda máxima.
- Para el sistema de Baja California, la situación es similar.
  - La demanda máxima del sistema es de 2,863 MW; la capacidad instalada de CFE es de 1,842 MW. Para cubrirla es necesario contar con la capacidad de los PIE (783 MW), de autoabastecimiento (90 MW) y de generadores con permiso LIE (195 MW). La capacidad total de ese sistema de 2,910 MW.
  - Para cumplir también con el margen de reserva de planeación se requeriría una capacidad de 3,235 MW; es necesario hacer uso de la interconexión con el sistema de California.

Cuadro II.13. Consumo (GWh), Demanda y Capacidad Instalada por Sistema (MW) 2018

	Sistema Interconectado Nacional	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	Total
<b>Consumo (GWh)</b>	<b>300,787</b>	<b>14,536</b>	<b>2,759</b>	<b>155</b>	<b>318,237</b>
Demanda Máxima	45,167	2,863	500	29	
<b>Demanda Máxima y Margen de Reserva de 13%</b>	<b>51,039</b>	<b>3,235</b>	<b>565</b>	<b>33</b>	
<b>Capacidad Total Sistema</b>	<b>66,305</b>	<b>2,910</b>	<b>739</b>	<b>98</b>	<b>70,052</b>
CFE+PIE	51,459	2,625	684	98	
<b>CFE</b>	<b>38,836</b>	<b>1,842</b>	<b>684</b>	<b>98</b>	<b>41,460</b>
PIE	12,623	783			13,406
Autoabasto	7,705	90			7,795
Cogeneración	2,687				2,687
Pequeño productor	30		55		85
Generador	4,424	195			4,619

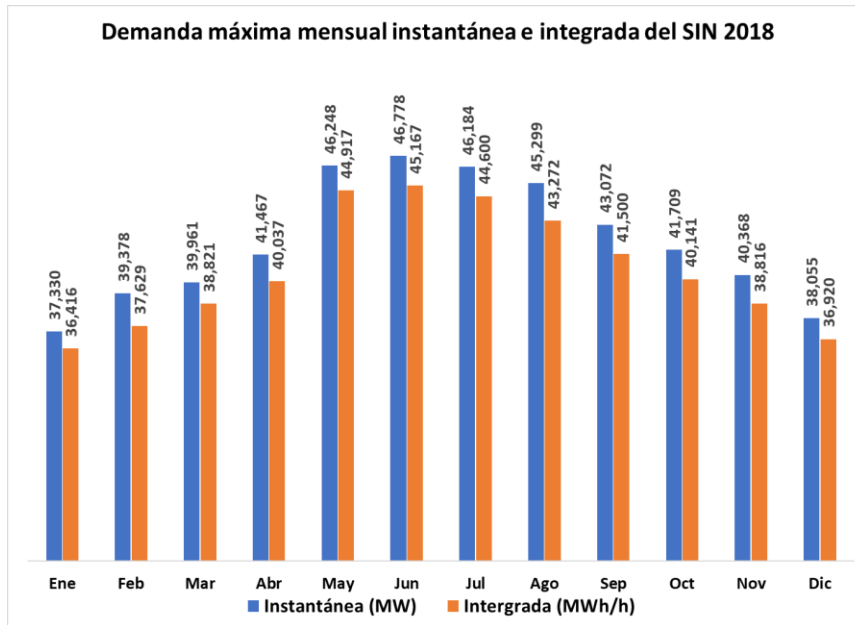
Fuente: Elaboración propia con información de Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2019-2033, p.25, 38 y 43.

Gráfica II.1 Curva de Carga de Referencia del SIN 2018



Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2019-2033.

Gráfica II.2 Curva de Carga de Referencia del SIN 2018

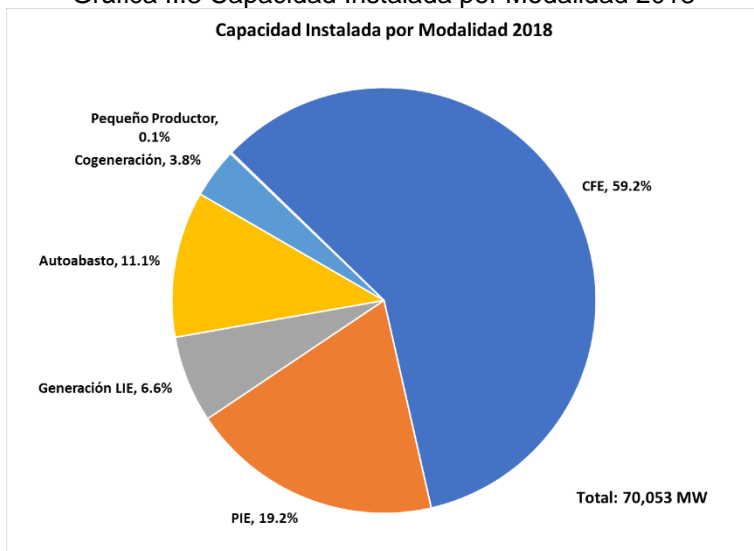


Fuente: Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2019-2033.

En las gráficas a continuación se muestra la composición del parque de generación tanto por propietario o modalidad, como por tecnología de generación. En ellas se puede apreciar que en 2018 la CFE contribuyó con el 54.2% de la energía eléctrica generada en el Sistema Eléctrico Nacional la CFE y con 59.2% de la capacidad instalada. Por su parte, las sociedades de autoabasto participan en el SEN con 11.1% de la capacidad y 9.2% de la generación.

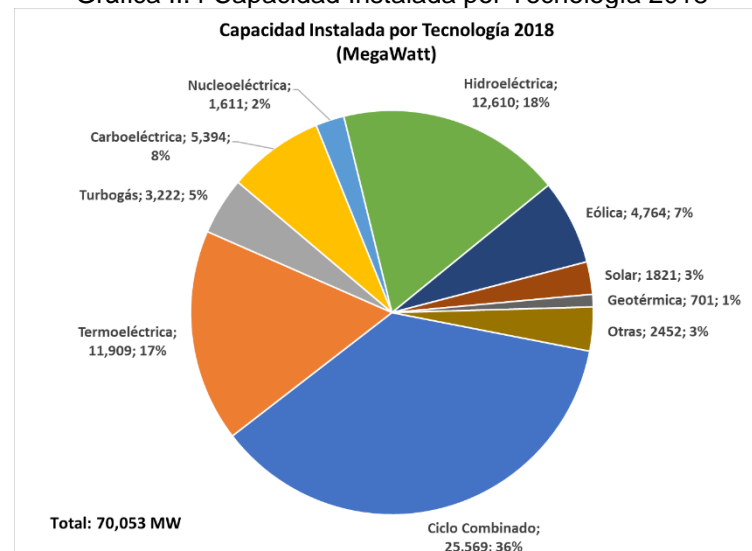
Las centrales PIE tienen una participación de 19.2% en la capacidad y de 30.1% en la generación. Mientras que la capacidad de generación de la CFE representa 59.2% del total y su generación el 54.2%. La diferencia entre capacidad y generación para los privados se explica porque se despachan más al tener menores costos. En el caso de la CFE, el porcentaje de generación es menor porque la energía hidráulica tiene muy bajos factores de disponibilidad. Las centrales de CC tienen una disponibilidad muy alta (>90 %) y dado que tienen un costo bajo; frecuentemente están en base por lo que resulta en factores de planta muy altos. Las centrales hidráulicas, si contaran con agua podrían tener disponibilidades altas, pero como no hay agua suficiente, resultan en disponibilidades de facto muy bajas (a veces < 30 %). Las plantas de la CFE tienen disponibilidades bajas por que tienen muchas salidas forzadas; además de eso, por tener costos altos, no son despachadas lo que resulta en factores de planta bajos. Lo anterior es particularmente claro en las turbogas que se utilizan durante los picos de demanda. Es decir, por definición tendrán factores de planta muy bajas por que se despachan muy poco. Ello se aprecia la gráfica II.7

Gráfica II.3 Capacidad Instalada por Modalidad 2018



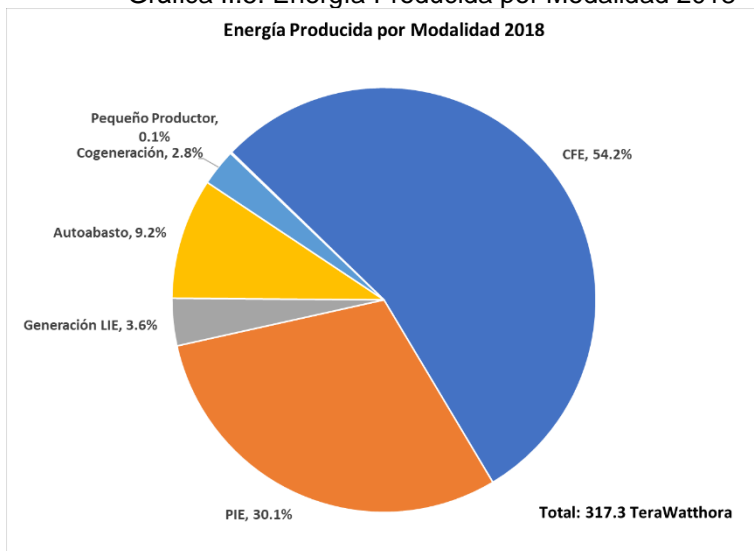
Fuente: Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2019-2033.

Gráfica II.4 Capacidad Instalada por Tecnología 2018



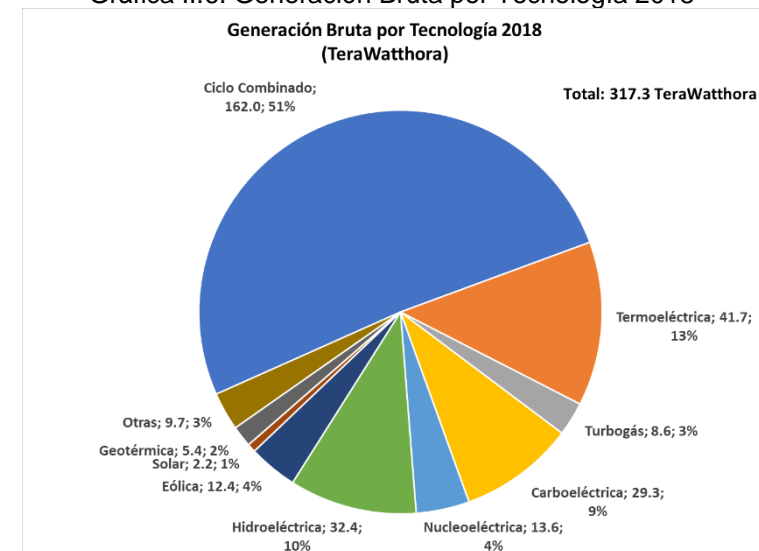
Fuente: Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2019-2033.

Gráfica II.5. Energía Producida por Modalidad 2018



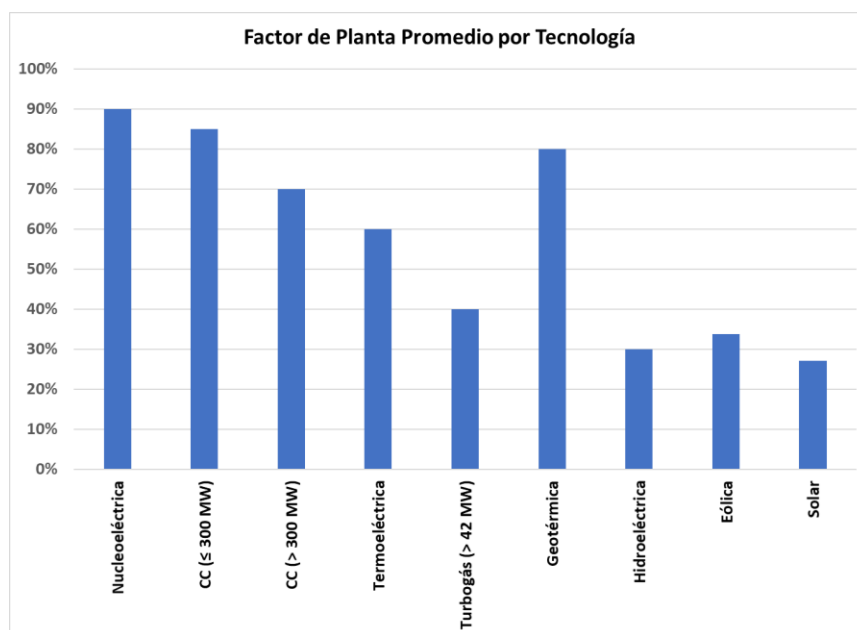
Fuente: Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2019-2033.

Gráfica II.6. Generación Bruta por Tecnología 2018



Fuente: Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2019-2033.

Gráfica II.7. Factor de Planta Promedio por Tecnología



Fuente: [Hidroeléctrica] Comisión Federal de Electricidad, COPAR 2017, [Eólica y Solar] Centro Nacional de Control de Energía, Sistema de Información del Mercado; [Resto] Generación; Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2018-2033, Tabla 4.2.4.

#### II.4.2. Costos de generación

Uno de los elementos más importantes para entender el sistema eléctrico mexicano son los costos de generación. A continuación, se detalla como durante el periodo para el que hay información desagregada, las centrales privadas (ya sean PIEs o de las Subastas de Largo Plazo (SLP)) han tenido menores costos que las de CFE. Esto ha significado que los costos de la energía en las Tarifas Finales del Suministro Básico (TFSB) sean menores a los que se observarían si toda la energía la hubieran generado las plantas de CFE.<sup>16</sup>

Si en 2019 CFE Suministro Básico hubiera comprado los 97,169 GWh adquiridos de centrales PIE (89,527 GWh) y SLP (7,632 GWh) a las plantas de CFE, el costo de esa energía habría sido de 138,528 mdp en lugar de 85,100 mdp que costaron; un aumento de 63%. Ello debido a los mayores costos unitarios de las centrales de CFE y bajo el supuesto, muy poco realista, de que las centrales de CFE hubieran tenido la capacidad para producir toda la energía del sistema. Como se mostró antes CFE no dispone de capacidad propia para satisfacer toda la demanda del sistema.

<sup>16</sup> Sólo se identificó información de los costos de generación desagregada entre centrales operadas por CFE y PIE a partir de enero de 2019. Si bien durante 2018 hubo un efecto directo uno a uno, las memorias de cálculo de las tarifas finales de suministro básico de la CFE no contienen información desagregada.

Se dispone de información de costos de generación de centrales de CFE y privadas desde enero de 2019 a mayo de 2020. No obstante, la información para los primeros meses de 2020 presenta variaciones inconsistentes con el comportamiento de los precios de los combustibles y la generación durante ese periodo. Aunque cualitativamente es el mismo comportamiento que se observó durante el año anterior.

Durante 2019, CFE Suministro Básico adquirió de las centrales eléctricas de CFE el 55.9% de la energía, de los Productores Independientes de Energía (PIE) el 33.6%, de las subastas de largo plazo (SLP) 2.9% y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) el 7.6%. La energía proveniente de las centrales de CFE y de los PIE se adquiere a través de los Contratos de Cobertura Legados.

