



Munich Personal RePEc Archive

GENERATION COSTS, INVESTMENT AND PRICES IN THE ELECTRICITY SECTOR IN MEXICO

Enriquez, Alejandra and Ramirez, Jose Carlos and Rosellon,
Juan

RICE UNIVERSITY, UNIVERSIDAD PANAMERICANA, CIDE

2019

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/98084/>

MPRA Paper No. 98084, posted 12 Jan 2020 16:30 UTC

COSTOS DE GENERACIÓN, INVERSIÓN Y PRECIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

Alejandra Enríquez¹

José Carlos Ramírez

Juan Rosellón

Resumen

Los precios de la electricidad han observado una tendencia consistente al alza desde la implementación de la reforma en el mercado eléctrico (RME) de México. Esto se ha interpretado por algunos como un fracaso de la RME. En este artículo estudiamos los determinantes de esa alza mediante la deducción de la curva de costos de generación de la CFE, previa a la entrada en vigor de la reforma, seguido de la construcción de datos horarios sobre precios promedio durante la REM y el estudio de la relación entre precios y rentas de congestión. Los resultados principales señalan que: los tipos de tecnología de generación más rentables son los resultantes de la RME; los incrementos en precios se registran a pesar de la existencia de un número considerablemente mayor de competidores en el sector de generación; y que la marcada correlación entre precios y rentas de congestión es una evidencia de que el incremento en precios bajo la RME es, principalmente, debido a una creciente congestión de la red nacional de transmisión eléctrica más que a un diseño ineficiente de la competencia en la generación.

Palabras clave: Reforma eléctrica, generación eléctrica, rentas de congestión, precios nodales, México.

Keywords: Electric reform, electric generation, congestion rents, nodal prices, Mexico.

Códigos JEL: Q41, D47, D21, L50, L51.

¹ Los autores son, respectivamente, miembros del Baker Institute, Rice University. Houston, TX ae25@rice.edu; CREED Universidad Panamericana, México jramirezs@up.edu.mx; Centro de Investigación y Docencia Económicas., Ciudad de México, DIW Berlín, Alemania, CREED Universidad Panamericana, México juan.rosellon@cide.edu. José Carlos Ramírez agradece los recursos procedentes del Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos para la realización de este trabajo.

Abstract

Electricity prices have seen a consistent upward trend since the implementation of Mexico's electricity market reform (RME). This has been interpreted by some as a failure of the RME. In this paper we study the determinants of such price increases. We calculate the generation cost curve of the Federal Electricity Commission prior to the entry into force of the reform. We then construct daily data on average prices during the REM. We also finally study the relationship between prices and transmission congestion rents. Our main results indicate that the most profitable types of generation technology are the ones resulting from the RME. Likewise, price increases have taken place despite the existence of a considerably larger number of competitors in the generation sector. Lastly, the strong correlation between prices and congestion revenues is evidence that the increase in prices under the RME is mainly due to the growing congestion in the national electricity transmission network rather than due to an inefficient competitive market design in the generation sector.

Keywords: Electric reform, electric generation, congestion rents, nodal prices, Mexico.

JEL Codes: Q41, D47, D21, L50, L51.

I. Introducción

Cuando se evalúa la reforma de un mercado, como el eléctrico, es común adoptar enfoques tanto generales como particulares. En los primeros, se considera al mercado como un todo, sin distinciones, con el fin de facilitar el análisis de su impacto global sobre la economía o el bienestar social, mientras que, en los segundos, el objeto de estudio se centra en alguna división específica de la industria eléctrica para conocer en detalle los resultados de las medidas regulatorias. Las variables usadas en cada caso varían, según sea el nivel de agregación considerado (macro, meso o micro), el criterio en juego (eficiencia, bienestar, productividad o variaciones de tarifas) y la radicalidad de las reformas estructurales emprendidas. Este último punto es de la mayor importancia porque no todas las reformas persiguen los mismos objetivos. Hay reformas centradas en la incentivación de la competencia mediante la desintegración vertical y horizontal de los monopolios (o reforma desintegrada, como las del Reino Unido y Australia), en la obtención de economías a escala

a través de una apertura gradual del mercado eléctrico (o reforma integrada, como la de Francia y Alemania) o en la búsqueda de una mayor eficiencia de las plantas por medio de una mejor interacción de sus divisiones (o reforma interactiva, como la de Noruega, Suecia y algunas partes de EEUU)².

El enfoque general busca establecer relaciones agregadas entre las variables claves de las empresas eléctricas sujetas a regulación y las variables de la economía nacional. En concreto, explora los efectos de los precios y costos de producción eléctricos resultantes de determinadas medidas regulatorias sobre el crecimiento del consumo eléctrico, del PIB, de la productividad de las manufacturas y del bienestar de la población. Los estudios abarcan tanto a países desarrollados como en desarrollo, antes y después de la implementación de las reformas eléctricas (véase Payne 2010, Apergis y Payne 2010, Jamasb 2017, Costa-Campi et al 2018).

Una de las principales conclusiones de estos estudios es que los efectos de las reformas orientadas a reducir los costos de producción no siempre impactan el consumo eléctrico de las empresas y, por tanto, al crecimiento del PIB. Y es que si bien hay investigaciones, como la de Costa-Campi (2018), en las que se muestran que una reducción en los costos de producción, provocado ya sea por la promoción de energías renovables o la expansión de la red, incrementa el consumo eléctrico y el PIB, hay otras, como la de Payne (2010), en las que se deja en claro que esta relación virtuosa no siempre es fácil de comprobar en diferentes países, por lo que el resultado final es más bien un asunto empírico. Otro par de conclusiones están referidas al caso mexicano, aunque también se pueden encontrar documentadas para

² Para mayor información véase Lee et al 2018.

otras experiencias similares, como la Argentina (véase, por ejemplo, Pollit 2008). Una de ellas está basada en el trabajo de Álvarez y Valencia (2018), en la que se sostiene que, en caso de un cambio profundo en la estructura de la generación eléctrica en el país, los precios de la electricidad serían los que más afectarían el crecimiento de las manufacturas y del PIB (muy por encima de los demás precios de energía), porque una reducción en los costos de producción de 13% en la generación de energía eléctrica, resultantes de la sustitución de combustóleo por gas natural, produciría un incremento no superado por otras energías de entre 1.4% y 3.6% en el sector manufacturero y de entre 0.2 y 0.6 en el PIB real. La otra conclusión, ofrecida por Moshiri y Martínez-Santillan (2018), asegura que, al ser los bienes de energía sustitutos débiles entre sí y contar con una elasticidad cruzada significativa con los alimentos, las familias de bajos recursos de México resultarían las más perjudicadas del eventual retiro de subsidios programados por las medidas regulatorias, debido a que el consecuente incremento de los precios y tarifas de electricidad y gas las obligaría a reducir el consumo de alimentos. Dada la alta proporción de pobres en el país (54% del total de habitantes) es altamente probable que ese retiro del subsidio redunde en una sensible pérdida del bienestar social.

