



**Universidad Autónoma de Querétaro**  
**Facultad de Contaduría y Administración**

Las Tarifas de la CFE ante la apertura comercial: Un análisis  
Microeconómico

Tesis  
Que como parte de los requisitos para obtener el grado de  
Maestra en Ciencias Económico Administrativas

Presenta  
Verónica Beltrán Soria

Santiago de Querétaro, Diciembre 2018



Universidad Autónoma de Querétaro  
Facultad de Contaduría y Administración  
Maestría en Ciencias Económico Administrativas

LAS TARIFAS DE LA CFE ANTE LA APERTURA COMERCIAL: UN ANÁLISIS  
MICROECONÓMICO

TESIS

Que como parte de los requisitos para obtener el grado de  
Maestra en Ciencias Económico Administrativas

**Presenta:**  
Verónica Beltrán Soria

**Dirigido por:**  
Dra. Julia Hirsch

SINODALES

Dra. Julia Hirsch  
Presidente

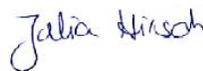
Dr. Jesús Hurtado Maldonado  
Secretario

Dr. Humberto Banda Ortiz  
Vocal

Mtra. María Elena Díaz Calzada  
Suplente

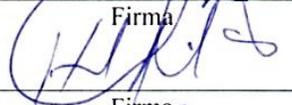
Dr. Martín Vivanco Vargas  
Suplente

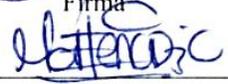
  
\_\_\_\_\_  
Dr. Martín Vivanco Vargas  
Director de la Facultad de Contaduría y  
Administración



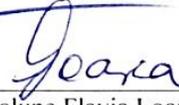
\_\_\_\_\_  
Firma

  
\_\_\_\_\_  
Firma

  
\_\_\_\_\_  
Firma

  
\_\_\_\_\_  
Firma

  
\_\_\_\_\_  
Firma

  
\_\_\_\_\_  
Dra. Ma. Guadalupe Flavia Loarca Piña  
Directora de Investigación y Posgrado

Centro Universitario  
Santiago de Querétaro  
Mayo/2019  
México

## Resumen

La presente tesis tuvo por objetivo analizar el impacto que tuvo la reforma energética de 2013 en las tarifas de la CFE. De igual manera, se buscó determinar si hubo un cambio significativo tanto en la generación de energía eléctrica, como en los costos de generación y si la empresa obtuvo poder de mercado, al abrir la competencia en la generación de energía eléctrica y en su comercialización, siendo la CFE uno de los grandes generadores de energía eléctrica por muchos años. Para ello se utilizó como perspectiva la microeconomía y la teoría del monopolio natural para describir el proceso de liberalización de la CFE. Se utilizaron las bases de datos del SIE, de los kilowatts hora generados de enero de 2005 a diciembre de 2016, los costos totales de generación de corto plazo por nodo de la CFE, disponibles de enero de 2015 a diciembre de 2016, y, para deflactar los costos totales de corto plazo se utilizó la base de datos del INPC del Inegi, para el mismo periodo. Se realizó un ajuste estacional a los datos de la generación eléctrica a través del método de las variables dicótomas. Una vez desestacionalizados los datos, se determinó que hubo un cambio en la generación eléctrica de la CFE a partir del mes de noviembre de 2010 y a partir del mes de septiembre de 2016, mediante la prueba de Chow. Se concluye que sí hubo un cambio en la generación de energía eléctrica de la CFE que no se atribuye al efecto estacional. Para determinar si hubo un cambio en los costos de generación se utilizó el análisis de regresión bivariado para un polinomio de tercer grado. Sin embargo, con estos resultados se concluye que los datos de los costos totales de corto plazo deflactados no se ajustan con la teoría microeconómica. Se concluye que no se puede determinar mediante los costos totales de corto plazo el índice de Lerner de la CFE. Se sugiere utilizar los estados financieros de la CFE para futuros análisis microeconómicos.