En el cuadro II.14 se observa que en 2019 los costos unitarios de la energía eléctrica adquirida por CFE Suministro Básico fueron:

- Centrales de CFE de 1,426 pesos \$/MWh
- Centrales PIE de 901 \$/MWh, 63% del costo de las centrales de CFE
- SLPs 583 \$/MWh, 41% del costo de las centrales de CFE
- MEM de 2,284 \$/MWh

Con ello el costo de generación unitario promedio incluido en las TFSB fue de 1,291 \$/MWh. Debe observarse que las tecnologías eólica y fotovoltaica no proveen potencia –capacidad de generación controlable a voluntad del operador– el resto sí. Dado que, en principio, el costo de la potencia estaría asociado a los costos fijos de la central, una posibilidad para comparar los costos de generación controlando por la potencia, es contrastar los costos variables de las tecnologías que sí la proveen con los costos totales de las que no. En el cuadro II.14 se observa que mientras las centrales de CFE en 2019 tuvieron un costo variable de 931 \$/MWh, el costo total de las centrales ganadoras de las SLP fue de 583 \$/MWh.

Cabe notar en el siguiente cuadro, que la CRE en sus memorias de cálculo de las tarifas finales de suministro básico reporta el mismo costo para todas las centrales de las SLP sin distinguir la tecnología.



Cuadro II.14. Costos de Generación para el Suministro Básico 2019

Tecnología	Energía contratada	Costos			Costo Unitario		
		Fijo	Variable	Total	Fijo	Variable	Total
	(GWh)	(mdp)	(mdp)	(mdp)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	(\$/MWh)
<b>Centrales CFE</b>							
<b>Ciclo Combinado</b>	<b>45,022</b>	<b>26,519</b>	<b>38,099</b>	<b>64,619</b>	<b>589</b>	<b>846</b>	<b>1,435</b>
<b>Térmicas</b>	<b>69,860</b>	<b>33,141</b>	<b>86,331</b>	<b>119,472</b>	<b>474</b>	<b>1,236</b>	<b>1,710</b>
Carboeléctrica y nuclear	44,179	20,188	43,714	63,902	457	989	1,446
Termoeléctrica convencional	19,590	9,289	29,918	39,207	474	1,527	2,001
Combustión interna	1,258	663	3,307	3,969	527	2,628	3,155
Turbogás	4,833	3,001	9,393	12,394	621	1,943	2,564
<b>Hidroeléctricas en gran escala</b>	<b>25,275</b>	<b>11,018</b>	<b>8,359</b>	<b>19,377</b>	<b>436</b>	<b>331</b>	<b>767</b>
<b>Hidroeléctricas en mediana y pequeña escala</b>	<b>2,992</b>	<b>1,462</b>	<b>734</b>	<b>2,196</b>	<b>489</b>	<b>245</b>	<b>734</b>
<b>Intermitentes</b>	<b>910</b>	<b>244</b>	<b>740</b>	<b>984</b>	<b>268</b>	<b>814</b>	<b>1,082</b>
Eólicas	105	44	85	128	419	807	1,225
Solares	10	7	14	21	687	1,351	2,038
Minihidro intermitente	795	193	642	835	243	808	1,051
<b>Geotérmicas</b>	<b>4,885</b>	<b>1,241</b>	<b>4,471</b>	<b>5,712</b>	<b>254</b>	<b>915</b>	<b>1,169</b>
<b>Total Centrales CFE</b>	<b>148,943</b>	<b>73,626</b>	<b>138,734</b>	<b>212,360</b>	<b>494</b>	<b>931</b>	<b>1,426</b>
<b>Centrales PIE</b>							
Ciclo Combinado	87,454	19,548	57,673	77,221	224	659	883
Eólicas	2,073	9	3,423	3,432	4	1,651	1,655
<b>Total Centrales PIE</b>	<b>89,527</b>	<b>19,557</b>	<b>61,096</b>	<b>80,653</b>	<b>218</b>	<b>682</b>	<b>901</b>
<b>Subastas de Largo Plazo</b>							
<b>Intermitentes</b>	<b>7,303</b>	<b>0</b>	<b>4,256</b>	<b>4,256</b>	<b>0</b>	<b>583</b>	<b>583</b>
Eólicas	2,665	0	1,553	1,553	0	583	583
Solares	4,639	0	2,703	2,703	0	583	583
<b>Geotérmicas</b>	<b>329</b>	<b>0</b>	<b>191</b>	<b>191</b>	<b>0</b>	<b>583</b>	<b>583</b>
<b>Total Subastas de Largo Plazo</b>	<b>7,632</b>	<b>0</b>	<b>4,447</b>	<b>4,447</b>	<b>0</b>	<b>583</b>	<b>583</b>
<b>Mercado Eléctrico Mayorista</b>	<b>20,302</b>	<b>0</b>	<b>46,366</b>	<b>46,366</b>	<b>0</b>	<b>2,284</b>	<b>2,284</b>
<b>Total Suministro Básico</b>	<b>266,404</b>	<b>93,183</b>	<b>250,644</b>	<b>343,826</b>	<b>350</b>	<b>941</b>	<b>1,291</b>

GWh.- Gigawatthora; mdp.- Millones de pesos; MWh.- MegaWattthora

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Memorias de Cálculo de Tarifas de Suministro Básico 2019.

Por lo anterior, una comparación más adecuada de los costos de generación privada con los de la CFE, tomaría en cuenta la tecnología empleada y su relevancia en los costos. Para el suministro básico, en 2019 la energía producida por los ciclos combinados representó el 49.7% de la energía adquirida por el suministro básico, correspondiendo a los de CFE el 16.8% y a los PIE, 32.8%. La generación térmica representó el 16.6% de la energía. Las energías eólica y solar amparadas por los contratos legados y subastas de largo plazo representaron el 1.8% y 1.7%, respectivamente.

Así, para efectos del costo de la energía para el suministro básico, la comparación entre centrales privadas y de CFE más relevante es entre ciclo combinado, ya que no hay centrales térmicas operadas por generadores privados. Al controlar por la tecnología de generación también se observa que el costo de la energía de las centrales de CFE es mayor a las de las centrales privadas:

- Ciclo Combinado. El costo de las centrales de CFE fue 1,435 \$/MWh; mientras que el de los PIE fue de 883 \$/MWh. Los costos variables observados fueron de 846 \$/MWh y 659 \$/MWh, respectivamente.
- Solar. El costo de las centrales de CFE fue de 2,038 \$/MWh; mientras que de las SLP de 583 \$/MWh.<sup>17</sup>
- Eólica. El costo de las centrales de CFE fue de 1,225 \$/MWh; mientras que el de las SLP 583 \$/MWh y de los PIE de 1,655 \$/MWh.

Controlando nuevamente por la provisión de potencia, se observa que el costo variable de las centrales de ciclo combinado de la CFE fue 45.1% mayor al costo de la energía de las centrales SLP.

Debe recordarse que los costos de las tecnologías solar y eólica han tenido en los últimos años una importante reducción de costos debido al avance tecnológico. Asimismo, la participación de la generación eólica de los PIE en el suministro básico en 2019 fue de 0.8%, por lo que no tuvo un impacto significativo en las tarifas eléctricas.

En el cuadro anterior sobresale el precio unitario de la energía comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista durante 2019, 2,284 \$/kWh. Estas compras deben ser realizadas por la energía no incluida en los Contratos Legados para el Suministro Básico. Su precio 14% mayor a lo pagado por el Suministro Básico a las termoeléctricas convencionales, obedece principalmente a dos factores: i) las centrales que determinan el precio de mercado son termoeléctricas de CFE de mayor costo que no obtuvieron un Contrato Legado para el Suministro Básico; y, ii) la distribución entre los participantes del mercado del déficit de operación del Generador de Intermediación-.

Debe recordarse que no todo el parque existente de la CFE recibió un Contrato Legado para el Suministro Básico, sino sólo aquellas centrales de las que se espera generen mayor valor al Suministrador de Servicios Básicos y con ello menores tarifas a los Usuarios Finales. Asimismo, las centrales más eficientes son las que obtuvieron contratos más largos.<sup>18</sup> También debe recordarse que, como en todos los mercados eléctricos, el precio es igual al de la oferta de la central más costosa despachada. En consecuencia, las centrales menos eficientes de la CFE operan vendiendo directamente su producción en el mercado y determinan el precio marginal. Al pasar el tiempo, se va depurando por eficiencia a las

---

<sup>17</sup>Como se señaló anteriormente, las centrales de tecnología intermitente no entregan potencia, sólo energía.

<sup>18</sup> Ver, Secretaría de Energía, Nota Explicativa Contratos Legados para Suministro Básico.

centrales con Contrato Legado para el Suministro Básico, cuyas compras de energía serían sustituidas por centrales más eficientes derivadas de las subastas. El Programa para el Desarrollo de Sector Eléctrico Nacional 2019-2033 dejó de prever el retiro de centrales.

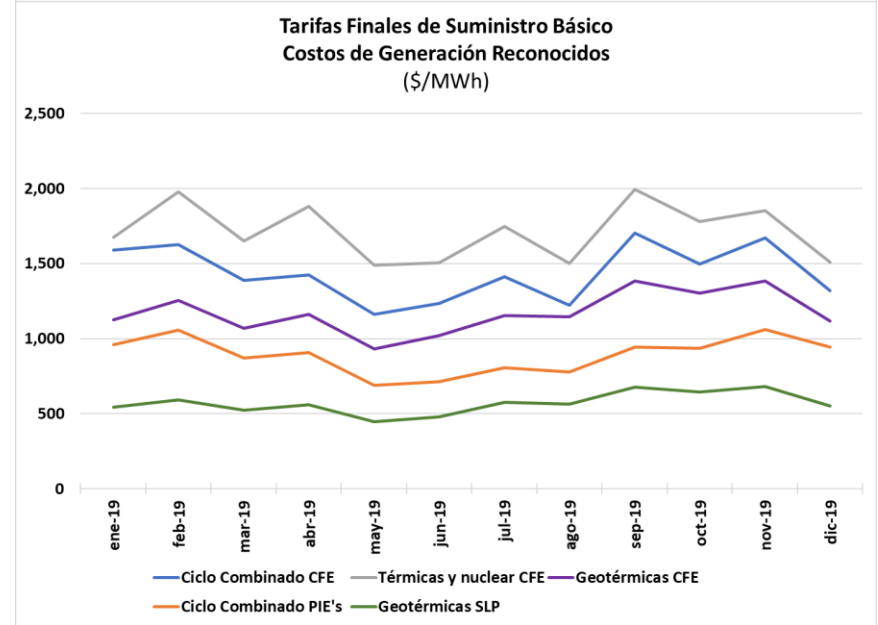
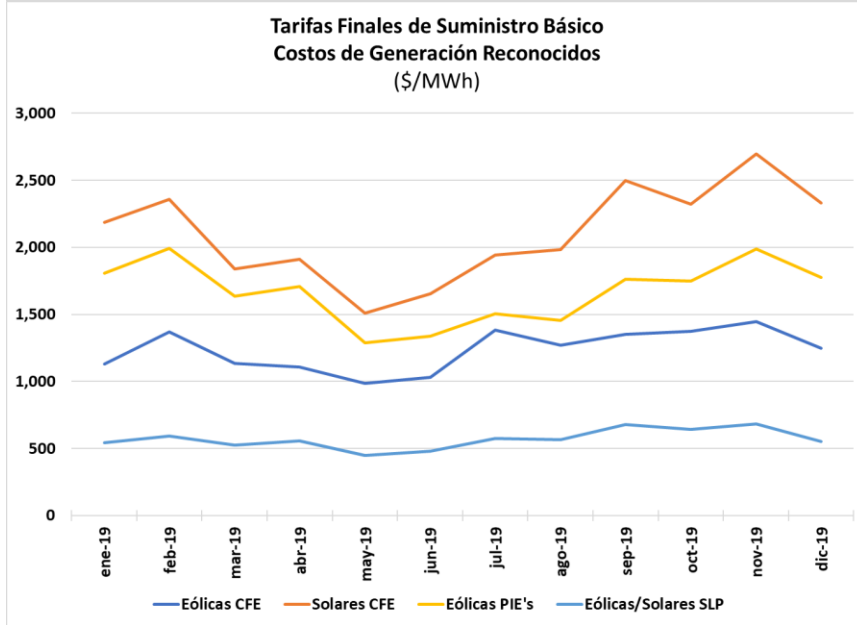
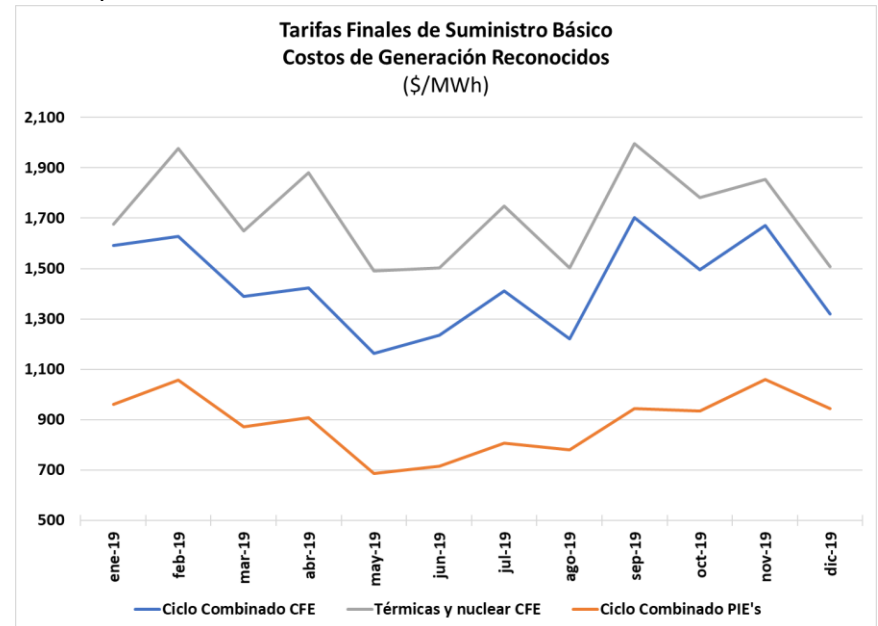
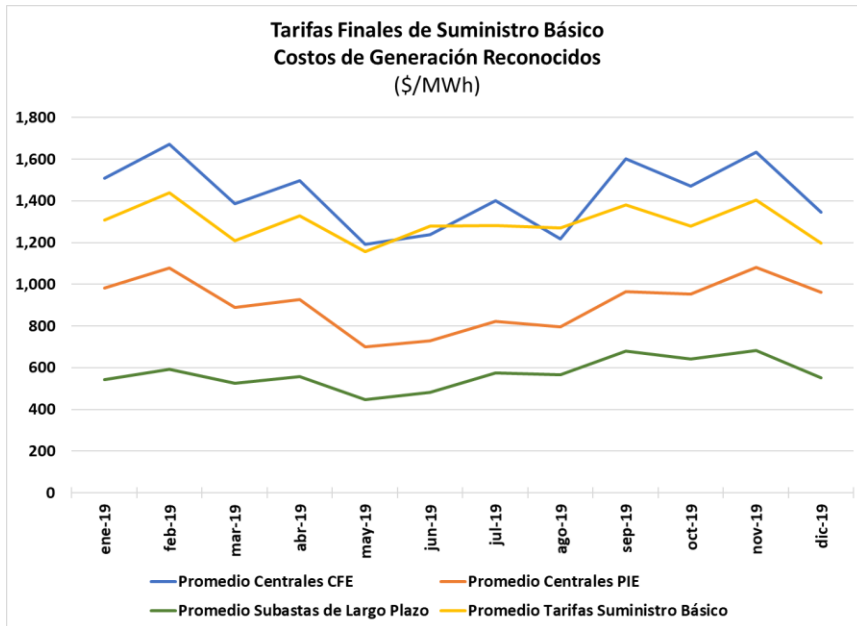
Para resumir este último punto, CFE SSB tiene que comprar energía en el MEM para hacerle frente a la demanda en suministro básico. Compra la diferencia entre lo que tiene contratado a largo plazo y la demanda que tiene que servir. Lo hace a los precios que CFE, en este caso Generación, recibe y determina por ser sus plantas las que marginan con el precio más alto-son viejas e ineficientes-. Estas plantas no son parte del contrato legado precisamente por ser caras e ineficientes.