Los autores que ensayan enfoques particulares están interesados, por su parte, en analizar los efectos de la reforma del mercado eléctrico (RME) sobre: 1) la generación, transmisión, pérdidas no técnicas de la distribución, oferta de reserva, inversión de la industria eléctrica y carga base (Lee et al 2018, Zambrano et al 2019; Cullmann y Nieswand 2016); 2) la productividad y eficiencia de la industria eléctrica (Nakona y Magani 2008 y Craid y Savage 2013, Pompei (2013); 3) los precios de energía eléctrica al mayoreo (Florio 2007 y Mount 2008) y al menudeo (Hartley et al 2019); 4) la investigación y desarrollo en la industria

eléctrica (Kim et al 2012); 5) los mercados de capacidad (Geffert y Strunk 2019) y 6) el medio ambiente (Navarro-Pineda et al 2019); entre otros aspectos. Sus resultados principales son diversos y no siempre muy concluyentes.

En el caso, por ejemplo, de los 27 países de la OECD analizados por Lee et al (2018) entre 1980 y 2010, se encuentra que la RME disminuye diferencialmente la inversión en plantas de generación, sobre todo en los países donde se privilegia la privatización y la desintegración horizontal. Y aun cuando la RME no tiene un aparente efecto significativo, estadísticamente hablando, sobre la oferta de capacidad de reserva, los montos de inversión y la generación de carga base al nivel de toda la muestra, si registra una marcada influencia sobre estas variables en países cuando se considera el tipo de reforma. Concretamente, en aquellos países cuyas reformas fomentan la privatización y la desintegración vertical se observan, respectivamente, relaciones negativas entre la RME y la generación de carga base, y positivas entre la RME y la oferta de capacidad de reserva. En otro estudio, Pompei (2013) concluye que la relación entre la RME y la productividad total de los factores (PTF) resulta negativa en una muestra de 19 países europeos entre 1994 y 2007, sin importar la rigurosidad de las medidas regulatorias (y que el autor distingue por su nivel, esto es por “regulación de bajo nivel (*downstream*)” como las del Reino Unido o de “alto-nivel (*upstream*)” como las de Francia). Pero al considerar algunos indicadores regulatorios, el autor encuentra que esa rigurosidad si afecta diferencialmente los componentes de PTF (cambio técnico, cambio de eficiencia pura y cambio de eficiencia de escala) de varios países. En particular concluye que en los países donde hay mayores barreras a la entrada de nuevos competidores se observa una reducción en el cambio técnico de las plantas eléctricas. Otros indicadores como la integración vertical

o la propiedad pública de las plantas no tienen ningún efecto estadístico significativo sobre la PTF.

La revisión somera de estos trabajos revela las dificultades inherentes a la evaluación de cualquier RME, pues no solo hay que delimitar el alcance de la evaluación sino, también, la relación precisa que tiene la variable bajo estudio con otros factores que condicionan su comportamiento. La heterogeneidad de los resultados arriba mencionados es una prueba fehaciente de que cada RME tiene particularidades irrepetibles que obedecen al entorno específico que rodea a los mercados eléctricos. El grado de desintegración, vertical y horizontal, las barreras a la entrada que impiden o favorecen la competencia, la profundidad de la liberalización del mercado, el entorno económico y financiero, la tecnología y dotación de recursos energéticos, el tiempo de maduración de la RME, entre otros factores, hacen única a cualquier evaluación. No hay una RME enteramente igual y, por tanto, los resultados de la evaluación son caso-dependientes.

Este artículo adopta un enfoque parcial y su objetivo es evaluar los efectos de la RME en México (gestada en 2013, durante el sexenio de Peña Nieto) sobre la inversión en generación eléctrica y los precios de la electricidad en diferentes regiones del país. Se trata de un objetivo que ataca uno de los tres desafíos más importantes de la RME ya que, a decir de Chanona-Robles (2016), la falta de competitividad de los costos de generación, junto con el rezago en la producción de energías renovables y las pérdidas no técnicas en distribución y transmisión eléctricas, constituyen los fundamentos sobre los que se justificó la necesidad de una reforma en México. De esta manera, cualquier análisis sobre los costos de generación es esencial para evaluar, en general, la efectividad de las medidas que dan cuerpo a la RME en México.

Cabe señalar que debido al corto tiempo transcurrido desde la inauguración formal de las operaciones del mercado eléctrico de mayorista (MEM), enero de 2016, y a la casi nula disposición pública de datos oficiales sobre precios y costos de generación, no es posible hacer una evaluación enteramente cuantitativa y a largo plazo. Las medidas regulatorias, especialmente las ligadas al sector eléctrico requieren de un tiempo considerable para que los cambios institucionales que acompañan a cualquier reforma radical, como la mexicana, surtan efecto en los costos de generación de electricidad. Por esa razón hemos decidido centrarnos exclusivamente en el estudio del comportamiento del MEM en sus tres primeros años de operación (2016-2018) y, con base en él, sugerir algunas posibles líneas futuras de evolución.

Nuestra evaluación considera, inicialmente, la estimación de una curva de costos para la Comisión Federal de Electricidad (CFE) antes del proceso de desintegración vertical, concretamente en 2015 para, posteriormente, explicar el patrón de inversión privada promovido por la RME en la generación eléctrica, en particular en plantas pequeñas. Acto seguido hacemos un análisis de los precios de la electricidad en México con la idea de evidenciar su incremento sostenido entre 2016 y 2018 como producto de las altas rentas de congestión derivadas de la falta de inversión en la red de transmisión eléctrica.

El documento se organiza en cuatro secciones adicionales. La segunda ofrece un panorama breve de los cambios institucionales acontecidos en la generación de electricidad en México durante la RME, para dejar en claro la profundidad de las medidas aplicadas. La tercera sección presenta la estimación de la curva de costos de la CFE en 2015 y sus efectos implicados sobre el subsecuente patrón de inversión en la generación eléctrica. La cuarta sección analiza el crecimiento de los precios de la electricidad en México, así como de las

rentas de congestión y las curvas de duración de precios entre 2016 y 2018. Las conclusiones resumen los resultados principales del documento.

