

El objetivo del estudio es analizar los efectos de la participación privada en la generación de energía eléctrica en México centrándose en la información pública disponible para dar respuesta a las opiniones recientes expresadas por el Presidente de la República y las autoridades del sector. Se argumenta como estas afirmaciones no tienen sustento en los datos oficiales ni en la realidad del sector eléctrico nacional. Se muestra que la inversión privada ha resultado en reducciones de costos para CFE además de quitar presión a la deuda pública, lo anterior, ha permitido menores tarifas para los consumidores *vis á vis* la realización exclusiva de todas las actividades de la industria por parte del Estado a través de CFE.

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.

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), 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.

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (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.

Esto creó un esquema de incentivos para cumplir con las metas ambientales y de cambio climático a través de la integración de renovables al parque de generación. El esquema contemplaba que los generadores renovables se hicieran cargo de las obras para su interconexión y de los refuerzos a la red, necesarios para asegurar su evacuación sin crear congestiones en la RNT, dichas obras y refuerzos se donaban a la CFE. Lo anterior se implementaba no solo a nivel individual (refuerzos y obras específicas para cada generador) sino en casos específicos como la evacuación de cantidades importantes de electricidad de una región específica, través de mecanismos de temporada abierta en las que los generadores participaban y financiaban de forma común refuerzos muy importantes en la RNT, como fue el caso de las evacuaciones de la generación eólica en la Ventosa.

Posteriormente, 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 Básico¹ contara con la electricidad más barata posible a través de las Subastas de Largo Plazo². Esto permitía que México cumpliera con sus compromisos del Acuerdo de París y, otra vez, se contara con energía más barata para los usuarios, particularmente los domésticos de bajos consumo y los agrícolas. Por otro lado, se permitía que la industria buscara la generación más barata lo que redundaría en mayor competitividad y crecimiento económico

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, régimen legado, contrato de interconexión legado, contrato legado para el suministro básico, respaldo y sociedades de autoabasto.

- Régimen legado es las condiciones y términos de operación aplicables a quienes obtuvieron un permiso al amparo de la LSPEE establecidos en dicha ley y las regulaciones y contratos derivados de la misma.
- Los contratos de interconexión legados se celebraron entre los permisionarios y la CFE bajo la LSPEE para la conexión de sus centrales y/o centros de carga a las redes. Establecen 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.
- El contrato legado para el suministro básico tiene contratos de corto, mediano, y largo plazo celebrados entre CFE Suministro Básico y las subsidiarias de generación para la compraventa de energía y productos asociados³ 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.

¹ 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.

² 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.

³ Los productos asociados son servicios que prestan los generadores para mantener la confiabilidad del sistema como son las reservas de generación.

- El respaldo es un servicio para centrales térmicas para cubrir una posible disminución en la generación, debido a salidas de operación programadas o inesperadas (salidas forzadas).
- Las sociedades de autoabasto que se permitieron con la reforma de 1992-1993 consisten en que una sociedad invierte en una planta de generación, que abastece a sus socios en sus puntos de carga (Socios Autoabastecidos). Los socios pagan una tarifa de transmisión calculada por la CFE (*Porteo Estampilla en los casos de generación renovable*); adicionalmente, la sociedad tuvo que aportar a la CFE la infraestructura necesaria para la interconexión de sus centrales y la conexión de sus centros de carga así como los refuerzos para evitar la congestión en la RNT. La energía que consumen los socios en sus centros de carga en exceso de la que entregan las centrales de autoabasto, es cobrada por la CFE a la tarifa correspondiente, mientras que, si la planta genera más energía que la que consumen los socios, esta energía se vende a la CFE a descuento del precio nodal imperante. Es por esto por lo que este esquema, no representa 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.

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.

Se dispone de información de costos de generación de centrales de CFE y privadas desde enero de 2019 a mayo de 2020. 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.

Para poder hacer una comparación entre centrales privadas y de CFE hay que hacerlo 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.⁴
- 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 por 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. 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.

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) y la solar 76.2% (de 37.8 a 6.8 centavos de dólar₂₀₁₉ por kWh).