Este es el dilema principal de la CFE. El suministrador básico tiene como objetivo atender la demanda, especialmente la de los usuarios menos privilegiados, buscando los menores precios posibles. El generador busca los mayores precios posibles que le permitan cubrir sus costos para no incurrir en pérdidas, es indiferente a quien le compra. El precio se determina con el costo del último generador necesario para atender la demanda. Transmisión y distribución reciben una tarifa regulada que le permite recuperar sus costos y asegurar su rentabilidad, misma que es mayor entre más eficiente sea.

Hoy transmisión y distribución son rentables. No sabemos si les permiten usar su rentabilidad para invertir en una red más grande y mejor, ese es otro tema. CFE SSB no tiene pérdidas y CFE Generación tiene pérdidas por ser ineficiente. Generación es un segmento en el que la participación privada y la competencia puede ayudar a reducir esas pérdidas.

Por otra parte, las gráficas a continuación muestran que las diferencias anuales en costos de generación son resultado del comportamiento persistente a lo largo de los meses de los distintos costos de generación.

Grafica II.8. Costos de Generación para el Suministro Básico



Con relación a los costos de la energía eólica producida por los PIE en comparación con los costos de las centrales de CFE y los de las Subastas de Largo Plazo, es necesario tomar en cuenta la acelerada reducción de costos en la tecnología de generación de la energía solar y eólica en los últimos años.

Como se aprecia en el siguiente cuadro las centrales eólicas que operan mediante contratos PIE iniciaron operaciones en 2011 y 2012, desde entonces se ha observado una disminución muy importante en los costos como se aprecia en la gráfica II.9. Por lo tanto, los contratos reflejan la realidad tecnológica de ese momento.

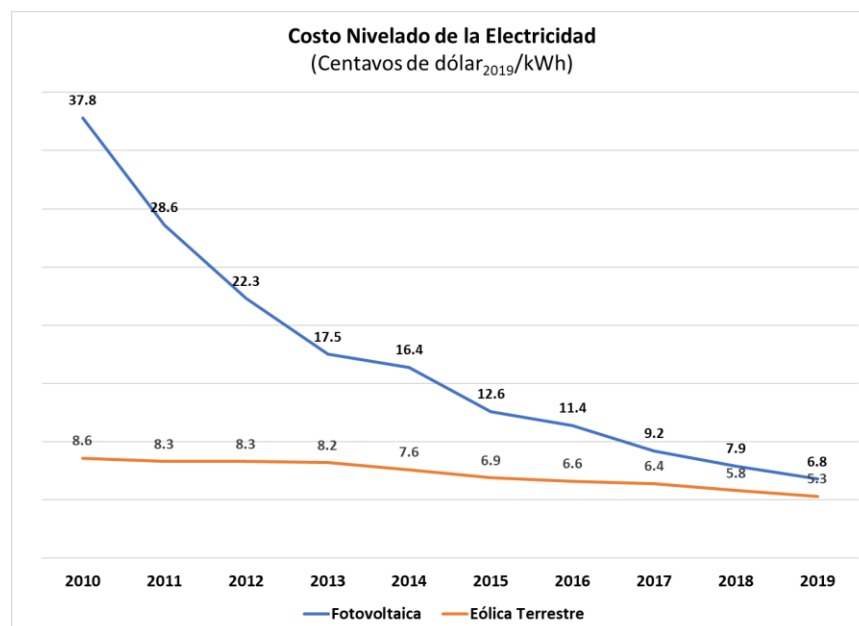
Cuadro II.15. Centrales Externas Legadas Eólicas

Central	Capacidad Nominal (MW)	Inicio de Operación
LA VENTA III	102.85	2011
OAXACA I	102.0	2012
OAXACA II	102.0	2012
OAXACA III	102.0	2012
OAXACA IV	102.0	2012
SURESTE I FASE II	102.0	2015

Fuente: CFE, Informe Anual 2018 y Asociación Mexicana de Energía Eólica.

Entre 2010 y 2019 el costo nivelado de la tecnología eólica se redujo 36.1% (de 8.6 a 5.3 centavos de dólar<sub>2019</sub> por kWh) y la solar 76.2% (de 37.8 a 6.8 centavos de dólar<sub>2019</sub> por kWh).

Grafica II.9. Costo Nivelado de Generación Energía Renovable



Fuente: International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2019 pp. 27 y 29.

### II.4.3. Participación Privada en la Generación y Tarifas de CFE

Al revisar la información pública disponible se encontró que la participación privada en la generación eléctrica ha reducido los costos de esta actividad y favorecido tarifas eléctricas menores, lo cual es claro a partir de diciembre de 2017. A partir de esa fecha, la CRE comenzó a determinar las tarifas. Antes de que la CRE determinara las tarifas, la metodología para su determinación no seguía estrictamente la evolución de los costos de suministro sino un índice de precios de sus principales insumos.

Para los años anteriores a 2017 no existe información pública específica, pero las memorias de cálculo de las tarifas finales de suministro básico permiten hacerlo. En particular, en estas memorias de cálculo se observa que el costo de generación de las centrales de los PIE es menor al de aquellas operadas por la CFE a través de Contratos Legados, que además son las más eficientes de la EPE. Lo anterior es también válido si se controla por tecnología, excepto por los PIE eólicos que representan menos de 1% de la generación y sus costos reflejan su generación tecnológica<sup>19</sup>.

Para el periodo previo a diciembre de 2017, las tarifas eléctricas podrían reflejar en parte los costos de la generación privada a través de la actualización de los ponderadores del índice de precios con que se determinaban. El índice debía ser representativo del parque de generación, por lo que era necesario ajustar sus ponderadores cada cierto tiempo de acuerdo con las adiciones y retiros de plantas. Una parte significativa de las adiciones fueron las centrales PIE. La evidencia empírica no es contundente, pero apunta hacia que las centrales PIE contribuyeron a que hubiese menores costos y menores tarifas durante ese periodo.

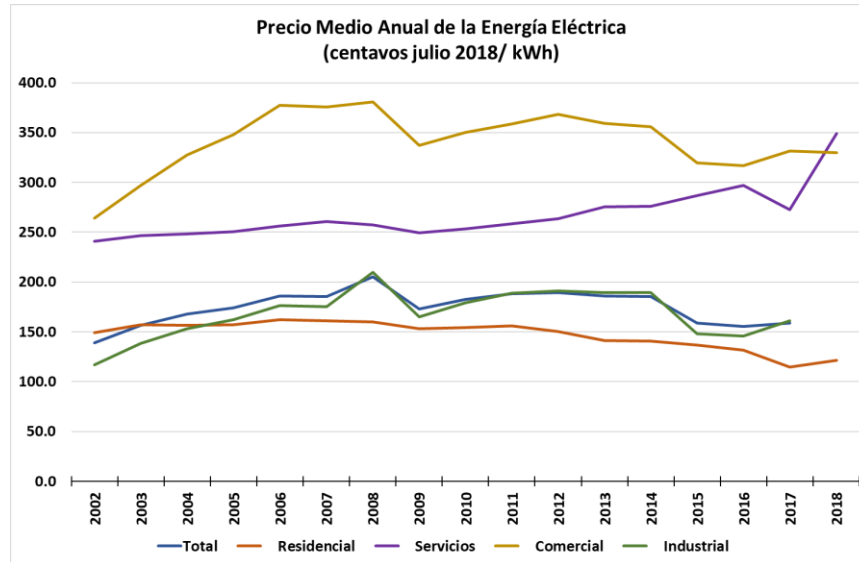
#### II.4.3.1. Evolución de las tarifas

La gráfica II.10 muestra la evolución de 2002 a 2018 de los precios medios anuales (tarifas promedio por kWh) de la energía eléctrica ajustados por inflación para diferentes tipos de consumidores. Se observa, excepto para el sector servicios, una aparente tendencia creciente de 2002 a 2007 o 2008, posiblemente relacionada con los precios de los combustibles empleados en la generación. Posteriormente, se aprecia una tendencia a la baja con precios en 2017 menores a los de 2007 y 2008. Los precios medios anuales de energía eléctrica totales entre 2006 y 2017 disminuyeron 14.7%

---

<sup>19</sup> Como se señaló anteriormente, casi todas estas centrales han operado más de 9 años. Entre 2010 y 2019 el costo nivelado de la tecnología eólica se redujo 36.1%, de 8.6 a 5.3 centavos de dólar2019 por kWh.

Gráfica II.10. Precio Medio Anual de la Energía Eléctrica



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía, Sistema de Información Energética e Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

En el cuadro II.16 se aprecia que después del incremento de 2002 a 2006, entre 2006 y 2017 el precio medio de la energía eléctrica disminuyó 14.7% para el total de los consumidores, con una disminución de 29.4% real para los consumidores residenciales y de 10.8% para la empresa mediana. Como se aprecia en la gráfica II.12, alrededor de 2017 la participación porcentual de la generación PIE en el servicio público se estabilizó alrededor de 2007. No obstante, debido al incremento en los primeros 4 años, entre 2002 y 2017 hubo un incremento en términos reales del precio medio de la energía eléctrica de 14.3%, observándose reducciones para los sectores agrícola y residencial 23.3% y 8% respectivamente, mientras que para la empresa mediana y gran industria hubo incrementos de 29.4% y 43.9%, en ese orden.

Para entender la evolución de los precios medios de la energía eléctrica, conviene recordar que, debido a la importancia de la electricidad en la actividad productiva y la vida cotidiana de las personas, la determinación de sus precios (tarifas) se ve influida por consideraciones de economía política y de finanzas públicas—si hay subsidios involucrados o participación estatal en el suministro. Durante las crisis la contención de las tarifas eléctricas puede utilizarse como un instrumento para mitigar el deterioro del bienestar de la población y facilitar la recuperación económica. Así, observamos que en 2009 se congelaron las tarifas eléctricas residenciales de bajo consumo, lo que implicó una disminución en su valor a precios constantes. En este mismo sentido, el ciclo político puede también influir en el comportamiento de los precios de la electricidad.

Cuadro II.16. Precio Medio Anual de la Energía Eléctrica por Sector Tarifario  
(Centavos de peso de julio de 2018 por Kwh)

	Total	Residencial	Servicios	Comercial	Agrícola	Industrial	Empresa mediana	Gran industria
2002	138.82	149.26	241.13	264.22	63.21	117.03	134.13	92.58
2003	156.27	156.97	246.78	296.99	67.75	138.19	156.07	111.05
2004	167.76	156.44	247.98	327.33	70.02	153.38	171.48	124.87
2005	174.03	157.04	250.55	347.68	74.07	161.95	180.40	132.05
2006	185.98	162.10	256.46	377.43	74.01	176.21	194.63	144.70
2007	185.33	161.10	260.98	375.51	75.61	175.30	194.22	142.52
2008	205.34	160.06	257.18	380.64	78.05	209.98	227.81	177.94
2009	172.92	153.05	249.58	337.41	62.78	165.20	180.43	135.64
2010	182.39	154.31	253.54	349.99	66.99	179.04	195.20	149.88
2011	188.16	155.88	258.69	358.80	73.25	188.91	205.87	160.18
2012	189.28	150.08	263.47	368.56	74.04	190.93	208.79	161.36
2013	186.15	141.42	275.37	359.11	65.41	189.17	205.47	161.08
2014	185.28	140.45	276.21	355.76	57.13	189.39	204.57	161.87
2015	158.74	136.42	287.04	319.61	64.20	147.95	161.72	121.14
2016	155.61	131.73	297.02	316.98	65.36	145.64	158.82	118.74
2017	158.63	114.51	272.62	331.26	58.15	161.22	173.59	133.25
2018	n.d.	121.24	349.02	329.95	55.68	n.d.	209.53	152.86
Var. 2002-2017	14.3	-23.3	13.1	25.4	-8.0	37.8	29.4	43.9
TMCA 2002-2017	0.9	-1.8	0.8	1.5	-0.6	2.2	1.7	2.5
<b>Var. 2006-2017</b>	<b>-14.7</b>	<b>-29.4</b>	<b>6.3</b>	<b>-12.2</b>	<b>-21.4</b>	<b>-8.5</b>	<b>-10.8</b>	<b>-7.9</b>
TMCA 2006-2017	-1.4	-3.1	0.6	-1.2	-2.2	-0.8	-1.0	-0.7

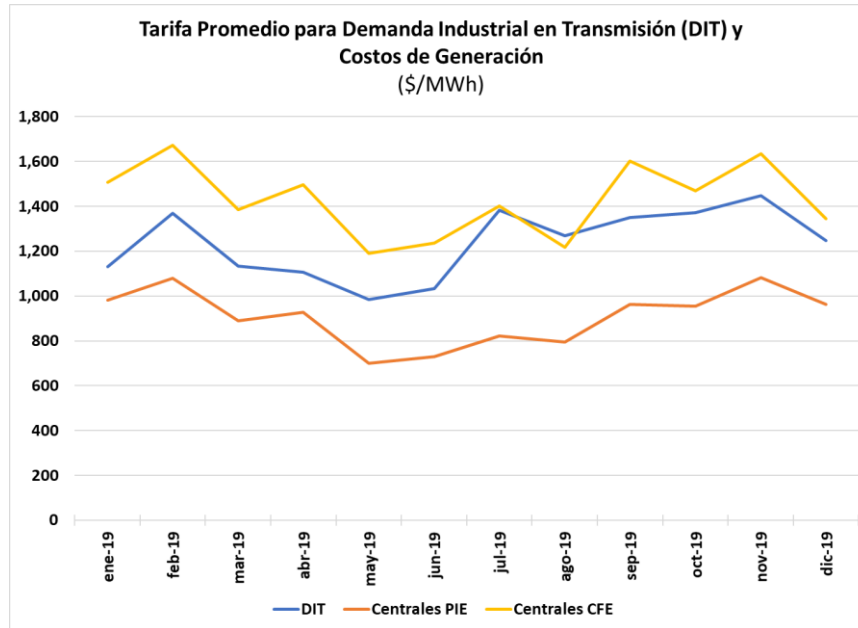
Fuente: Elaboración propia con información del Sistema de Información Energética (datos 2002-2017); Informe Anual 2018, p. 175 (datos 2018) y el Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

El contraste más directo que puede hacerse entre tarifas y costos de generación es con los servicios de suministro básico en los que sólo intervienen las actividades de generación y transmisión. Tal es el caso del servicio para la Demanda Industrial en Transmisión (DIT); corresponde en el esquema tarifario anterior a la categoría HT. Al restar el cargo por transmisión se obtiene el costo de generación implícito en la tarifa de suministro básico.<sup>20</sup> En la gráfica siguiente se muestra la evolución mensual de la tarifa DIT neta del cargo de transmisión y los costos de generación de las centrales PIE y las de CFE. Mientras que los costos promedio de las centrales de CFE sistemáticamente son mayores a la tarifa DIT neta de transmisión, los costos de las centrales PIE se encuentran siempre por debajo de ella. En promedio, en 2019 los costos de generación de los PIE fueron 34% menores a la tarifa DIT neta de transmisión mientras que los de las centrales de CFE fueron 5% mayores.