II. El nuevo contexto institucional de la generación de electricidad en México

De las conclusiones arriba mencionadas, queda claro que uno de los retos más importantes de cualquier evaluación de la RME es establecer la relación precisa entre la variable bajo escrutinio, los costos de generación, y los factores que condicionan su comportamiento. En México, esos factores están ligados, básicamente, a la conformación del nuevo mercado eléctrico, por lo que esta sección da una idea general de los cambios asociados con su regulación entre 2014 y 2017. Un obstáculo a este esfuerzo es la escasez de trabajos académicos que auxilien en el diagnóstico de esos factores, con lo que, si bien esto otorga a este documento un valor agregado en la literatura sobre la RME en México, limita el alcance de la búsqueda. De hecho, con excepción del reporte elaborado por el Monitor Independiente de Mercado (CRE, 2018), encontramos pocos documentos formales de importancia que den un seguimiento concreto a los cambios ocurridos al interior del sector eléctrico³; y esta carencia es significativa para nuestros propósitos.

Como es de conocimiento general, la reforma energética de México promulgada en 2013 y puesta en vigor en 2014, toma derroteros distintos en cada mercado específico. En el mercado eléctrico se registran cambios que afectan prácticamente a toda la cadena de valor. Para empezar, se fomenta la transición de un mercado dominado por el monopolio de la CFE, verticalmente integrado, a otro descentralizado y abierto en la generación eléctrica a la inversión privada y pública. La desintegración vertical de la generación, así como la

³ Ver Chanona-Robles (2016), Zenón y Rosellón (2017), Kunz et al (2017), Ibarra-Yúnez (2018)

descentralización a la operación independiente del sistema, son las protagonistas de esta transición. Tan solo entre enero y agosto de 2015 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó 277 permisos de generación a nuevos participantes del mercado, que equivalen a una inversión cercana a los 29 mil millones de dólares (Chanona-Robles 2016). Y aunque en los otros segmentos del mercado, transmisión y distribución, no se presencia un auge parecido en la inversión, por permanecer bajo control estatal, esto no impide que las empresas privadas accedan a determinados proyectos eléctricos mediante la figura de subcontratación de la CFE.

La creación del operador independiente del sistema en 2014, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y la puesta en funcionamiento del MEM en 2016, constituyen las instituciones claves sobre las que se montan las disposiciones anteriores y la RME, en general. Mientras que con el CENACE se garantiza el despacho económico de electricidad, la planeación de la expansión y el libre acceso de las redes de transmisión y distribución y, no menos importante, la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, con el MEM se busca promover transacciones transparentes, estimular la competencia entre las diferentes categorías de los participantes de mercado y disminuir eficientemente los costos de electricidad. En el centro del MEM está el mismo CENACE, que se encarga de arbitrar toda la gama de productos y servicios transados en el corto, mediano y largo plazo. En el mercado spot o de corto plazo, las transacciones incluyen las ventas de electricidad y servicios auxiliares, realizadas sobre la base de un día por delante o MDA y en tiempo real o MTR. En los mercados de mediano y largo plazo, las transacciones se celebran mediante acuerdos bilaterales, subastas, certificados de energía limpia o adquisiciones de derechos financieros de transmisión y están destinadas a asegurar la capacidad del sistema y el uso creciente de

energías renovables, con el fin de reducir la incertidumbre y aumentar la predictibilidad de los precios.

La aparente radicalidad de estas iniciativas no parece, sin embargo, corresponderse con los cambios acontecidos en la estructura del sector eléctrico ni con la supuesta eficiencia en la generación de electricidad. En primer lugar, la desintegración vertical del monopolio resulta ser un proceso más formal que real, pues el establecimiento en 2017 de sus seis empresas productivas subsidiarias (EPS) de generación (cinco de ellas con contratos legados para suministro básico y una con contrato externo legado) le confieren un poder casi monopólico a la CFE en la generación de electricidad. Datos de concentración muestran que, en 2016, antes de la desincorporación, el 83.55% de la capacidad de generación era suministrada por uno de los 7 participantes de mercado (PM) que operaban directamente en ese entonces y que era precisamente la CFE (CRE 2018). Un año después, el porcentaje máximo detentado por un PM apenas alcanzó el 19.17% pero no como consecuencia del mayor número de nuevos generadores directos (23), sino por la desintegración de CFE en las EPS (CRE, 2018). Estas EPS, junto con la filial de intermediación, cuentan con 186 centrales eléctricas y aportan en conjunto el 85% de la capacidad de generación eléctrica del país (CRE, 2018). Como dato adicional, cuatro de las EPS pertenecientes a CFE y que tienen contratos legados para el suministro básico del Sistema Integrado Nacional son consideradas esenciales aproximadamente la mitad del año, de acuerdo con el índice de generación residual; esto es: son empresas generadoras que pueden satisfacer la demanda del sistema por más de 4200 horas al año sin comprometer su capacidad (CRE, 2018).

En segundo lugar, la CFE y sus EPS actúan como si constituyeran un mismo grupo de interés económico por las formas de control que emplea la primera sobre las segundas al nombrar la

mayoría de sus consejeros; autorizar sus presupuestos y tabla de remuneraciones; contratar deuda y realizar inversiones en sus nombres. Este comportamiento de la CFE con sus EPS crea artificialmente poder de mercado en la generación de electricidad e impide una libre competencia, como inicialmente lo persigue la RME. Un ejemplo de este comportamiento es el de la filial CFEEnergía que adjudica contratos directos a las EPS, con efectos perversos sobre los costos, como es el hecho de suministrar gas natural con precios superiores en un 15% y 20% al índice de referencia de precios del CENACE, lo que ha provocado que se incremente substancialmente el rechazo de ofertas en el MDA (CRE, 2018) ⁴.

En suma, el mercado eléctrico cuenta con nuevos instrumentos regulatorios y un número importante de nuevos jugadores ideales para funcionar en un esquema competitivo. El problema es que la desintegración vertical de la CFE es un proceso aún incipiente revestido de formas poco competitivas que pueden frenar los objetivos propuestos por la RME, como es la mayor competencia en la generación eléctrica y la consecuente disminución de los costos de generación. A continuación exploramos la función de costos de la CFE, así como sus implicaciones sobre el patrón de inversión en la generación eléctrica en México.