**(Palabras clave:** Reforma energética de 2013, Tarifas eléctricas, CFE, análisis microeconómico).

### Summary

This work aims to analyze the impact on CFE electricity prices caused by 2013 energy reform. Likewise, a significant change in electricity generation, in generation costs and market power was sought. Being the main electrical energy generator for many years, for microeconomics CFE works as a natural monopoly. Also this theory can help to describe the CFE's liberalization process. Databases used from SIE, were the kilowatt hours generated from January 2005 to December 2016, the total short-term costs by node, available from January 2015 to December 2016, and for the same period, the Inegi national consumer Price index. A seasonal adjustment was made, through the dichotomous variables method, to the data of the electrical generation. Once the data were seasonally adjusted, through the Chow test, it was determined that there was a change in the electricity generation of the CFE as of the month of November 2010 and the month of September 2016. It is concluded that there was a change in the electric power generation of the CFE that is not attributed to a seasonal effect. The bivariate regression analysis for a third-degree polynomial was used to determine if there was a change in generation costs. However, it is concluded that the data of the short term total costs deflated do not agree to the microeconomic theory. It is concluded that the Lerner index of the CFE cannot be determined by the total short-term costs. It is suggested to use the financial statements of the CFE for future microeconomic analyzes.

**(Key words:** 2013 Energy reform, electricity prices, CFE, microeconomic analysis).

**Dedicatorias**

A mis seres queridos: a mi familia y amigos.

### **Agradecimientos**

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por su financiamiento para mi preparación y para la elaboración de esta tesis.

De igual manera agradezco al cuerpo académico y administrativo del Posgrado de Contaduría y Administración, por su asesoría y apoyo a lo largo de la elaboración de esta tesis a la Dra. Julia Hirsch, a la Dra. Gaciela Lara, al Dr. Humberto Banda, al Dr. Felipe Abelardo Pérez, a la Mtra. María Elena, la Dra. Urbiola, al Dr. Jesús Hurtado Maldonado y al Dr. Martín Vivanco.

**Índice**

	Página
Resumen	i
Summary	ii
Dedicatorias	iii
Agradecimientos	iv
Índice	v
Índice de tablas	x
Índice de figuras	xii
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	5
1.2. Justificación del estudio	6
1.3. Problema de Investigación	8
1.4. Objetivos	11
1.4.1. Objetivos	11
1.4.2. Objetivos particulares	11
1.5. Hipótesis de la Investigación	11
1.6. Diseño metodológico de la investigación	11
1.7. Beneficios esperados	12
1.8. Límites de la investigación	12
2. Aspectos teóricos	13
2.1. Reforma energética de 2013	13
2.1.1. Estructura corporativa de la CFE	15

LAS TARIFAS DE LA CFE ANTE LA APERTURA COMERCIAL...	vii
2.1.2.Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	20
2.1.3.El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	20
2.1.4.2.1.4. Productos <b>Asociados</b>	26
2.1.5.2.1.5. <b>Abasto aislado</b>	32
2.2. Las tarifas eléctricas de la CFE	33
2.2.1.2.2.1. Marco regulatorio de las tarifas eléctricas de la <b>CFE</b>	39
2.3. Fundamentos microeconómicos	41
2.3.1.¿Qué es un monopolio?	41
2.3.2.2.3.2. <b>Poder de mercado</b>	42
2.3.3.Fijación de precios en empresas con poder de monopolio	44
2.3.4.2.3.4. Pérdida irrecuperable de eficiencia causada por el poder de <b>mercado</b>	45
2.3.5.2.3.5. ¿Por qué algunas industrias <b>son</b> monopolio?	47
2.3.6.2.3.6. Discriminación de precios en empresas monopólicas con poder de <b>mercado</b>	55
3. Metodología	62
3.1. Descripción del sujeto experimental CFE	63
3.1.1.Sistema Eléctrico Nacional	63
3.2. Base de datos	66
3.3. Tratamiento de los datos	67
3.3.1.Serie de tiempo de generación bruta de energía eléctrica el kWh	67
3.3.2.Los costos totales de corto plazo	72
3.4. Análisis microeconómico	72

LAS TARIFAS DE LA CFE ANTE LA APERTURA COMERCIAL...	viii
3.5. Estimación del índice de Lerner	74
3.6. Herramientas y software a utilizar	75
4. Resultados	76
	89
Conclusiones	
Referencias	93
Apéndice A. Abreviaturas	100