<sup>20</sup> En sentido estricto, la tarifa incluye las tarifas reguladas del Cenace, de servicio del Suministrador Básico y los servicios conexos fuera del MEM. Sin embargo, estos conceptos son de segundo orden y representan menos del 1% de la tarifa.



Gráfica II.11. Tarifa Media DIT y Costos de Generación

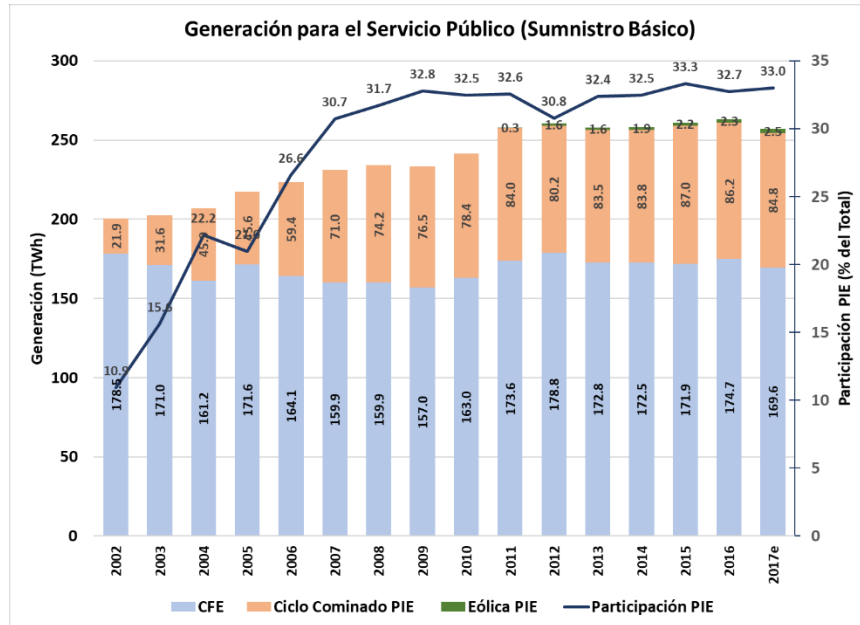


Fuente: Elaboración propia con información de Comisión Reguladora de Energía, Memorias de Cálculo de las Tarifas Finales de Suministro Básico 2019.

#### II.4.3.2. Participación de los PIE en la generación para el servicio público

La gráfica a continuación muestra la evolución de la generación y la participación de los generadores PIE para el Servicio Público, Suministro Básico después de 2014. Como se puede apreciar después del rápido incremento en su participación, a partir de 2007 su participación en la generación se ha mantenido entre el 30% y 33%. Es de recordar de la sección II.4.1, que en 2018 la CFE contribuyó con el 54.2% de la energía eléctrica generada en el Sistema Eléctrico Nacional la CFE y con 59.2% de la capacidad instalada.

Gráfica II.12. Generación para el Servicio Público



e.- Estimado con la información reportada para Enero-Abril 2017 y la estacionalidad 2016.  
Fuente: Secretaría de Energía, Sistema de Información Energética.

#### II.4.3.3. Impacto de la participación privada en las tarifas y costos de generación

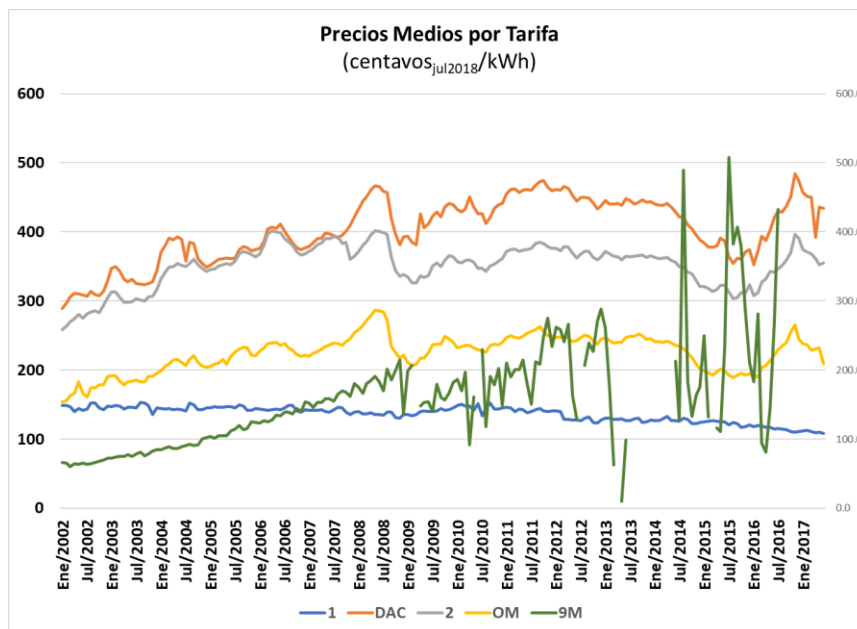
¿La participación privada en la generación eléctrica se ha traducido en incrementos en las tarifas de CFE? Para identificar si ha habido una relación entre la generación privada o sus costos y las tarifas de la CFE, revisaremos brevemente los mecanismos de fijación de tarifas que se han utilizado en los últimos 25 años. El que corresponde al periodo anterior a la expedición de la LIE y como ya se comentó, se caracterizó por estar basado en una fórmula que buscaba emular los costos de provisión, lo que provocaba que en algunos periodos hubiera cierta desconexión entre costos y tarifas.

A diferencia de la mayoría de los bienes y servicios, en el periodo previo a la LIE los precios de la electricidad se determinaban con base en el uso que se le daría a la energía. Sólo las tarifas para uso comercial e industrial y las de uso de doméstico de alto consumo eran fijadas con base en una fórmula que buscaba emular la evolución de los costos de provisión del servicio. Las tarifas residenciales y usos como el riego agrícola se determinaban por medio de un desliz. También, hasta 2008 hubo un incremento sostenido en los precios de los combustibles. De manera que hasta 2009 esperaríamos un incremento del precio medio de la energía en términos reales.

Lo anterior se puede apreciar en la siguiente gráfica, en ella se presenta la evolución de los precios medios de la energía, ajustados por inflación, para 5 tarifas de junio de 2002 a diciembre de 2012. Tres de las tarifas corresponden a baja tensión: 1, doméstica de bajo consumo; 2 comercial y la DAC, doméstica de alto consumo. Por tanto, se esperaba que las tarifas de los 3 servicios fueran las mismas,

no lo son. Dos se aplican a servicios en media tensión; 9M riego agrícola en media tensión y OM ordinaria en media tensión.<sup>21</sup>

Gráfica II.13. Tarifas Medias para usos doméstico, baja tensión y agrícola.



Fuente: Elaboración propia con información del Sistema de Información Energética y el Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

En la gráfica se aprecia que, para las tarifas doméstica y agrícola, además de su bajo nivel, su fijación siguió un desliz que en el primer caso resultó similar a la inflación hasta 2006 por lo que en términos reales se mantuvo constante; mientras que la agrícola también siguió un desliz, pero mayor a la inflación hasta 2006, lo que resultó en un incremento real del precio. Por otra parte, las tarifas DAC, 2 y OM se ajustaron conforme a la fórmula de precios y tienen una evolución paralela durante el periodo. Sin embargo, en 2009 se amplía la diferencia entre ellas, retomándose las trayectorias paralelas. Debe subrayarse que la única diferencia entre los usuarios de la tarifa 1 y los DAC es que los segundos consumen más energía. Es decir, se subsidia a los usuarios de bajo consumo suponiendo que son usuarios de bajos ingresos. Esta es una decisión de política pública que en los últimos años ha tenido un manejo más transparente en cuanto a su monto y retribución a CFE.

El costo de suministro para los usuarios de tarifa 2, pequeños comercios, no tendría por qué ser distinto a los domésticos. Sin embargo, desde 2009 hay una diferencia sistemática en su nivel. La misma consideración aplica entre la tarifa ordinaria en media tensión OM y la 9M para riego agrícola en media tensión.

Durante estos años no existía una relación de corto plazo o explícita entre la participación privada en la generación o sus costos y las tarifas generales. Ello debido a que las tarifas se actualizaban con base

<sup>21</sup> El Sistema de Información Energética, fuente de los datos, no señala algún cambio metodológico u otra razón que explique la elevada volatilidad de la tarifa 9M observada a partir de 2010, en que incluso se reportan algunos valores negativos.

en el comportamiento de un promedio ponderado de los precios de los combustibles según la canasta del pool térmico y de los productos metálicos, maquinaria y equipo y otras manufacturas<sup>22</sup>. El efecto de la generación privada y sus costos se reflejaría implícitamente en las revisiones de los ponderadores.

Es importante recordar algunas de las características que las tarifas reguladas deben tener según la estructura de la industria. El primer requisito es que las tarifas deben lograr la sostenibilidad financiera del suministro, por lo que no deben diferir sistemáticamente de los costos. De otra manera, se generan ganancias o pérdidas que, en el primer caso, deben cubrir los usuarios, y en el segundo, los dueños de la empresa eléctrica deben sufragar a través de subsidios. Si esto no sucede se da la insolvencia del suministrador. El segundo requisito es que deben generarse incentivos a la eficiencia; la forma de lograrlo es distinta según la estructura de la industria.

Antes de 2014 existía un monopolio legal para todas las actividades destinadas al servicio público con la excepción del autoabasto que se excluía por definición de ley (junto con los PIE's y la pequeña producción que de facto abastecían de manera exclusiva a la CFE). Después se permitió la libre participación privada en las actividades de generación, comercialización y suministro calificado<sup>23</sup>, aunque se han otorgado permisos para prestar el suministro de servicios básicos a particulares. En presencia de un monopolio, el traslado de costos elimina los incentivos a la eficiencia, lo que puede llevar a tarifas superiores a las estrictamente necesarias para mantener el servicio con la calidad deseada. Cuando existe un mercado competido en alguna actividad, los incentivos a la eficiencia los impone la competencia y el traslado de costos es posible sin que se pierdan los incentivos.

A partir de la LIE hay una relación de corto plazo y explícita con las tarifas de CFE Suministro Básico. En particular se observa que éstas son menores a las que se tendrían si toda la energía fuera producida por las centrales de CFE debido a que los PIE tienen costos menores. Con la metodología aplicada desde diciembre de 2017, las tarifas reconocen uno a uno los costos de generación: si los costos son mayores habrá mayores tarifas, si los costos son menores, menores tarifas.

#### *II.4.3.4 Tarifas 1997-2017*

Como ya se discutió, hasta noviembre 2017 las tarifas de suministro eran determinadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), con base en la facultad de determinar los precios de los bienes y servicios que produce el sector público otorgada por la Ley Orgánica de la Administración Pública.

Para ese propósito, desde 1997 las tarifas eléctricas se determinaban aplicando mensualmente un factor de actualización por inflación a los cargos del mes anterior. La fórmula calculaba promedios ponderados de los precios de los principales insumos para suministrar la energía. Así, la fórmula podría

---

<sup>22</sup> En marzo de 2004 se publicó la modificación al factor de ajuste mensual para incluir además de los combustibles, la inflación de tres ramas manufactureras. A partir de esa fecha los cargos fijos o de demanda no se actualizaban por precios de los combustibles sino por los de las manufacturas mencionadas.

Vínculo a publicación en el DOF:

[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=675065&fecha=30/03/2004](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=675065&fecha=30/03/2004)

<sup>23</sup> Legalmente se permite en el Suministro Básico y se han otorgado permisos a particulares. No han entrado en operación debido, entre otros, a que la CRE no les ha asignado tarifas.

seguir las variaciones en los costos del suministro y constituía un indicador de la eficiencia del suministrador cuando las desviaciones de sus costos eran significativas respecto de la fórmula.<sup>24</sup>

$$Cargomes\ actual = Factor * Cargomes\ anterior$$

$$Factor = \frac{\acute{I}ndice_{mes\ actual}}{\acute{I}ndice_{mes\ anterior}}$$

$$\acute{I}ndice = \beta * (\gamma_1 P_1 + \gamma_2 * P_2 + \gamma_3 * P_3) + (1 - \beta) * (\alpha_1 C_1 + \alpha_2 C_2 + \alpha_3 C_3 + \alpha_4 C_4 + \alpha_5 C_5)$$

$$\sum \gamma_i = 1; \quad \sum \alpha_i = 1;$$

Donde  $\beta$  es el ponderador de los precios de los insumos distintos a los combustibles;  $P_1$  es el Índice de Precios al Productor de Maquinaria y Equipo;  $P_2$  es el Índice de Precios al Productor de Metales Básicos;  $P_3$  es el Índice de Precios al Productor de Otras Industrias Manufactureras;  $C_1$  es el precio del combustóleo importado;  $C_2$  es el precio del combustóleo nacional;  $C_3$  es el precio del gas natural;  $C_4$  es el precio del diésel industrial, y  $C_5$  es el precio del carbón. Los ponderadores dependían del tipo de cargo, fijo o variable, o el nivel de tensión.

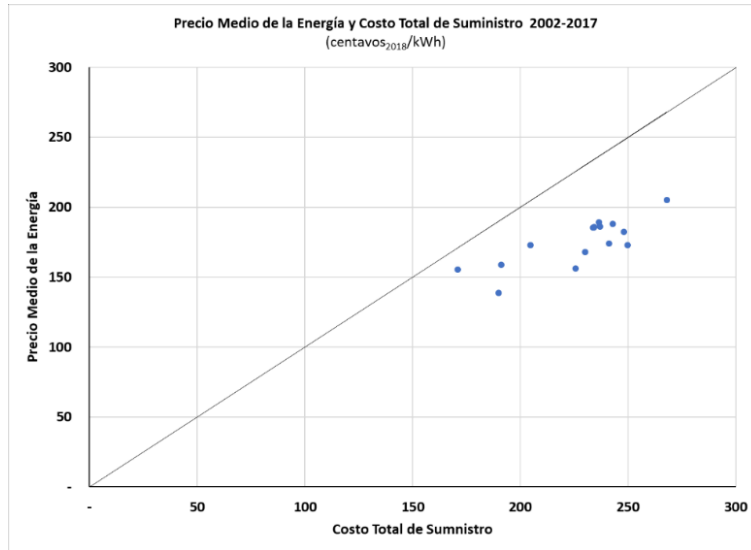
Debido al cambio gradual en la composición del parque de generación, por adiciones y retiros, y del resto de la infraestructura—transmisión, distribución—los ponderadores se revisaban cada cierto tiempo. El efecto sobre las tarifas eléctricas de la participación privada en la generación y sus costos se manifestaría en la revisión de los ponderadores de la fórmula, aunque se observara después. Es decir, de haberlo, el impacto de la generación privada sobre las tarifas eléctricas sólo se observaría de manera indirecta y en el mediano plazo. Esto último debido al tiempo necesario para que los PIE representaran una fracción significativa de la generación y tuvieran incidencia significativa sobre los costos de generación.

Para este análisis, el costo total del suministro se aproxima como los ingresos por tarifas más la insuficiencia tarifaria o transferencia presupuestaria reportada en los estados financieros de la CFE. Se observa que durante el periodo 2002-2017 las tarifas aumentaban cuando aumentaba el costo de suministro; pero no cubrían la totalidad de los costos.

---

<sup>24</sup>Como representación de los costos de producción la fórmula es válida en tanto no haya cambios estructurales en la industria y, en el rango relevante, haya rendimientos constantes a escala. Dado el tamaño de sistema y la escala eficiente, se considera una representación adecuada de la generación. Más aún, la representación sería exacta si la tecnología tuviera la forma de Leontiev con coeficientes técnicos fijos.