III. El costo de generación eléctrica en México previo a la reforma: la curva de costos de la CFE (2015)

Uno de los factores que impacta mayormente el precio final de la energía es naturalmente el costo de producción de las plantas de generación eléctrica. En esta sección aproximamos una curva de costos para la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en 2015, con el fin de

⁴ CFEEnergía no requiere pasar por un proceso de licitación competitiva para abastecer de gas a las EPS (CRE 2018)

calcular el costo incurrido por sus planta promedio. El punto mínimo de esta curva nos permite obtener la escala mínima eficiente (EME) o el punto de producción a partir del cual una planta representativa de CFE empieza a generar ingresos positivos. En un mercado de generación totalmente liberalizado, el conocimiento de este punto es estratégico para los competidores ya que, por definición, una compañía que no es suficientemente eficiente para obtener ingresos positivos produce fuera de este punto. De este modo, si un competidor instala una planta con menores costos y capacidad a la EME de CFE, entonces estará en condiciones de desplazar a las plantas menos eficientes de CFE y, de esa manera, ofrecer precios finales menores al consumidor.

No obstante que la literatura relacionada con la estimación de curvas de costos para mercados de generación eléctrica se basa, principalmente, en modelos paramétricos con funciones *translog*,⁵ resulta imposible en nuestro caso aplicar tal clase de modelos porque carecemos de datos sobre los precios de los insumos. Para superar esta dificultad, utilizamos una estructura de datos panel y ejecutamos una regresión de efectos fijos mediante un modelo semiparamétrico de *splines*. El panel utilizado está compuesto por datos diarios de la producción promedio por hora y costos por MWh para cada una de las plantas de generación de CFE durante 2015. En el caso de las centrales que nunca interrumpen su operación, es posible disponer de 365 observaciones para datos sobre producción y costos.⁶

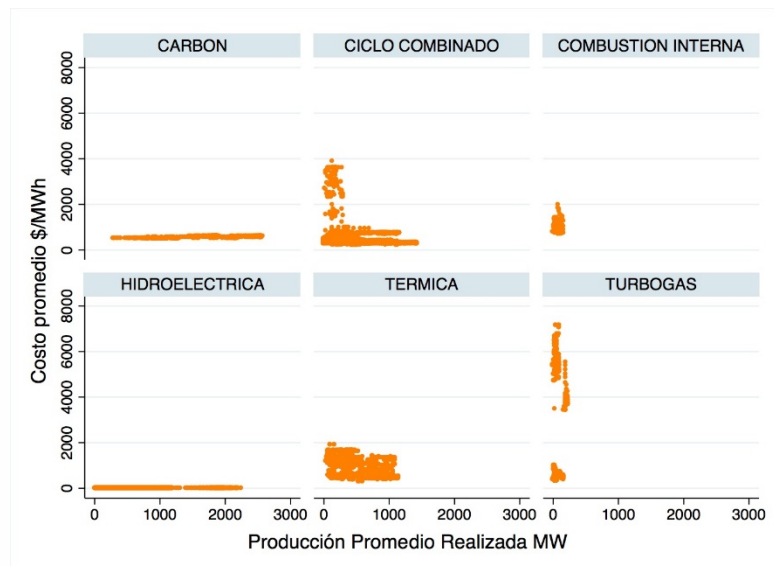
Las plantas de generación y sus tecnologías incluidas en la muestra pueden observarse en la Gráfica 1, donde se indica que mientras las plantas hidroeléctricas y de carbón son las

⁵ Un trabajo pionero en esta literatura es Nerlove (1963).

⁶ La CFE reporta ciertas plantas con costos cero y producción positiva. Es probable que la CFE lleve a cabo algún tipo de subsidio cruzado entre sus plantas (u otros activos) por lo que reporta costos iguales a cero para algunas de ellas. Decidimos eliminar estas plantas de la muestra.

tecnologías de carga base, las plantas geotérmicas, de gas natural y de combustión interna son de carga media y las plantas de turbogas las de carga pico. Dada la estructura panel, y el hecho de que CFE es una empresa pública, suponemos que los precios de los insumos son factores fijos a lo largo del año en virtud de que: a) los salarios son negociados por el sindicato a principios de año; b) el costo común de los combustibles se distribuye de manera uniforme a lo largo de sus diferentes plantas, independientemente de su tecnología por ser CFE una empresa consolidada, y; c) el capital es relativamente fijo durante el año si no se agregan nuevas plantas.

Gráfica 1: Plantas de generación de la CFE por tipo de tecnología (2015)⁷



Fuente: elaboración propia

⁷ En esta gráfica, así como en las subsecuentes la unidad monetaria se expresa en pesos mexicanos.

a. El modelo

A continuación definimos el modelo para estimar la curva de costos de CFE. Se trata de un modelo *semiparamétrico* representado por una regresión que incluye la combinación lineal de las variables transformadas. En el caso de los *splines* lineales, S_{ik} , la transformación está dada por:

$$S_{ik} = \begin{cases} \min(k_1, x_i) & \text{si } k < 500 \\ \max\{\min(k_2, x_i), k_1\} - k_1 & \text{si } 500 \leq k < 1500 \\ \max(k_2, x_i) - k_2 & \text{si } k \geq 1500 \end{cases}$$

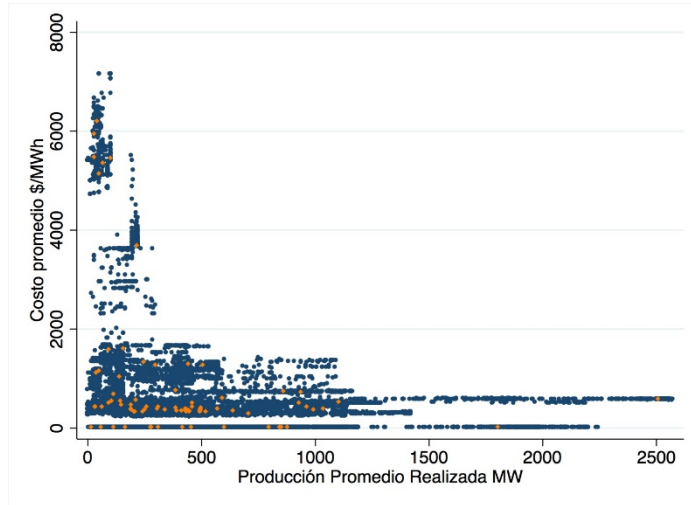
Donde k_i son los nodos que segmentan la función entre $k_1 = 500$ y $k_2 = 1500$. La selección de dichos nodos no sigue un patrón regular porque hay muchas más observaciones en la primera parte de la distribución que en la última. Esto se muestra en la Gráfica 2, en la que puede observarse en color naranja el número de plantas y en color azul las observaciones diarias.