CFE suministro básico, solo puede abastecerse de tres fuentes; i) energía de las plantas legadas de la CFE; ii) la energía de las Subastas de Largo plazo y iii) del MEM el faltante para asegurar la demanda en suministro básico. Cabe indicar que el MEM, fija su precio instantáneo con el costo de la última planta en entrar para equilibrar la demanda. Dado que las plantas menos eficientes son las de la CFE, estas son las que marginan y por eso el precio del MEM es generalmente alto.-. 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. Sin embargo, las plantas que marginan solo cubren sus costos variables y no sus costos fijos. Transmisión y distribución reciben una tarifa regulada que les permite recuperar sus costos y asegurar su rentabilidad, misma que es mayor entre más eficiente sea.

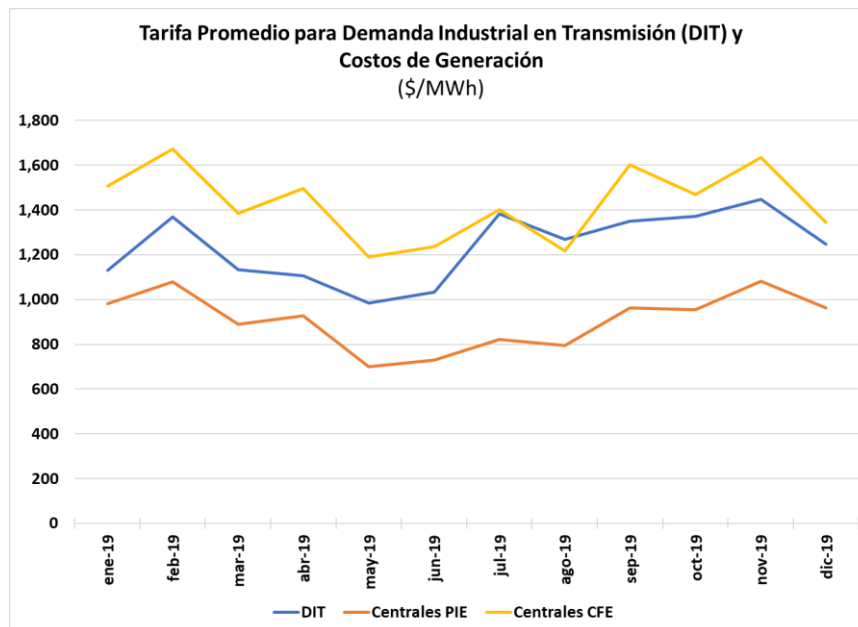
La participación privada en la generación eléctrica ha reducido los costos de generación y favorecido tarifas eléctricas menores, lo cual es claro a partir de diciembre de 2017. A partir de esa fecha, la CRE comenzó a determinar las tarifas, como la suma de los costos de sus componentes, por lo que, si parte del abasto lo aseguran plantas con costos bajos esto permite tarifas más bajas.

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.

⁴Como se señaló anteriormente, las centrales de tecnología intermitente no entregan potencia, sólo energía.

El contraste más directo que puede hacerse entre tarifas y costos de generación es con los servicios de suministro básico en alta tensión (tarifa DIT); en los que sólo intervienen las actividades de generación y transmisión. 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.

Gráfica 3. 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.

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, sin explicar por qué son abusivos. Cabe recordar, que los pagos a los PIE resultan de contratos que fueron licitados.

La forma de remuneración tanto de los contratos de los PIE como las plantas de la CFE bajo contrato legado para el Suministro Básico es la misma. Consta de un pago por cargos fijos además de los pagos por la energía entregada. En 2019 los pagos realizados por capacidad puesta a disposición de CFE Suministro Básico por las centrales de ciclo

combinado PIE (128,917 \$/MW mes) son significativamente menores que los de las centrales de ciclo combinado legadas de la CFE (340,000 \$/MW mes) ver cuadro II. ~~1821a~~ del documento principal.

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.

La generación eólica y solar es variable en el tiempo; entre más renovables se integran es más fácil manejar su variabilidad no esperada (intermitencia instantánea). Los operadores de sistema estadounidenses no han tenido que incrementar significativamente sus requerimientos de reserva operativa con los niveles actuales de capacidad eólica⁵. Además, la precisión de las predicciones de viento y condiciones meteorológicas han mejorado significativamente.

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

⁵ Milligan, M. and Kirby, B. (2010). Characteristics for Efficient Integration of Variable Generation in the Western Interconnection. NREL/TP-550-48192.