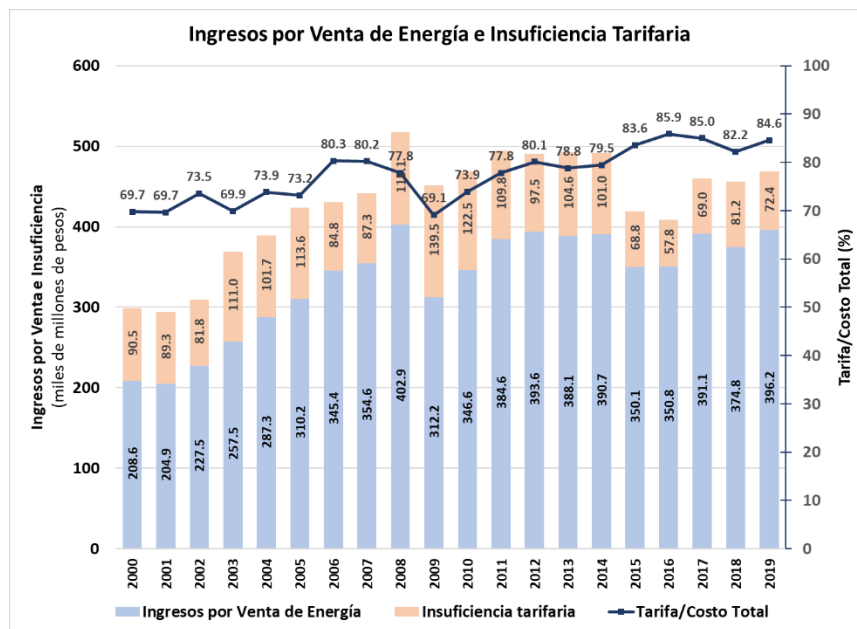
Grafica II.14. Precio medio de la energía y costo total del suministro.



Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Federal de Electricidad, Estados Financieros Consolidados para los años 2000 a 2019.

En la gráfica a continuación se aprecia que la insuficiencia tarifaria llegó a representar el 31% de los costos de suministro en 2009. Esto impactó negativamente los resultados de la CFE y significan un costo para el contribuyente, se explica como la diferencia entre el subsidio a la tarifa 1 y la compensación de SHCP a CFE.

Grafica II.15. Ingresos por venta de energía e insuficiencia tarifaria.



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Estados Financieros Consolidados para los años 2000 a 2019.

Para explorar el impacto indirecto de la participación privada en la generación en las tarifas y costos de generación en el periodo previo a diciembre de 2017, se estimaron dos regresiones teniendo como variables explicativas los precios de los combustibles y la participación de los PIE en la generación para el servicio público. La base de datos se incluye en el Anexo 1.

Tanto para la tarifa media de la energía eléctrica como para los costos de suministro se obtiene un coeficiente negativo, es decir, a mayor participación de los PIE menores tarifas y menores costos de suministro. El efecto para las tarifas, como era de esperar, es mucho menor que para los costos ya que, como se mencionó líneas arriba, en la fijación de las tarifas intervienen, además de los costos, consideraciones de economía política y ciclo económico que no necesariamente se pueden expresar explícitamente de forma cuantitativa.

#### *II.4.3.5 Tarifas diciembre 2017 a la fecha*

Con la LIE, ya se ha mencionado repetidamente en las secciones anteriores, la facultad de la SHCP se transfirió la facultad de fijar tarifas a la CRE. Conforme a la LIE, es el regulador el que debe establecer Las tarifas finales de suministro básico de manera que permitan recuperar los costos eficientes de la provisión del servicio. Así, la tarifa es la suma de los costos eficientes de generación y otros servicios conexos, transmisión, distribución y de operación del Suministrador de Servicios Básicos, así como el de operación del CENACE. Las tarifas se calculan mensualmente.

$$\text{Tarifa} = T + D + \text{Cen} + \text{OSSB} + \text{SCnMEM} + G$$

Donde:

Tarifa es la tarifa final del suministro, T es el cargo de transmisión, D es el cargo de distribución Cen es el cargo la operación del Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE), OSSB es el cargo vigente por la Operación del Suministrador de Servicios Básico, SCnMEM es el cargo vigente por los Servicios Conexos no Incluidos en el MEM y G es el cargo de generación. Dependiendo de la categoría tarifaria será la importancia relativa de los costos de generación.

Como se muestra claramente en el cuadro II.14, a través de la metodología que parte del reconocimiento de costos de generación, los menores costos de generación de las centrales privadas se han traducido en menores tarifas del Suministro Básico que las que hubieran determinado sin su participación.

#### **II.5. Contratos de los PIE**

En los últimos meses se ha dado una discusión en torno a los PIE y sus contratos. En algunas ocasiones se afirma que, con relación a sus costos para la CFE, su carácter es abusivo. En el Mensaje de la Administración del Informe Anual 2018 de la CFE, su Director General Manuel Bartlett señala:

*“..., con casos como el de CFE Generación V, la cual recibió el mandato de administrar los contratos de los Productores Independientes de Energía (PIE), pero no se le permitió*

*acumular los ingresos generados para efectos de reflejarlos en sus Estados Financieros. Eso llevó a la subsidiaria a dejar de administrar en beneficio de su balance financiero, casi 40 mil millones de pesos.”<sup>25</sup>*

Para poder afirmar que los PIE son leoninos, en el sentido de ser ventajosos sólo para estos generadores privados, la administración de los contratos en el MEM debería haber arrojado pérdidas en lugar de ganancias. Por mandato de la LIE, así como por su contrato y la definición de su permiso, la energía producida por los PIE es vendida 100 % a CFE Suministrador de Servicios Básico al precio pactado en sus contratos y no al valor en el mercado spot. La diferencia se traduce en menores costos para el suministro básico que, alternativamente serían una ganancia de casi el 30% sobre ingresos brutos para CFE Generación V por la mera administración de esos contratos. Ver cuadro II.17. Vale la pena recordar que los precios en el mercado spot están determinados por las plantas más ineficientes de CFE y por lo tanto, la eficiencia y costos de los PIEs no cambiarían los precios del MEM. Es decir, Suministro Básico tendría que comprar energía más cara de lo que compra actualmente y los PIEs recibirían precios más altos por su energía que lo que obtienen hoy en sus contratos con CFE. Esto claramente afectaría a CFE y a los consumidores.

A la fecha, no se conoce una sola demanda de corrupción de los PIEs y sus costos han sido cada vez más bajos, conforme la tecnología ha mejorado y las tasas de interés en el país han bajado. Los últimos PIE (Norte III) tienen máquinas de la mayor eficiencia.

Cuadro II.17. Ingresos y Gastos en 2018 de los Contratos PIE administrados por CFE Generación V

(millones de pesos)

Concepto	Importe
<b>Ingresos del MEM (Potencia, energía y servicios conexos)</b>	<b>141,568</b>
<b>Egresos del MEM (Servicios de Transmisión y CENACE)</b>	<b>15,291</b>
<b>Egresos por el Pago a PEE</b>	<b>86,733</b>
Cargos Fijos	27,031
Cargos Variables	59,702
<b>Resultado</b>	<b>39,545</b>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2018, p.130.

Una posibilidad es que, para el Director General de CFE, el término leonino esté asociado al pago de cargos fijos por la disponibilidad de las centrales PIE. Conforme a sus contratos, la CFE es quien determina día a día si las centrales PIE generarán y cuanto generarán. Incluso, en la mayoría de los casos CFE les vende el gas natural. El diseño de las licitaciones de los PIE's era dar certidumbre en el pago de Capacidad, siempre y cuando estuvieran disponibles cuando se les despachaba, dejando a la CFE el despacho. Y por lo tanto el pago de los cargos variables cuando las plantas inyectan energía a la red. Cabe agregar que las licitaciones de PIE's fueron muy competitivas y la CFE obtuvo de esa manera precios muy competitivos.

<sup>25</sup> Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2018, p. 2.



A este respecto también es importante recordar que la forma de remuneración de los Contratos Legados para el Suministro Básico, a través de los cuales las centrales de CFE venden energía a mediano y largo plazo al Suministro Básico, es la misma que los contratos PIE. Es decir, prevén también el pago de cargos fijos a esas centrales, además de los pagos que dependen de la energía entregada. Como se aprecia en el siguiente cuadro, en 2019 los pagos realizados por MegaWatt-mes de capacidad puesta a disposición de CFE Suministro Básico por las centrales de ciclo combinado PIE son menores a la mitad de los realizados a las centrales de CFE de la misma tecnología.

Cuadro II.18. Costos fijos por capacidad instalada contratada para el Suministro Básico (miles de pesos/MW-mes)

	<b>2019</b>
Ciclo Combinado CFE	340
Ciclo Combinado PIE	128.9

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Memorias de Cálculo de Tarifas de Suministro Básico 2019.

#### II.5.1. Beneficios para el Suministro Básico

En las discusiones sobre los beneficios, o perjuicios, que la generación privada ha traído a la CFE es muy relevante tratar de entender su relación con el Suministro Básico. En la sección anterior se demuestra como la generación privada ha resultado en menores tarifas a los consumidores, efecto especialmente claro después del cambio de metodología en 2017. Puesto que Suministro Básico es el que vende la energía generada a la tarifa regulada, si las tarifas cubren los costos de generación y estas han bajado por la participación de los generadores privados, al menos desde el 2017, se puede afirmar que la generación privada genera ahorros significativos para el Suministro Básico que han permitido que las tarifas de este servicio sean menores. Como ya se ha mencionado, la CFE paga menos por la electricidad que recibe, bajo los contratos legados de los PIE y las subastas de largo plazo, que lo que le tiene que pagar a sus propias plantas de generación o al MEM.

El cuadro siguiente muestra que, en 2019 CFE Suministro Básico, y consecuentemente los consumidores, tuvieron un ahorro de 56,067 millones de pesos (mdp) en comparación con el escenario en el que la energía adquirida de las centrales privadas hubiera sido producida por las centrales de CFE con los costos observados en ese año y las mismas tecnologías empleadas por los privados. De esa cantidad, 47,409 mdp corresponden a los PIE. Para los primeros cinco meses de 2020 el ahorro fue de 19,031 mdp.

Cuadro II.19. Ahorro en costos de generación para el Suministro Básico 2019

	<b>Energía contratada (GWh)</b>	<b>Costo Unitario (\$/MWh)</b>	<b>Costo Unitario CFE (\$/MWh)</b>	<b>Ahorro Suministro Básico (mdp)</b>
<b>Centrales PIE</b>	<b>89,527</b>	<b>901</b>	<b>1,430</b>	<b>47,409</b>
Ciclo Combinado	87,454	883	1,435	48,300
Eólicas	2,073	1,655	1,225	-891
<b>Subastas de Largo Plazo</b>	<b>7,632</b>	<b>583</b>	<b>1,717</b>	<b>8,658</b>
Eólicas	2,665	583	1,225	1,713
Solares	4,639	583	2,038	6,752
Geotérmicas	329	583	1,169	193
<b>Total</b>	<b>97,159</b>	<b>876</b>	<b>1,453</b>	<b>56,067</b>

GWh.- Gigawatthora; mdp.- Millones de pesos; MWh.- MegaWattthora  
Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Memorias de Cálculo de Tarifas de Suministro Básico 2019.

Por otra parte, es importante recordar que para la selección de las centrales incluidas en un Contrato Legado para el Suministro Básico<sup>26</sup> se identificaron aquellas centrales que, de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2015 y 2016), se esperaba que generaran mayor valor al Suministrador de Servicios Básicos. El objetivo de esto fue reducir sus costos en el MEM y con ello las tarifas a los Usuarios Finales. De igual forma, la vigencia del contrato se decidió en función del valor que cada central generara a lo largo del tiempo: las centrales más eficientes tuvieron contratos más largos.

En 2017 SENER analizó 150 centrales de la CFE, 14 proyectos firmes, 29 contratos de PIEs existentes y 5 en desarrollo. De ellas, se asignaron contratos, con plazos entre 1 y 30 años a 97 centrales de CFE, 8 proyectos aprobados y con presupuesto asignado, y a la totalidad de los contratos de Productores Independientes de Energía (PIE).<sup>27</sup>

## II.6. Transmisión: tarifas, interconexión a la red y expansión de la red

Para interconectarse a la red deben seguirse las indicaciones del CENACE que es el operador independiente del sistema.

No es posible que una central se interconecte, espacial o temporalmente, de manera arbitraria a las Redes Nacionales de Transmisión y Generales de Distribución, hacerlo sería ilegal e imposible porque los desconectarían inmediatamente. Conforme a la LIE, el CENACE define las características de la infraestructura requerida para llevar a cabo la Interconexión de las Centrales Eléctricas y sus aumentos

<sup>26</sup> Secretaría de Energía, Nota Explicativa sobre los Contratos Legados para el suministro Básico, disponible en <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/terminos-plazos-criterios-bases-y-metodologias-de-los-contratos-legados-para-el-suministro-basico-y-mecanismos-para-su-evaluacion-128297>

de capacidad.<sup>28</sup> Es decir, determina el costo de la interconexión y el de los refuerzos a la red para evitar congestión y asegurar la confiabilidad. Estos pueden representar un porcentaje importante del costo total del proyecto.

Cabe decir que, en algunos casos, como lo es la evacuación de la energía eólica de La Ventosa, se realizan temporadas abiertas para que los refuerzos y líneas necesarias en la RNT se paguen entre todos los participantes. Esto es, el costo de las obras e infraestructura se reparte entre los generadores que evacúan energía de determinada región para que el costo sea compartido y los proyectos puedan ser factibles técnica y financieramente.

El solicitante paga:

- Los estudios de interconexión para determinar los requerimientos de infraestructura y las necesidades de mejora o refuerzos a las redes de Transmisión o Distribución. Son cuatro: Indicativo, Impacto Versión Rápida; Impacto en el Sistema e Instalaciones.
- Las obras de interconexión
- Las obras de refuerzo a la red de transmisión o distribución en la modalidad individual, esto es, cuando el solicitante determina la fecha de entrada en operación de la central.
- Aportaciones, que son las obras de refuerzo a la red que no cubiertas por el componente de gasto de capital de la tarifa de transmisión o distribución. Cuando solicita la interconexión en la modalidad de Planeación.<sup>29</sup>

Otros elementos importantes del proceso son:

- El solicitante deberá requerir al CENACE la Validación de Requerimientos Técnicos cuando menos un año antes de la Fecha Estimada de Operación. En caso de que la información no sea proporcionada, la Central Eléctrica no podrá entrar en operación.
- Una vez suscrito el Contrato de Interconexión o Conexión, el Solicitante deberá iniciar la construcción de las obras.
- El solicitante deberá requerir una Unidad de Inspección, autorizada por la CRE, una vez que haya concluido las Obras y las instalaciones relacionadas con la Interconexión o Conexión, y en su caso las Obras de Refuerzo.
- El solicitante otorga al CENACE una garantía financiera para garantizar el cumplimiento de las obligaciones, la cual será ejercida, entre otras causas, si no continua con el proceso.

---

<sup>28</sup> Artículo 33 fracción I de la LIE. El Cenace también define las características de la infraestructura para la conexión de Centros de Carga de usuarios calificados participantes de mercado o con demanda mayor a 3 MW y sus incrementos de demanda mayores a 10%.