Una vez efectuadas las transformaciones, el modelo estimado por efectos fijos se define como:

$$Y_{it} = \alpha + \sum_{k=1}^K \varphi_k S_{ik} + x'_{it} \beta + v_i + u_{it}$$

donde Y_{it} es el costo estimado en pesos por MWh, x_i es la capacidad promedio en cada hora, v_i son los factores fijos bajo los supuestos explicados y φ_k es el efecto marginal del *spline*.

Gráfica 2: Producción y costos de las plantas de generación de la CFE (2015)



Fuente: elaboración propia

Con el fin de realizar una transformación más suave para simular una curva de costos continua se aplican *splines* cúbicos restringidos. Para tal efecto suponemos que $k_1 = 500, k_2 = 1500$ y $k_3 = 2572$ son los nuevos valores de los nodos y S_1, S_2 las nuevas variables transformadas, definidas como:

$$S_1 = x_i$$

$$S_2 = \frac{(x_i - k_1)^3 - (k_3 - k_2)^{-1} \{ (x_i - k_2)_+^3 (k_3 - k_1) - (x_i - k_3)_+^3 (k_2 - k_1) \}}{(k_3 - k_1)^2}$$

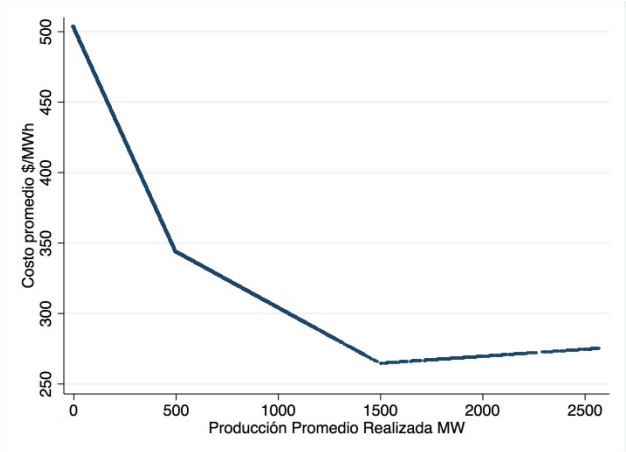
donde la función $(u)_+ = \begin{cases} u, & \text{if } u > 0 \\ 0, & \text{if } u \leq 0 \end{cases}$

Con estas nuevas variables el modelo estimado se reduce a:

$$Y_{it} = \alpha + \sum_{k=1}^K \varphi_k S_{ik} + v_i + u_{it}$$

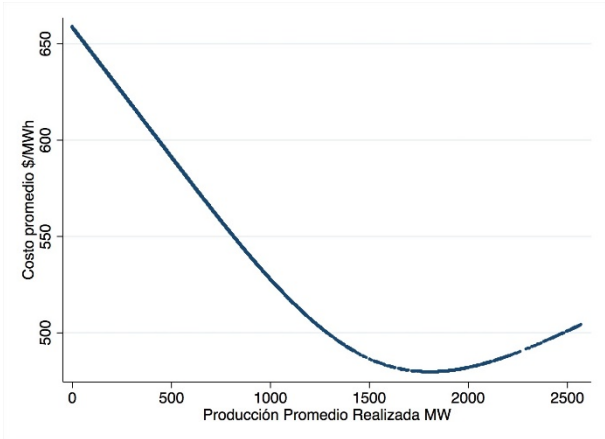
Debido a que no todas las centrales de generación operan el año completo se utiliza el estimador intra-grupo o *within estimator* para dar más peso a las centrales que cuentan con más observaciones. Ahora bien para justificar el supuesto de efectos fijos, realizamos una prueba de *Hausman* con la que rechazamos la hipótesis nula de no efectos aleatorios para splines lineal y cúbico restringido (ver Grafica 3 y 4). Ambas graficas describen una curva de costo promedio en forma de u , con signos negativos en los primeros segmentos y positivos en los últimos, tal como era de suponerse.

Gráfica 3: Curva de costos de la CFE (2015) con splines lineales



Fuente: elaboración propia

Gráfica 4: curva de costos de la CFE (2015) con splines cúbicos



Fuente: elaboración propia

Las curvas en ambas gráficas muestran que las plantas económicamente rentables para la CFE son las que superan un mínimo de 1500MW.⁸ Las tecnologías de las plantas con tales capacidades de producción son las hidroeléctricas, nuclear y de carbón.