<sup>29</sup> La Modalidad Planeación es aquella en la que el Solicitante desea realizar la Interconexión o Conexión y solicita sujetar el costo de las Obras de Refuerzo en la RNT y las RGD al ejercicio anual de planeación del CENACE. La Modalidad Individual es aquella en la que el Solicitante desea realizar la Interconexión o Conexión con la finalidad de que la Central Eléctrica o Centro de Carga inicie operaciones comerciales en una Fecha Estimada de Operación, la cual es definida por el propio Solicitante al momento de iniciar el trámite.

No se dispone de información explícita de los costos en que han incurrido los generadores privados por las obras de interconexión o de refuerzo a la red que ellos han ejecutado directamente. La ASOLMEX y AMDEE en la presentación “*Con energía hay crecimiento*” de junio de 2019 estima que la inversión en interconexión y transmisión ha sido de aproximadamente \$80,000 mdp.<sup>30</sup> Volviendo al régimen de Aportaciones, sí existe información de las obras realizadas bajo este régimen por la CFE. Esto le representó ingresos superiores a \$3,500 mdp entre 2018 y 2019. Además de un reconocimiento extraordinario de ingresos en 2017 por \$33,701 mdp. Al cierre de 2019 tenía obras pendientes de ejecutar por \$7,167 mdp.

De acuerdo con sus estados financieros la CFE registra como ingresos por aportaciones de terceros, que son las contribuciones que se reciben de los clientes para proveer conexión a la RNT o distribución. Estos se reconocen como ingreso en el estado de resultados integrales una vez que CFE ha concluido la conexión del cliente a la red. Los ingresos por este concepto se presentan dentro del rubro de otros ingresos. Asimismo, las aportaciones recibidas de los gobiernos estatales y municipales para electrificar poblados rurales y colonias populares, para ampliaciones a la red de distribución y aportaciones de otra naturaleza, se registraban como un producto por realizar, el cual se reconocía en resultados en otros ingresos de acuerdo con la vida útil del activo que financian dichas aportaciones.

Considerando lo anterior, el saldo del pasivo por ingreso diferido registrado como Aportaciones de Terceros dentro del rubro de “Otros Pasivos a Largo Plazo” al 31 de diciembre de 2016, por un monto de 33,701 mdp, fue reconocido en otros ingresos del ejercicio 2017.

Cuadro II.20. Ingresos y Pasivos por Aportaciones de Terceros  
(millones de pesos)

	2019	2018	2017
Ingresos por aportaciones de terceros	n.d.	1,798	1,735
Ingresos reconocidos por aportaciones hasta 2016			33,701
Pasivo por aportaciones de terceros (al cierre del año)	7,167	5,839	8,040

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Anexo N, Reporte Anual a la Bolsa Mexicana de Valores 2018, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Cuenta de la Hacienda Pública 2019.

En suma, CFE Transmisión y Distribución recibe ingresos por su tarifa regulada, por el régimen de aportaciones y en especie a través de las obras que llevan a cabo por su parte los participantes de la industria para poder interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional. Las tarifas de transmisión, como ya se explicó en la sección de análisis de los resultados financieros CFE, han sido más altas de lo que deberían por lo menos para los últimos tres años, las obras pagadas por los permisionarios privados se calculan alrededor de \$80,000 mdp y CFE ha recibido por el régimen de aportaciones \$45,000 mdp de los cuales todavía tiene que ejecutar \$7,167 mdp. Con estos tres datos, es difícil pensar en CFE Transmisión o CFE Distribución como unidades de negocio en desventaja.

<sup>30</sup> El cálculo se hizo con información de las asociaciones

## II.7. Renovables: evolución de sus costos, respaldo y formas de manejar una proporción creciente en la red

Para hablar de energías renovables es importante destacar, como ya se hizo al inicio del documento, que la industria eléctrica ha evolucionado en México y el mundo en términos de: 1) las tecnologías con las que se genera electricidad, 2) las formas como se transporta, 3) cómo se consumen (eficiencia energética), 4) cómo se pueden almacenar y 5) cómo se relacionan con el cambio climático.

La importancia y urgencia de la discusión de cambio climático se pone en contexto cuando se toma en cuenta que las concentraciones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera nunca excedieron 300 partes por millón (ppm) antes de la revolución industrial. Durante el siglo XX la concentración de CO<sub>2</sub> fue mayor a 300 ppm y en 2015 se rebasó la frontera de 400 PPM. Es decir, la concentración atmosférica global de CO<sub>2</sub> está en su punto más alto en 800 mil años. Todo esto tiene importantes consecuencias económicas y sociales. En el caso que nos ocupa, la electricidad, el fenómeno ha tenido un efecto tanto a nivel de política pública, como de desarrollo tecnológico e inversión para resolver este reto global.

Para entender la magnitud del crecimiento de renovables a nivel global vale la pena destacar que<sup>31</sup>:

- Se han invertido a nivel global más de \$4 trillones de dólares en energías limpias desde 2004
- De 2009 a 2019 se han instalado más GW de generación fotovoltaica que de ninguna otra tecnología
- En ese mismo periodo, la nueva capacidad eólica ha crecido más que la generación adicional con gas natural
- Los costos de un módulo fotovoltaico han caído 91% durante los últimos 10 años
- Los costos de las turbinas eólicas cayeron 49% durante la última década y aumentaron significativamente su eficiencia-factor de planta-
- Los costos de las baterías de ion de litio han caído 87% en los últimos 10 años y se espera que sigan cayendo
- Los costos de la generación solar y eólica son competitivos con la generación térmica de fuentes fósiles
- Desde 2014 el modelo de subasta es el preferido a nivel global para incrementar capacidad en los sistemas eléctricos
- Se han subastado más de 150GW de generación renovable en el mundo entre 2014 y 2019

En este contexto global de integración de renovables es importante entender la diferencia con la política pública actual y tratar de aportar información para determinar su pertinencia. Una parte de las discusiones se ha dado alrededor de sus costos y el impacto que puedan tener para CFE. Por otro lado, están las afirmaciones sobre el reto técnico para el sistema de tener un porcentaje creciente de

---

<sup>31</sup>[https://data.bloomberglp.com/promo/sites/12/678001-BNEF\\_2020-04-22-ExecutiveFactbook.pdf?link=cta-text](https://data.bloomberglp.com/promo/sites/12/678001-BNEF_2020-04-22-ExecutiveFactbook.pdf?link=cta-text)

renovables en la red. Para poder analizar la primera parte de las discusiones, haremos referencia a lo ya discutido en las secciones anteriores.

#### II.7.1 Integración de renovables y la red

Las características específicas de las energías renovables variables han contribuido a que existan varios prejuicios alrededor de su contribución a una red eléctrica confiable y de bajo costo. Las principales son:

1. Mayores reservas operativas
2. Respaldo
3. Costos de operación y emisiones de GEI de las plantas térmicas
4. Integración de renovables y el impacto en la estabilidad y confiabilidad de la red

##### II.7.1.1 Reservas operativas

La generación eólica y solar es variable en el tiempo; depende del clima y del día y la noche. Se considera incierta porque no se puede predecir con total precisión. Sin embargo, esto solo es cierto si se considera la producción de un solo panel o una sola turbina, con lo cual el impacto de la variabilidad no esperada se minimiza si se agregan suficientes recursos en distintos lugares geográficos. Es decir, entre más renovables se integran es más fácil manejar su variabilidad no esperada. Los operadores de sistema estadounidenses no han tenido que incrementar significativamente sus requerimientos de reserva operativa con los niveles actuales de capacidad eólica<sup>32</sup>. Además, la precisión de las predicciones de viento y condiciones meteorológicas han mejorado significativamente.

Específicamente para los recursos eólicos, los estudios predictivos han mejorado sus modelos y técnicas estadísticas. Por ejemplo, para una planta los reportes de una y dos horas en adelante tienen márgenes de error absolutos de 5-7% relativos a la capacidad instalada<sup>33</sup>.

Todas las redes, aún antes de la integración de renovables, están diseñadas para manejar cambios importantes y repentinos en la demanda que usualmente se dan durante el día y estacionalmente. Los operadores han manejado esta variabilidad con reservas flexibles de más larga duración a través de opciones de bajo costo como generadores no rodantes<sup>34</sup>.

##### II.7.1.2 Respaldo

Existen dos razones por las cuales se utiliza el término respaldo cuando se habla de energía eólica o solar. La primera se refiere a la necesidad de manejar su variabilidad que, como se menciona en la sección anterior, de no contar con modelos predictivos adecuados, pueden incrementar los

---

<sup>32</sup> Milligan, M. and Kirby, B. (2010). Characteristics for Efficient Integration of Variable Generation in the Western Interconnection. NREL/TP-550-48192.

<sup>33</sup> Lew, D.; Brinkman, G.; Ibanez, E.; et al. (2013). Western Wind and Solar Integration Study Phase 2. NREL/TP-5500-55588

<sup>34</sup> Milligan, M.; Porter K.; DeMeo, E.; et al. (2009). Wind Power Myths Debunked. IEEE Power and Energy Magazine. Vol. 7(6): 89-99

requerimientos de reserva y capacidad de rampa<sup>35</sup>. La variabilidad se maneja de forma mucho más eficiente a nivel de sistema y el uso de respaldo a nivel de plantas individuales es ineficiente. Existen estudios y mejores prácticas que han demostrado que las plantas eléctricas convencionales pueden ser suficientes para manejar la variabilidad adicional por la integración creciente de renovables<sup>36</sup>. La segunda razón por la que se usa el término respaldo es para referirse al factor de planta tanto de las plantas eólicas como solares<sup>37</sup>. En sistemas sin capacidad suficiente para cubrir la demanda, añadir renovables puede no cumplir con los requerimientos de confiabilidad del planeador del sistema. En este tipo de sistemas, tener una mezcla de generación es la mejor opción para asegurar la confiabilidad para atender a la demanda.

Por ejemplo, existe una gran complementariedad entre la energía hidráulica y la eólica. En México, en el sistema de La Ventosa (eólica) y el Sistema Grijalva (hidráulico) esto es clarísimo. Los meses en los que no llueve, sopla el viento-permitiendo acumular agua.

#### *II.7.1.3 Integración de renovables y el impacto en la estabilidad y confiabilidad de la red*

Los operadores de sistema en muchos lugares del mundo han logrado integrar grandes cantidades de renovables sin comprometer la confiabilidad. Prueba de esta afirmación es que, en los últimos años, se han observado regiones y países—Dinamarca, Alemania, Australia, California, Costa Rica—con penetraciones mayores al 25% del total de la capacidad y una penetración instantánea de solar y eólica rutinariamente mayor al 50%.

La inercia favorece la confiabilidad y la regulación de frecuencia de las redes. Esos servicios, conocidos como servicios conexos, son ofrecidos usualmente por los generadores térmicos convencionales. Los eólicos y solares normalmente no prestan esos servicios de forma convencional. Sin embargo, las plantas eólicas y solares modernas ya tienen la capacidad de proveer servicios de control de potencia activa, incluyendo inercia sintética, frecuencia primaria y frecuencia secundaria. Hay estudios y datos operativos recientes que documentan que cuando las energías solar y eólica proveen control de potencia activa, también pueden generar gran parte de la energía de un sistema sin afectar su confiabilidad<sup>38</sup>.

#### *II.7.1.4 Acuerdo del CENACE para garantizar la Confiabilidad*

El 30 de abril de 2020 el CENACE publicó en la sección del Sistema de Información del Mercado de su página de internet el Acuerdo para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con motivo del reconocimiento de la epidemia de enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19)-mismo que está suspendido-.

---

<sup>35</sup> Por capacidad de rampa nos referimos a la capacidad de una para, una vez en operación, aumentar su generación (rampa incremental) o disminuirla (rampa decremental)

<sup>36</sup> Lew, D.; Brinkman, G.; Ibanez, E.; et al. (2013). Western Wind and Solar Integration Study Phase 2. NREL/TP-5500-55588

<sup>37</sup> El factor de planta es la contribución de un generador para poder satisfacer la demanda con confiabilidad.

<sup>38</sup> Ela, E.; Gevorgian, V.; Fleming, P.; et al. (2014). Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps. NREL/TP-5D00-60574

Las dos medidas principales que contiene el Acuerdo son: i) cancelar las pruebas preoperativas de las centrales eléctricas intermitentes eólicas y fotovoltaicas en proceso de operación comercial y para las que no han iniciado no se autorizarán pruebas preoperativas; y, ii) dar de alta unidades de central eléctrica (must run) en algunas regiones del SEN. Esto es, se cancela la entrada de nuevas centrales fotovoltaicas y eólicas y se asignarán fuera de despacho económico centrales térmicas de la CFE.

El Acuerdo argumenta como razones principales para adoptar esas medidas que, en un entorno de disminución de la demanda, durante las pruebas de centrales eléctricas fotovoltaicas se dan oscilaciones electromecánicas en el sistema eléctrico, que la generación intermitente de esas centrales afecta la Confiabilidad del SEN y no contribuyen en la regulación primaria ni contribuyen con inercia física para la estabilidad del sistema. Elementos de operación para los cuales en el apartado anterior se expusieron medidas que pueden adoptarse de manera económicamente viable sin limitar la participación de generación renovable en la generación.

Cabe señalar que el CENACE no ha presentado los estudios eléctricos que justificarían limitar la entrada de renovables y la asignación de centrales must run, ni que se trate de las de menor costo como lo requiere el criterio operativo establecido en el Código de Red citado en la sección I.2., se puede agregar que al meter plantas *must run* de la CFE, por definición se deja de despachar a plantas más baratas, mismas que por tener pagos de capacidad fijos, verán sus costos unitarios aumentados.

## II.8. Impuestos y generadores privados

Todas las empresas de la industria eléctrica pagan el Impuesto Sobre la Renta (ISR) conforme al Régimen General para Personas Morales. En el caso de la CFE, *“desde el ejercicio 2015, la empresa se ha transformado en Empresa Productiva del Estado, dejando de ser un Organismo Público Descentralizado, lo que consecuentemente conlleva a dejar de tributar bajo el régimen contenido en el Título II de la Ley del Impuesto Sobre la Renta (Personas Morales con Fines no Lucrativos), por lo que la empresa cumple las obligaciones propias del Título II de la ley antes mencionada (Personas Morales)”*.<sup>39</sup>

Todos los ingresos de las empresas de generación del sector tienen facturas emitidas por un tercero independiente, el CENACE, y liquidados a través del sistema financiero. Para los suministradores sus principales costos, generación, transmisión y distribución, son facturados por el CENACE y liquidados, también, a través del sistema financiero. Para los comercializadores sus principales ingresos y gastos son facturados por el CENACE. Es decir, se puede afirmar que tienen menos espacio para la defraudación fiscal que cualquiera de las empresas de cualquier otro sector de la economía, formal e informal. Al tiempo que, por el mecanismo de facturación, el Sistema de Administración Tributaria tiene más elementos de fiscalización que con respecto al resto de la economía.

Las empresas del sector electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final contribuyeron a la recaudación del gobierno federal con \$40,050 mdp en 2018, \$35,135 mdp en 2019 y \$15,094 mdp en el primer trimestre de 2020, casi todo proveniente de personas morales. De estas

---

<sup>39</sup> Notas a los Estados Financieros de la Comisión Federal de Electricidad, Cuenta de la Hacienda Pública 2019.



cantidades, \$26,604 mdp y \$31,541 mdp en 2019 fueron por concepto de ISR. En 2018 el 80% de la recaudación correspondió a grandes contribuyentes del sector privado.

Cuadro II.21. Recaudación del Gobierno Federal proveniente del Sector Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final (Millones de pesos)

	<b>Total</b>	<b>Personas Morales</b>	<b>Personas Físicas</b>
2018	40,050	40,194	-144
2019	35,135	35,563	-428
Enero-marzo 2020	15,094	15,170	-75
Impuesto Sobre la Renta			
2018	26,604	26,782	-179
2019	31,541	32,003	-462
Enero-marzo 2020	9,911	9,996	-85

Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Informes sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública

Cuadro II.22 Recaudación Total Neta de Grandes Contribuyentes del Sector Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final (Millones de pesos)

	<b>Sector Privado</b>				<b>Total</b>	<b>Sector Público (Gobierno)</b>
	<b>Otros</b>	<b>Diversos</b>	<b>Financiero</b>	<b>Residentes en el Extranjero</b>		
2018	32,642	10,324	0	0	42,966	0
2019	10,108	3,319	0	1	13,428	0

Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Informes sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública

### III. Respuestas a las Críticas a la Participación Privada en el Sector Eléctrico

#### *1. Los generadores privados desplazan la energía barata y renovable de la CFE como hidro, geotermia y nuclear*

Los generadores privados no desplazan generación alguna de CFE, ni cara ni barata. Simplemente, la CFE no tiene la capacidad para atender por si misma el consumo o la demanda del Sistema Eléctrico Nacional.

#### *2. La electricidad en México es cara porque las empresas privadas producen 50% de la energía con costos más altos*

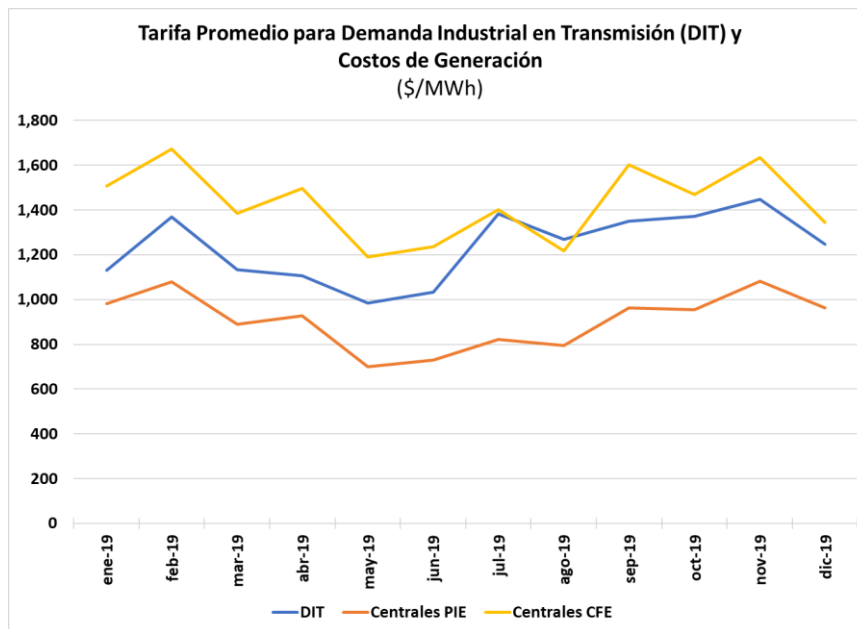
La generación privada en México tiene costos menores que los de la CFE. El análisis y discusión de los costos se encuentra en la sección II.4.2 de este estudio. En esta sección se demuestra como la generación privada ha contribuido no solo a disminuir los costos de generación del sistema sino también las tarifas del Servicio Básico.

#### *3. La energía eléctrica que se les compraba a los generadores privados era más cara y por lo tanto tenía que aumentar el precio de la luz.*

Como se muestra en las secciones II.4.2 y II.4.3.3, durante el periodo previo a que se aplicara la metodología tarifaria derivada de la LIE, las tarifas se determinaban con base en un índice de precios de los insumos que sólo, a través de las revisiones infrecuentes de sus ponderadores, era influido por los costos de la energía comprada a las centrales PIE. En esa sección también se encontró evidencia indirecta de que la mayor participación de los PIE, por una mayor generación, pudo haber influido a la baja los precios medios de la energía pagados por el consumidor. Con la información desagregada por tipo de central disponible a partir de diciembre de 2017 es claro que la generación privada ha contribuido a menores tarifas de suministro básico.

En este sentido, limitar la entrada de centrales eólicas y solares ganadoras de las subastas de largo plazo, que son las más baratas, aumentará el costo de generación y, por tanto, las tarifas del suministro no solo no bajarán, sino que se incrementarán en ausencia de mayores subsidios.

Gráfica III.1. Tarifa Media DIT y Costos de Generación



Fuente: Elaboración propia con información de Comisión Reguladora de Energía, Memorias de Cálculo de las Tarifas Finales de Suministro Básico 2019.

4. *Comisión Federal de Electricidad se fortalece si se limita la generación privada. Solo así se podría lograr el compromiso de que no aumente el precio de la luz.*

La participación de los privados ha provocado que las tarifas del Suministro Básico hayan disminuido. Especialmente desde diciembre de 2017 cuando la CRE modificó la metodología para calcularlas y reflejar uno a uno el efecto de los costos de los combustibles. Además, como consecuencia de la reforma constitucional de 2014, la salud financiera de CFE y sus subsidiarias mejoró significativamente. La única excepción son las subsidiarias de generación porque tienen plantas ineficientes, viejas y mal mantenidas. La participación de los privados en la industria eléctrica le permite al país contar con energía más barata, eficiente y limpia en beneficio de los consumidores y de la competitividad del país en general. Además, le permitió a CFE Transmisión y Distribución tener utilidades por más de 19 mil millones de pesos en 2019.

5. *La CFE está haciendo un esfuerzo para garantizar que no aumente el precio de la energía eléctrica a través de reducciones de costos y los particulares no están colaborando con este esfuerzo. CFE tiene contratos leoninos con ellos*

Los contratos de los PIE resultaron de licitaciones competitivas y transparentes. Gracias a ellos la CFE cuenta con generación barata. La gran mayoría de estos contratos tienen créditos de la banca de desarrollo nacional e internacional que no hubieran participado si los contratos no fueran competitivos y transparentes.

#### *6. Se deben renegociar los contratos de la CFE con los privados*

En el numeral 5 anterior, se documenta como los contratos de la CFE con los privados no son desventajosos para la EPE. Además, es importante hacer notar que la negociación de estos sería difícil de entender dado que esos contratos tienen un respaldo en el régimen jurídico actual y que en las condiciones en las que están suscritos ninguna de las dos partes pierde. Más aún, con la información disponible de CFE se puede comprobar cómo han ayudado a la disminución de tarifas del Suministro Básico.

#### *7. El marco jurídico actual tiene como objetivo destruir a Pemex y a la CFE*

En la sección II.1, se presentaron las medidas que la reforma de 2014 introdujo para el fortalecimiento de la CFE, las cuales han resultado en ingresos adicionales para la CFE de alrededor de \$450,000 mdp, dio las mismas oportunidades a la EPE que a las empresas privadas y le quitó la posible carga financiera de los permisos legados en el nuevo régimen. Como parte de las medidas, el gobierno federal asumió una parte del pasivo laboral de CFE (160 mil mdp). Se estableció que se transfirieran recursos presupuestales para cubrir insuficiencias tarifaras y se le redujo la carga fiscal entre otras medidas. En términos financieros, la desintegración vertical de la CFE ha mostrado que las empresas de generación de CFE son las únicas subsidiarias con pérdidas. Ello, debido a la edad de muchas de las centrales que conforman su parque de generación y los problemas para su mantenimiento. CFE Generación podría explorar ampliar su mercado y operaciones a segmentos distintos del suministro básico y usar esquemas distintos al presupuestario para financiar su expansión.

#### *8. Se privilegian las energías renovables y limpias de permisionarios privados en detrimento de las de CFE*

Los lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición publicados en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014 dan el mismo tratamiento a CFE que a los generadores privados. Los lineamientos prevén el otorgamiento de un Certificado de Energía Limpia (CEL) por cada Mega Watt-hora de energía generada con centrales limpias o por la repotenciación de centrales existentes que iniciaron operaciones después de agosto de 2014. En consecuencia, por ejemplo, la CFE ha recibido CEL por la generación asociada a la repotenciación de la Central Laguna Verde, la información pública de la CRE no indica cuantos. Toda central nueva de generación limpia de las empresas subsidiarias de generación de la CFE recibirá CEL por la energía producida.

Asimismo, los objetivos de generación limpia y los requisitos de CEL sí consideran la generación limpia que existía al momento de entrar en vigor la LIE. Por ello, para alcanzar la meta de participación de 25% de la generación limpia en la generación total, se estableció un requisito de CEL de 5%, ya que consideraba el 20% que aportarían las centrales limpias existentes a agosto de 2014 más la energía de las centrales limpias de permisionarios de autoabasto que entrarían en operación entre 2014 y 2018; esto porque las centrales limpias de autoabasto no reciben CEL.

La razón principal para no otorgar CEL a las centrales previas a agosto de 2014, es que la Ley de Transición Energética (LTE) señala que los CEL son instrumentos de promoción de la generación limpia, es decir, para incentivar la instalación de nuevas centrales limpias.

Otorgar CEL a la capacidad de generación limpia anterior a agosto de 2014 sin ajustar congruentemente los requisitos de CEL, por ejemplo, a 35% en 2024, implicaría que no se alcance la meta para ese año.

Adicionalmente, el despacho de las centrales hidráulicas de la CFE, se realiza bajo el criterio de administrar el agua disponible, misma que, en casi todos los casos, se puede almacenar, cuando la central no está siendo despachada; esto, evidentemente no es el caso de las centrales Eólicas o Solares, la energía que no se aprovecha cuando está el recurso se pierde para siempre. Por eso, muchas veces no se despacha una central Hidráulica y si una eólica o una solar, pero el agua que se ahorró se podrá turbinar después cuando la CFE lo necesite.

#### *9. Los generadores privados exigen la expansión de la red, no la pagan y se colocan donde quieren*

Para interconectarse a la red deben seguirse las indicaciones del CENACE, que como ya se describió antes en este documento, es el operador independiente del sistema. No es posible que una central se interconecte, espacial o temporalmente, de manera arbitraria a las Redes Nacionales de Transmisión y Generales de Distribución, hacerlo sería ilegal. Conforme a la LIE, el Cenace define las características de la infraestructura requerida para llevar a cabo la Interconexión de las Centrales Eléctricas y sus aumentos de capacidad, así como todos los refuerzos necesarios a la red. El proceso de interconexión inicia más de un año antes del inicio de operaciones de la central.

#### *10. El autoabasto es un robo y es injusto con CFE*

Como se describió en la sección I.1, La reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en diciembre de 1992 abrió un espacio limitado para la participación privada nacional y extranjera en el sector. Específicamente, se permitió la participación del sector privado en la generación de electricidad a través de los esquemas de cogeneración, sociedades de autoabasto, pequeña producción y producción independiente de energía.

Los permisionarios de autoabasto para su operación si bien emplean la red de transmisión, pagan por ella no tienen interacción con CFE más que a través del CENACE y CFE Transmisión. Estas sociedades desde su creación en 1992 han pagado y aportado (donado) a la CFE la infraestructura necesaria para la interconexión de sus centrales, el refuerzo de la red y la conexión de sus centros de carga. Además, pagan el servicio de transmisión. Su tarifa de transmisión se determina de la siguiente manera: para los permisionarios de fuentes convencionales, el pago está determinado por los flujos de potencia que afectan al sistema; de manera que pagan el costo incremental que originan al sistema.

En el caso de los permisionarios de fuentes renovables, su evaluación debe considerar el paquete o conjunto de instrumentos contenidos en los contratos de interconexión legados que les dieron viabilidad. La evaluación que se hizo para determinar la metodología en 2010 encontró que no tendrían en su conjunto ningún costo para las finanzas públicas. Todos estos cargos se actualizan conforme a la

metodología aprobada por la CRE. Este conjunto de instrumentos se diseñó para impulsar la integración de renovables y que México pudiera cumplir con sus compromisos en materia ambiental.

Conviene señalar que el servicio de transmisión de los contratos de interconexión legados es diferente del servicio público de transmisión y distribución. El primero es más bien un “swap” de energía, se entrega el bien en un punto y se recibe un producto de características equivalentes (no son los mismos electrones) en otro. Sus cargos corresponderían a la prima aplicable. Los generadores LIE entregan a las redes de transmisión para su asignación dentro del MEM, mientras que los consumidores simplemente la toman de las redes sin estar aparejadas uno a uno los consumos y la generación. En este sentido, CFE es una empresa multi-producto, produce y comercializa varios servicios con la misma infraestructura.

También es importante recordar que la energía que consumen, los centros de carga de las sociedades de autoabasto, en exceso de la que entregan las centrales de los permisionarios de autoabasto, es cobrada por la CFE a la tarifa correspondiente. De la misma manera, si la central del permisionario genera por encima de lo que los centros de carga asociados al permiso consumen, dicha energía es vendida a descuento a la CFE. Es decir, no representan una carga financiera para la EPE, como se mostró en la sección II.1.1, además de que la CFE cobra por todos los servicios que presta.

*11. La generación solar y eólica ponen en riesgo la confiabilidad del sistema y no se preocupan por su estabilidad, que la CFE y el Cenace garantizan<sup>40</sup>*

Los operadores de sistema en muchos lugares del mundo han logrado integrar grandes cantidades de renovables sin comprometer la confiabilidad. Prueba de esta afirmación es que, en los últimos años, se han observado regiones y países -Dinamarca, Alemania, Australia, California, Costa Rica- con penetraciones mayores al 25% del total de la capacidad y una penetración instantánea de solar y eólica rutinariamente mayor al 50%. Además, las plantas eólicas y solares modernas ya tienen la capacidad de proveer servicios de control de potencia activa, incluyendo inercia sintética, frecuencia primaria y frecuencia secundaria. Hay estudios y datos operativos recientes que documentan que cuando la solar y eólica proveen control de potencia activa, también pueden generar gran parte de la energía de un sistema sin afectar su confiabilidad.

*12. La CFE subsidia a la generación eólica y solar privada*

Como se señaló en la primera parte, la participación privada en la generación se ha dado bajo tres modalidades del régimen legado; PIE, pequeña producción y autoabasto, y bajo el régimen LIE. Esta crítica no podría en ningún caso ser aplicable a las centrales renovables de los permisionarios de pequeña producción o PIE pues toda su producción la entregan a CFE quien la entrega a los consumidores finales, lo cuales no tienen relación alguna con los generadores privados. De manera similar, la crítica no resulta aplicable a los generadores bajo el régimen de la LIE ya que no entregan energía para un consumidor o consumidores determinados y sólo se les paga por la energía que

---

<sup>40</sup> Entrevista de Lic. Manuel Bartlett con Reuters

entregan. De esta manera no cobran cuando no generan, por tanto, no hay un subsidio ni por precio ni por cantidad.

Tampoco resulta una crítica válida para los permisionarios de autoabasto con generación eólica o solar. Recordemos de la primera parte de este trabajo que, a través del banco de energía, la energía consumida por los centros de carga de estos permisionarios durante las horas en que sus centrales no generan se compensa con la energía entregada en exceso durante las horas que sí generan. La compensación, tanto de consumo como de entrega, considera que la energía durante las horas pico vale más que durante el periodo base. Si después de la compensación hubiese un faltante, este se paga a la CFE aplicando la tarifa de suministro básico correspondiente. Claramente no hay un subsidio.