IV. Los efectos de la RME sobre los precios y costos de generación (2016-2018)

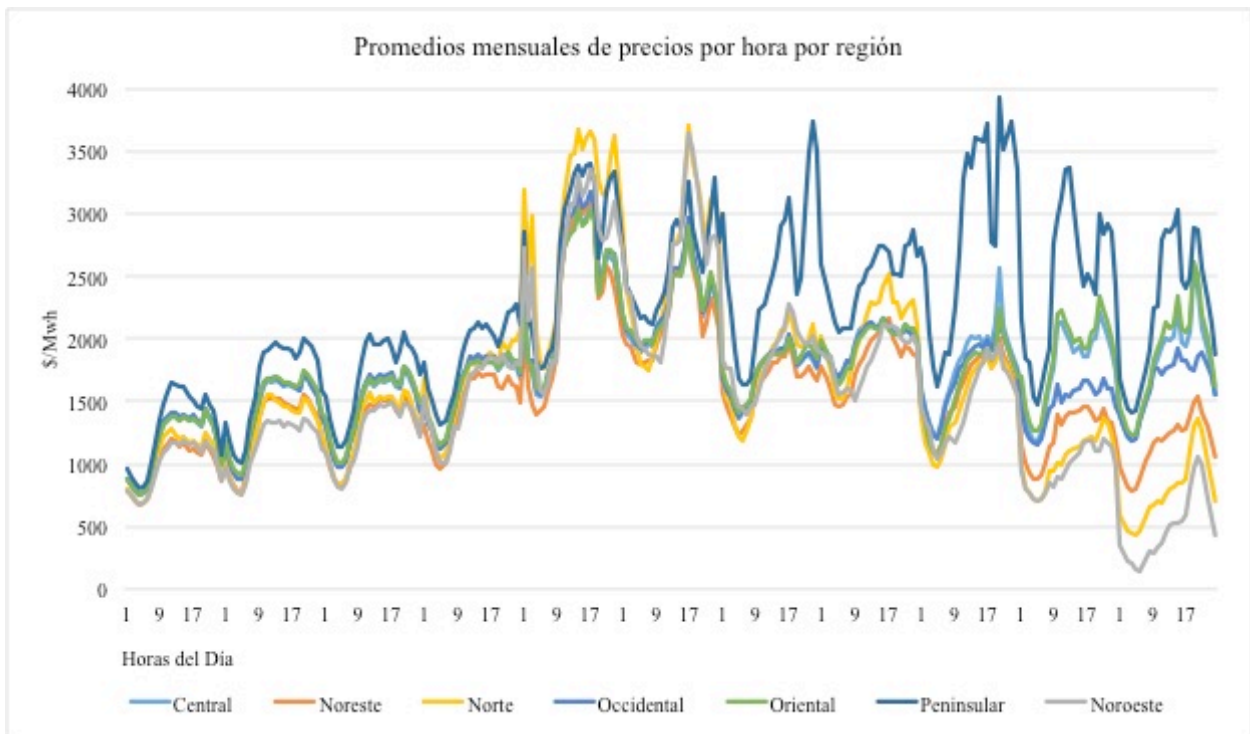
Como dejamos en claro en la sección II, tenemos hoy en día un mayor número de participantes en el mercado de generación que en el periodo previo a la entrada en vigor de la reforma energética. Fuera de las seis nuevas empresas de generación de CFE, la capacidad de los nuevos participantes del mercado cubre un rango que va desde 2 MW hasta 551MW, con excepción de un participante que cuenta con varias plantas que, en conjunto, posee una capacidad de 7840 MW.⁹ Este comportamiento confirma que, para los nuevos entrantes, es atractivo ingresar al mercado con capacidades menores a 1500 MW, que es la EME de CFE.

No obstante el mayor número de participantes en el MEM, la competencia creciente no se ha visto reflejada en menores precios de electricidad. Estos de hecho se han mantenido al alza, como, en efecto, lo sustenta el reporte del MIM (CRE 2018) al indicar que los precios de 2017 se incrementaron en promedio un 41% en relación con los de 2016. Esta tendencia al alza se mantuvo para 2018, como lo comprobamos después de obtener las series de los precios marginales locales en el mercado de tiempo real por hora para cada mes y región del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los resultados obtenidos con información del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para los meses de Enero a Noviembre de 2018 aparecen en la Gráfica 5.

⁸ En el apéndice se muestran los resultados de las regresiones que sustentan las curvas de las gráficas 3 y 4.

⁹ A finales de 2018 existían un total de 34 compañías de generación, de las cuales 28 eran privadas.

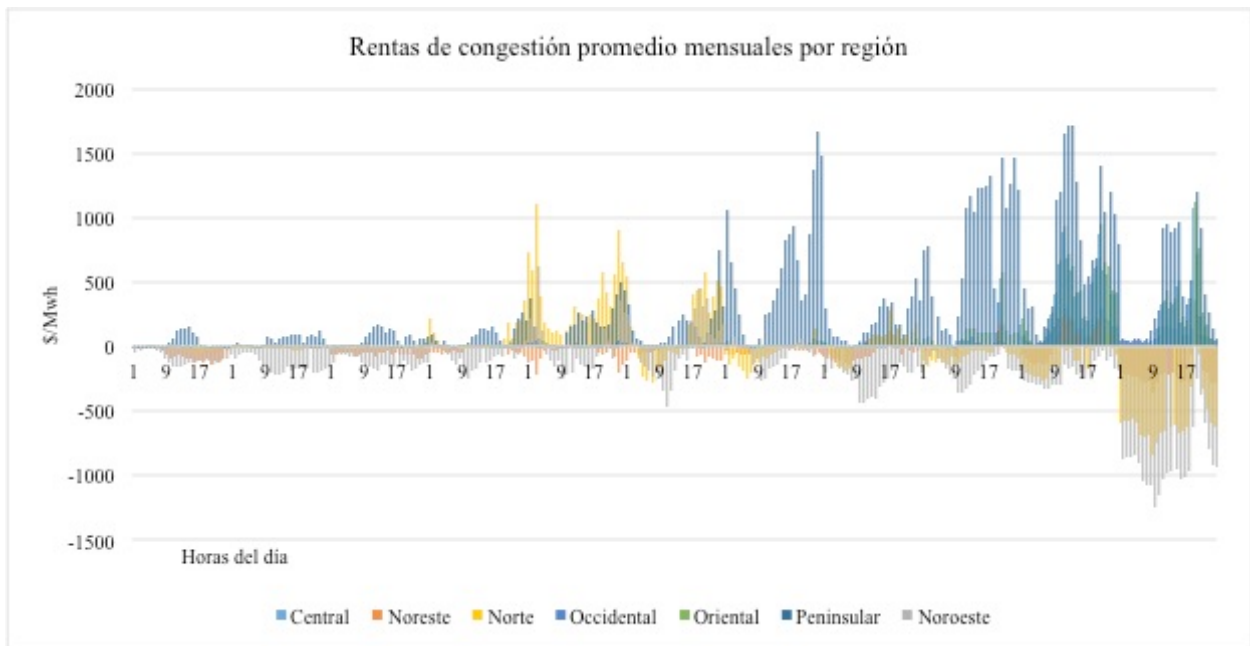
Gráfica 5: promedios de precios de la electricidad en México, enero-noviembre 2018



Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Al combinar esta información con la de la Gráfica 6, en la que se presentan datos de las rentas de congestión para los mismos meses, observamos que hay una correlación positiva entre las rentas de congestión y los precios. Específicamente, después de junio, a medida que aumentan los precios en la península de Yucatán, las rentas por congestión también aumentan. Asimismo, cuando las rentas por congestión son negativas en las regiones del norte, los precios de la electricidad disminuyen en esas regiones. Un análisis intra-diario muestra además que, al comparar datos diarios por nodo y por hora, algunos precios resultaron sustancialmente más altos que los picos de 2017 reportados por el MIM. Por ejemplo, el valor de 10,738 \$/MWh registrado en Ticul durante septiembre del 2018 supera por 3000 \$/MWh el valor del pico más alto en 2017.