### *13. Las grandes corporaciones nacionales y extranjeras no pagaban sus impuestos.*

Todos los ingresos de las empresas de generación del sector-PIE, autoabasto, subastas, mercado-tienen facturas emitidas por un tercero independiente, el Cenace, y liquidados a través del sistema financiero. Para los suministradores sus principales costos, generación, transmisión y distribución, son facturados por el Cenace y liquidados, también, a través del sistema financiero. Para los comercializadores sus principales ingresos y gastos son facturados por el Cenace. Es decir, se puede afirmar que tienen menos espacio para la defraudación fiscal que cualquiera de las empresas de cualquier otro sector de la economía, formal e informal. Al tiempo que, por el mecanismo de facturación, el Sistema de Administración Tributaria tiene más elementos de fiscalización que con respecto al resto de la economía. Por otra parte, como se señaló en la sección II.8, las empresas del sector Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final contribuyeron a la recaudación del Gobierno Federal con \$40,050 mdp en 2018, \$35,135 mdp en 2019 y \$15,094 mdp en el primer trimestre de 2020; casi todo proveniente de personas morales. La información de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público no presenta una desagregación mayor de la recaudación.

## IV. Conclusiones

El sector eléctrico es un sector que afecta la productividad de todas las empresas mexicanas y los costos de la energía para todos los mexicanos. Es fundamental reducir los costos de generación al mínimo posible. Lo que no paga el consumidor lo paga el contribuyente (que en el caso del servicio eléctrico es el mismo).

En este sentido la historia de los últimos 20 años del sector eléctrico se puede resumir como la incorporación sistemática de instrumentos para que la CFE y el sector privado puedan proveer energía a precios tan bajos como sea posible y elevar la competitividad de las empresas y el bienestar de los hogares mexicanos, sin endeudamiento del Estado mexicano. Por el lado tecnológico, el progreso tecnológico ha traído una diversificación de la matriz energética, menores costos y un menor impacto ambiental.

De la revisión de la información cuantitativa disponible se desprenden cuatro grandes conclusiones:

**1. La generación privada ha contribuido a menores costos de suministro, tarifas y costos fiscales.** Ello se traduce en menores precios para todos los usuarios de energía eléctrica. Una manera de analizarlo es comparando el costo de CFE con el de los privados:

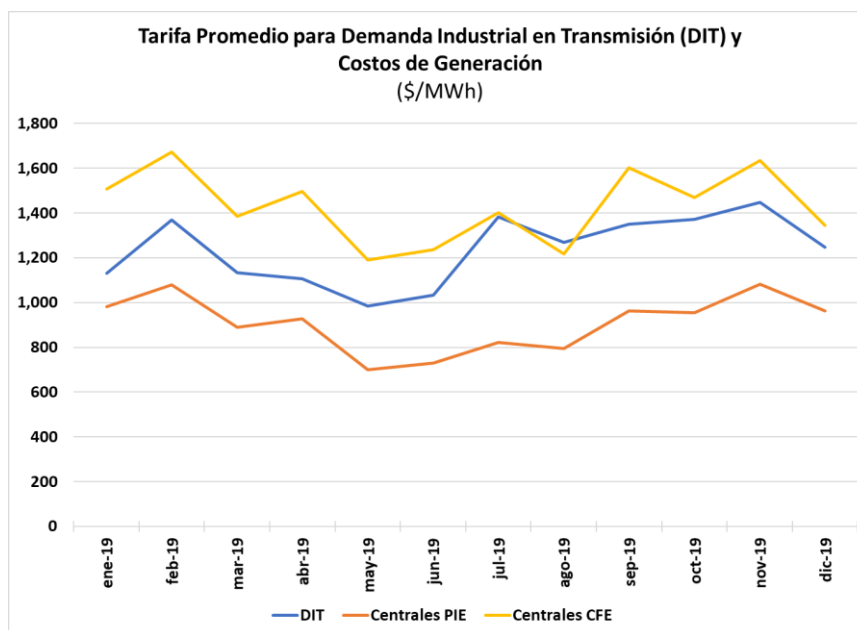
- Ciclo Combinado. El costo de las centrales de CFE fue 1,435 \$/MWh; mientras que el de los PIE fue de 883 \$/MWh.
- Solar. El costo de las centrales de CFE fue de 2,038 \$/MWh; mientras que de las SLP de 583 \$/MWh.
- Eólica. El costo de las centrales de CFE fue de 1,225 \$/MWh; mientras que el de las SLP 583 \$/MWh y de los PIE de 1,655 \$/MWh.

Debe recordarse que los costos de las tecnologías solar y eólica han tenido en los últimos años una importante reducción de costos debido al avance tecnológico. Asimismo, la participación de la generación eólica de los PIE en el suministro básico en 2019 fue de 0.8%, por lo que no tiene impacto en las tarifas eléctricas. Es decir, la CFE paga menos por la electricidad que recibe, bajo los contratos legados de los PIE y las subastas de largo plazo, que lo que le tiene que pagar a sus propias plantas de generación.

La comparación más directa es entre la tarifa DIT neta del cargo de transmisión y los costos de generación de las centrales PIE y las de CFE. Los costos promedio de las centrales de CFE son siempre mayores a la tarifa DIT neta de transmisión. Los costos de las centrales PIE se encuentran siempre por debajo de ella. En promedio, en 2019 los costos de generación de los PIE fueron 34% menores a la tarifa DIT neta de transmisión mientras que los de las centrales de CFE fueron 5% mayores.



Gráfica IV.1. Tarifa Media DIT y Costos de Generación



Fuente: Elaboración propia con información de Comisión Reguladora de Energía, Memorias de Cálculo de las Tarifas Finales de Suministro Básico 2019.

Al punto anterior, se debe de agregar que cuando los privados invierten en una central; evitan que la hacienda pública realice dicha inversión, además de que se hace una transferencia total del riesgo de construcción y operación. Si las subsidiarias de generación de CFE realizaran también la inversión que en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional se espera hagan los generadores privados (0.4% del PIB) sin incurrir en endeudamiento, el balance primario del sector público para 2020 se reduciría a la mitad.

**2. Los generadores privados no desplazan generación alguna de CFE, ni cara ni barata.** Simplemente, la CFE no tiene la capacidad para atender por si misma el consumo o la demanda del Sistema Eléctrico Nacional.

- La capacidad de las centrales de la CFE no es suficiente para suministrar el consumo y demanda pico del Sistema Interconectado Nacional (SIN)
  - La demanda máxima observada es de 45,167 MW; CFE tiene instalados 38,836 MW. Al considerar la aportación de los PIE, la capacidad total es 51,459 MW.
  - Cumplir también con el margen de reserva de planeación establecido por la Secretaría de Energía de 13%, cuando la demanda es máxima se necesita una capacidad de 51,039 MW.
  - Sin margen de reserva, la capacidad instalada de la CFE es insuficiente para satisfacer la demanda alrededor del 17% del tiempo (1460 de 8,760 horas al año). Ello habría ocurrido en los meses de abril a octubre.
  - Manteniendo el margen de reserva (13%), la capacidad instalada de CFE permitiría atender una demanda de hasta 34,368 MW. Sin embargo; la demanda fue mayor a ese

valor casi la mitad del tiempo (4,350 horas). En ningún mes del año se habría cumplido con el margen de reserva durante las horas de demanda máxima.

- Para el sistema de Baja California, la situación es similar.
  - La demanda máxima del sistema es de 2,863 MW; la capacidad instalada de CFE es de 1,842 MW. Para cubrirla es necesario contar con la capacidad de los PIE (783 MW), de autoabastecimiento (90 MW) y de generadores con permiso LIE (195 MW). La capacidad total de ese sistema de 2,910 MW.
  - Para cumplir también con el margen de reserva de planeación se requeriría una capacidad de 3,235 MW; es necesario hacer uso de la interconexión con el sistema de California.

**3. El autoabasto es parte del régimen legado que está cerrado y no representa carga financiera alguna para la CFE.** Es decir, no tiene impacto ni relación-contratos- con la empresa más allá de la interconexión y uso de la infraestructura de transmisión. En este sentido, es importante resaltar que han contribuido y aportado a la expansión y refuerzo de la red, pagan una tarifa que se calculó con una metodología que impulsaba la integración de renovables y que no significaba un costo para CFE. Además, sus centros de carga podrían regresar al suministro básico o con cualquier otro suministrador si fuera atractivo en términos del precio de la energía.

**4. Las empresas de generación de CFE son las únicas subsidiarias con pérdidas.** Ello, debido a la edad de muchas de las centrales que conforman su parque de generación y los problemas para su mantenimiento. Hoy transmisión y distribución son rentables. No sabemos si les permiten usar su rentabilidad para invertir en una red más grande y mejor, ese es otro tema. CFE SSB no tiene pérdidas. Generación es un segmento en el que la participación privada y la competencia pueden ayudar a reducir esas pérdidas.

Este es el dilema principal de la CFE. El suministrador básico tiene como objetivo atender la demanda, especialmente la de los usuarios menos privilegiados, buscando los menores precios posibles. El generador busca los mayores precios posibles que le permitan cubrir sus costos para no incurrir en pérdidas, es indiferente a quien le compra. Transmisión y distribución son indiferentes a quién compra y vende energía porque recibe una tarifa regulada que le permite recuperar sus costos y asegurar su rentabilidad, misma que es mayor entre más eficiente sea.

El régimen jurídico del sector eléctrico ha evolucionado siguiendo tanto los cambios tecnológicos en la industria eléctrica como las necesidades sociales en torno al consumo eléctrico. Es decir, el desarrollo económico del país ha requerido que se adapten para que la electricidad incremente la competitividad del país y se atienda la demanda social de más y mejor electricidad. La participación de empresas privadas ha sido necesaria para poder cumplir con estos objetivos al menos desde 1992.

**Una reflexión final motivada por las conclusiones anteriores.** La clave para elevar la eficiencia es la competencia. La eficiencia no deriva de la propiedad, sino de la presión competitiva de ser desplazado por alguna empresa con menores costos. Un monopolio privado sin el mismo escrutinio al que se sujetan las entidades públicas, sin duda, sería significativamente menos eficiente que la CFE. Debe promoverse en todos los sectores que sea posible ya sea ex ante –como los PIE o las subastas de largo plazo– o ex post, como en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Como política de Estado, la decisión está entre un monopolio público con costos de generación altos o costos de generación bajos que se reflejan en tarifas bajas y mayor competitividad del país. Adicionalmente, cumplir los compromisos internacionales ambientales tiene consecuencias nacionales positivas tanto en términos de calidad de vida como económicos. Permitir que la industria, gran generadora de empleo y de impuestos se haga de la energía más barata y limpia sin crear una carga a la hacienda pública es fundamental.

## V. Referencias

Centro Nacional de Control de Energía, Fallo de la Primera Subasta de Largo Plazo SLP - 1 – 2015, Fallo de la Primera Subasta de Largo Plazo SLP - 1 – 2016 y Fallo de la Primera Subasta de Largo Plazo SLP - 1 – 2017; disponibles en <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>

Comisión Federal de Electricidad, Empresa Productiva del Estado y subsidiarias, Estados financieros consolidados 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, disponible en <https://www.cfe.mx/inversionistas/InformacionFinanciera/Pages/EstadosFinancieros.aspx>

Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual para los años 2017 y 2018, disponibles en

Comisión Reguladora de Energía, Memorias de Cálculo de las Tarifas Finales de Suministro Básico, disponible en <https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico>

Comisión Reguladora de Energía, Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2018, disponible en <http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdoAnexo/?id=NzMxOTY2MTUtNTQyNy00MDkzLTE5MC05NTM0MzA2YTFlZmU=>

Comisión Reguladora de Energía, Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016 – 2017, disponible en [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/317909/Reporte\\_de\\_confiabilidad\\_de\\_Electricidad\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/317909/Reporte_de_confiabilidad_de_Electricidad_.pdf)

IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, disponible en <https://irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019#:~:text=Electricity%20costs%20from%20utility%2Dscale,respectively%2C%20for%20newly%20commissioned%20projects.>

Monitor Independiente del Mercado Eléctrico, Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019 disponible en [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte\\_Anual\\_2019\\_del\\_Monitor\\_Independiente\\_del\\_Mercado.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte_Anual_2019_del_Monitor_Independiente_del_Mercado.pdf)

Diario Oficial de la Federación, 25 de marzo de 2019, Secretaría de Energía, Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016. Disponible en [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5555005&fecha=25/03/2019](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5555005&fecha=25/03/2019)

Secretaría de Energía, Sistema de Información Energética, disponible en <http://sie.energia.gob.mx/>

Secretaría de Energía, Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación, disponible en <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/terminos-plazos-criterios-bases-y-metodologias-de-los-contratos-legados-para-el-suministro-basico-y-mecanismos-para-su-evaluacion-128297>

Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Cuenta de la Hacienda Pública para los años 2017, 2018 y 2019, disponible en [https://www.finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas\\_Publicas/Cuenta\\_Publica](https://www.finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas_Publicas/Cuenta_Publica)

Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Informes sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública disponible en [https://www.finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas\\_Publicas/Informes\\_al\\_Congreso\\_de\\_la\\_Union](https://www.finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas_Publicas/Informes_al_Congreso_de_la_Union)

## Anexo. Precios medios de electricidad y combustibles empleados en la generación

<b>Año</b>	<b>Precio Medio de la Energía</b>	<b>Insuficiencia Tarifaria</b>	<b>Costo Total de la Energía</b>	<b>Precio Gas Natural</b>	<b>Precio Combustóleo</b>	<b>Precio Diésel</b>	<b>Precio Carbón</b>	<b>Participación PIE</b>
	(Ctvs <sub>2019</sub> /kWh)	(Ctvs <sub>2019</sub> /kWh)	(Ctvs <sub>2019</sub> /kWh)	\$ <sub>2019</sub> /GJ	\$ <sub>2019</sub> /m <sup>3</sup>	\$ <sub>2019</sub> /l	\$ <sub>2019</sub> /ton	%
2002	138.82	51.08	189.90	54.91	2608.83	9.14		11.51
2003	156.27	69.21	225.49	96.25	3253.50	9.07	930.70	16.48
2004	167.76	62.18	229.94	105.93	3365.78	8.92	1,956.13	23.26
2005	174.03	66.95	240.98	133.97	3900.05	8.84	1,814.61	22.11
2006	185.98	48.34	234.31	110.57	5319.96	8.86	1,456.08	26.78
2007	185.33	48.38	233.71	103.00	5205.50	9.15	1,443.46	31.06
2008	205.34	62.56	267.90	128.50	8374.01	9.31	3,317.47	32.08
2009	172.92	76.89	249.82	64.20	6786.82	10.93	2,190.71	33.17
2010	182.39	65.64	248.03	68.07	8355.28	11.63	2,370.11	32.48
2011	188.16	54.67	242.83	59.39	10433.24	12.51	2,903.16	33.08
2012	189.28	47.21	236.49	42.74	11792.98	13.31	2,383.88	31.74
2013	186.15	50.72	236.87	51.59	10069.64	14.31	1,763.39	33.42
2014	185.28	48.58	233.86	62.33	9231.89	15.48	1,720.10	33.53
2015	158.74	32.44	191.18	43.75	5533.44	16.11	1,539.58	34.62
2016	155.61	15.26	170.87	48.53	3678.86	15.60	1,614.19	33.42
2017	173.05	31.59	204.64	65.50	4999.42		2,176.65	33.42

Fuente: Elaboración propia con información de Secretaría de Energía, Sistema de Información Energética, Comisión Federal de Electricidad, Estados Financieros para los años 2002 a 2017