Gráfica 6: Rentas de congestión del sector eléctrico en México, enero-noviembre 2018

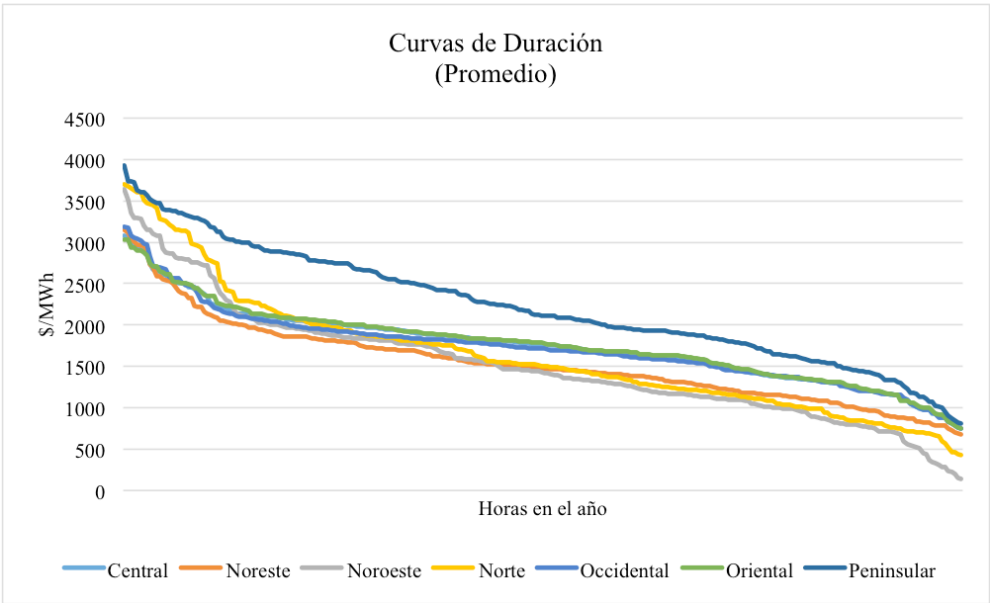


Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

La Gráfica 7 muestra las curvas de duración de los precios de la electricidad en México, en las que se indican la frecuencia con la que ocurre un precio en un año determinado. Para calcularlas, utilizamos los precios promedio mensuales de la gráfica de precios y los apilamos de mayor a menor, eliminando los valores extremos por encima de 4000 \$/MWh. En comparación con las curvas de duración reportadas en el informe del MIM de 2017, la inflexión de la curva de duración permaneció alrededor de 2000 \$/MWh para la mayoría de las regiones, con excepción de la península, donde el valor registró 3000 \$/MWh. El hecho de que esta curva de duración esté en 2018 por encima de la de 2017 indica que hay incentivos para que nuevos generadores ingresen al mercado eléctrico de la península de Yucatán.

En resumen, las Gráficas 5, 6 y 7 indican que, no obstante la existencia en 2018 de más competidores en el mercado, los precios han continuado aumentando. Las restricciones de transmisión que aumentan las rentas por congestión parecen tener un rol central en el incremento de los precios eléctricos, sobre todo en el caso de la península de Yucatán. La curva de duración en la península revela la frecuencia de precios más altos que, de acuerdo con el MIM (CRE 2018), obedece a la saturación en los enlaces o a daños en la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión (RNT); todo lo cual y ante incrementos en la demanda llevó a utilizar las plantas de generación más costosas en las hora pico. Esto último fue acentuado por la escasez de abasto de gas natural en la península durante 2018.¹⁰

Gráfica 7: Curvas de duración de los precios de la electricidad en México, 2018



Fuente: elaboración propia

¹⁰ El desabasto de gas natural en la península de Yucatán se planea corregir con la entrada en operación del ducto marino sur de Texas- Tuxpan durante 2019, así como con las obras de re direccionamiento de la estación de compresión de Zempoala.

V. Conclusiones

Consideramos que en este estudio hemos aportado al menos tres contribuciones principales. En primer lugar, construimos la función de costos de generación de la CFE para el año de 2015, previo a la entrada en vigor de la RME. Este ejercicio nos permitió deducir los tipos de tecnologías de generación más rentables tanto para la propia CFE como para los entrantes privados. La causalidad implicada por las curvas de las Gráficas 3 y 4 fue confirmada por el tipo de nueva generación que ha entrado bajo la RME desde el año 2016, principalmente en plantas relativamente pequeñas que funcionan con base en energía renovable.

Nuestra segunda contribución fue ratificar, con datos públicos, el incremento de precios registrado a partir de la implementación de la reforma, durante 2016-2017, no obstante la existencia de un número considerablemente mayor de competidores en el sector de generación. Más concretamente, construimos datos muy detallados para el año 2018 de los precios promedio diarios de la electricidad para las distintas regiones en México. En tercer lugar, elaboramos información también muy detallada de las rentas de congestión diarias y de las curvas de duración. De esta forma pudimos encontrar una correlación muy marcada entre precios y congestión, evidenciando que, más que pensar que la competencia en el mercado de la generación ha “fracasado” bajo la RME, el motivo principal del incremento de precios es la creciente congestión en diversos vínculos de la red nacional de transmisión eléctrica, ocasionados por la falta de inversión en la misma. Por lo tanto, incrementar nuevos generadores no hará por sí mismo que bajen los precios mientras la infraestructura en la red de transmisión no sea suficiente para llevar a cabo la exportación de electricidad entre las distintas regiones del país. Además, como lo apunta el MIM (CRE 2018), la ubicación de nuevos generadores solo incidirá en el precio final si estos se ubican en las zonas con rentas

de congestión positivas, como la peninsular, ya que en caso contrario, es decir si se ubica en las zonas con rentas de congestión negativas, como las del norte, no habrá efecto alguno sobre los precios.

Las anteriores conclusiones sustentan la recomendación de políticas que acentúen la inversión en redes y, además, que promueva la competencia en el sector de generación, así como la mayor eficiencia de las plantas existentes de generación de la CFE. De esta manera es posible esperar, en el mediano plazo (considerando el poco tiempo en el que ha operado el MEM), que los precios eléctricos reflejen los bajos costos de nuevas tecnologías de generación a niveles por debajo de los USD 20 por MW/H, que son los que se han obtenido para la energía solar en las subastas de energía renovable asociadas a la RME.

Un aspecto relacionado con estas recomendaciones de política se refiere al hecho de que la separación horizontal de CFE -con 6 distintas compañías de generación que agrupan plantas con distintas tecnologías y áreas de localización- no ha permitido la coordinación adecuada al interior de cada una de esas compañías. Esto, por lo tanto, no ha permitido incrementar la eficiencia ni la adopción de nuevas tecnologías por la CFE ¿Será entonces una solución cancelar la RME en México y volver a un monopolio horizontal y verticalmente integrado con el potencial desincentivo a la mayor entrada de participantes privados? ¿O será preferible rediseñar la división de las 6 empresas de generación de la CFE (sin cancelar la competencia en el MEM) de una manera más coherente para permitir mayor eficiencia y fortaleza de la CFE, aunado con el combate a la corrupción dentro de la Comisión? La experiencia internacional en el rediseño de mercados eléctricos parece no arrojar una receta. No existe en realidad mucha experiencia en la desintegración horizontal y vertical de un mercado abierto, que luego vuelve a ser cerrarlo y reintegrado. Pero lo que si sustenta la teoría y práctica de la

economía de la energía -en particular de los mercados eléctricos- son las bondades en bienestar social debidas a la mayor competencia en la generación eléctrica, cuando ésta es complementada con una planificación eficiente de la expansión de las redes de transmisión.

Referencias

Álvarez, J.; Valencia, F., (2016). Made in Mexico: Energy reform and manufacturing growth. *Energy Economics*, 55, pp. 253-265.

Apergis, N., Payne, J. E., (2010). Energy consumption and growth in South America: evidence

from a panel error correction model. *Energy Economics*. 32 (6), pp. 1421-1426.

Costa-Campi, M.; García-Quevedo, J.; Trujillo-Baute, E., (2018). Electricity regulation and economic growth. *Energy Policy*, 113, pp. 232-238.

Chanona-Robles, A., (2016). Tracking the progress of Mexico's power sector reform. *Wilson Center. Mexico Institute*.

Craig, J.D.; Savage, S. J., (2013). Market restructuring, competition and the efficiency of electricity generation: Plant-level evidence from the United States 1996 to 2006. *Energy Journal*, 34, 1-31.

Cullmann, A.; Nieswand, M., (2016). Regulation and investment incentives in electricity distribution: An empirical assessment. *Energy Economics*, 57, pp. 192-203.

Florio, M., (2007). Electricity prices as signals for the evaluation of reforms: An empirical analysis of four European countries. *Int. Rev. Appl. Econ.*, 21, 1-27.

Geffert, W.; Strunk, K., (2019). Could Mexico's capacity market design lead to gaming by generators? *The Electricity Journal*, 32, pp.37-43.

Hartley, P.; Medlock III, K.; Jankovska, O., (2019). Electricity reform and retail pricing in Texas. *Energy Economics*, 80, pp 1-11.

Ibarra-Yúnez, A., (2015). Energy reform in Mexico: Imperfect unbundling in the electricity sector, *Utilities Policy*, Elsevier, vol. 35(C), pp. 19-27.

Jamasb, T., Nepal, R., Timilsina, G. R., (2017). A quarter century effort yet to come of age: a survey of electricity sector reform in developing countries. *Energy Journal*, 38 (3), pp. 195-234.

- Kim, J.; Kim, Y.; Flacher, D., (2012). R&D investment of electricity-generating firms following industry restructuring. *Energy Policy*, 48, 103–117.
- Kunz, F., Rosellón, J. and Kemfert, C., (2017). Introduction of Nodal Pricing into the Mexican New Electricity Market through FTR Allocations. *The Energy Journal*, forthcoming.
- Lee, J.; Cho, Y.; Koo, Y., Park, Ch., (2018). Effects of market reform on facility investment in electric power industry: Panel data analysis of 27 countries. *Sustainability*, 10, pp.1-16.
- Monitor Independiente del Mercado, (2017). *Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista*. Comisión Reguladora de Energía.
- Moshiri, S.; Martínez-Santillán, M., (2018). The welfare effects of energy price changes due to energy market reform in Mexico. *Energy Policy*, 113, pp. 663-672.
- Mount, T., (2008). *Electricity Restructuring: Success of Failure?*. Technology Policy Institute Working Paper; Technology Policy Institute: Washington, DC, USA.
- Nakanoa, M.; Managi, S., (2008). Regulatory reforms and productivity: An empirical analysis of the Japanese electricity industry. *Energy Policy*, 36, 201–209.
- Navarro-Pineda, F., Handler, R., Sacramento-Rivero, J., (2017). Potential effects of the Mexican energy reform on life cycle impacts of electricity generation in Mexico and the Yucatan Region. *Journal of Cleaner Production*, 164, pp. 1016-1025.
- Nerlove, M., (1963). Returns to scale in electricity markets. In C. F.Christ (Ed.), *Measurement in economics studies in mathematical economics and econometrics in memory of yehuda grunfeld* (p. 167-198). Stanford, California: Stanford University Press.
- Payne, J. E., (2010). A survey of the electricity consumption-growth literature. *Applied Energy*, 87 (3), pp. 723-731.
- Pollit, M., (2008). Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics*, 30, pp. 1536-1567.
- Pompei, F., (2013) Heterogeneous effects of regulation on the efficiency of the electric industry across European Union countries. *Energy Economics*, 40, pp. 569-585
- Zambrano, C.; Arango-Aramburo, S.; Olaya, Y., (2019). Dynamics of power-transmission capacity expansion under regulated remuneration. *Electrical Power and Energy Systems*, 104, pp. 924-932.
- Zenón, E. and Rosellón, J., (2017). Optimal Transmission Planning under the Mexican New Electricity Market, *Energy Policy*, vol. 104, May, pp. 349-360.

Apéndice

Regresiones para la estimación de la curva de costos de la CFE (2015) mediante *splines* lineales y cúbicos

Costo Promedio Estimado		
	(1)	(2)
	Splines lineales	Splines Cúbicos Restringidos
	Variable dependiente. Costo Promedio	
S_1	-0.2004*** (0.0252)	
S_2	-0.08578*** (0.0163)	
$S_p = Y$	0.0106 (0.027)	
S_1		-0.134*** (0.0143)
S_2		0.126*** (0.026)
Constante	674.8*** (7.6)	41.68*** (5.54)
# Centrales de Generación	112	112
# total de observaciones	29,022	29,022
R-cuadrada	0.003	0.003