**Índice de tablas**

Tabla		Página
1	Tipos de usuarios de la CFE	37
2	Tarifas específicas y tarifas de uso general de acuerdo a la SHCP	38
3	Nuevas tarifas establecidas para el mes de diciembre de 2017 y 2018	38
4	Nuevo esquema tarifario a partir de diciembre de 2017 y para 2018	39
5	Criterio de decisión correspondiente a los valores $p$ a un nivel de significancia del 95% obtenido a través del método de las variables dicótomas	68
6	Criterio de decisión correspondiente a un $p$ value de 0.05 para la prueba de Chow	70
7	Resultados del análisis de regresión aplicando el método de las variables dicótomas	77
8	Regresión lineal del periodo de enero de 2005 a octubre de 2009 para la prueba de estabilidad estructural	80
9	Regresión lineal del periodo de noviembre de 2009 a diciembre de 2016 para la prueba de estabilidad estructural	81
10	Regresión lineal del periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016 para la prueba de estabilidad estructural	82
11	Estimación del valor de F	83
12	Regresión lineal del periodo de enero de 2005 a agosto de 2016 para la prueba de estabilidad estructural	84

LAS TARIFAS DE LA CFE ANTE LA APERTURA COMERCIAL...	xi
13 Regresión lineal del periodo de septiembre de 2016 a diciembre de 2016 para la prueba de estabilidad estructural	85
14 Regresión lineal del periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016 para la prueba de estabilidad estructural	86
15 Estimación del valor de F	87
16 Análisis de regresión	88

**Índice de figuras**

Figura		Página
1	Estructura corporativa de CFE.	15
2	Red base del Sistema Eléctrico Nacional para el cálculo de Costos Totales de Corto Plazo.	17
3	Regiones de Trasmisión del SEN.	18
4	Mapa de las unidades de negocio de distribución.	19
5	Pérdida irrecuperable de eficiencia provocada por el poder del monopolio.	47
6	La regulación del precio en un monopolio natural.	54
7	Beneficios adicionales generados por una discriminación perfecta de precios de primer grado.	57
8	Discriminación de precios de primer grado en la práctica.	58
9	Discriminación de precios de segundo grado por bloques.	59
10	La fijación del precio según la intensidad de uso.	61
11	Sistema eléctrico de CFE	64
12	Regiones de control del SEN	65
13	Generación bruta de energía eléctrica	76
14	Serie desestacionalizada de la generación bruta de energía eléctrica.	79
15	Gráfico de dispersión de los costos totales de corto plazo deflactados.	87

## 1. Introducción

Las tarifas de electricidad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) históricamente no han reflejado el costo total de proveer energía (CFE, 2016). El Gobierno ha otorgado subsidios a los usuarios del servicio de energía eléctrica para cubrir el exceso de los costos de la CFE sobre sus ingresos, principalmente sobre las tarifas residenciales y agrícolas. Hasta 2015 los subsidios se compensaron con cargos a CFE sin que hubiera un intercambio de efectivo (CFE, 2016).

En el informe de 1992, *Energía para el Mundo del mañana* citado por Rodríguez y Rodríguez (1994), la Comisión del Consejo Mundial de Energía señaló que era poco probable que los gobiernos fuertemente endeudados o las industrias energéticas locales pudieran financiar el crecimiento requerido para abastecer la demanda de energía eléctrica en los siguientes años, por lo que considero necesario implementar la desregulación para separar de la gestión diaria a las industrias energéticas locales del Estado. Sin embargo, para Rodríguez y Rodríguez (1994), no había ninguna evidencia de que la desregulación beneficiaría al sector eléctrico.

El debate sobre la industria eléctrica en México se ha centrado en el financiamiento de los programas de expansión del servicio público de electricidad que estaban a cargo de la CFE y en menor medida por la empresa eléctrica Luz y Fuerza del Centro (LFC).

Desde los primeros años, la CFE financió su expansión mediante el endeudamiento. Después se abusó del endeudamiento, tanto así que la CFE requería del endeudamiento y una parte del gasto corriente para cubrir los intereses. En 1986, el gobierno federal asumió casi toda la deuda contratada con CFE, modificando la estructura financiera de la empresa. Se redujo el pago por concepto de intereses, y se introdujo un pago de dividendos sobre

la renta a través de la figura del aprovechamiento, cuya finalidad en un origen era mantener una estructura sana para el financiamiento de la inversión y una rentabilidad apropiada sobre el patrimonio (Aburto, 2007).

Bastarrachea y Aguilar (1994) indicaron que la evolución de la inversión en el sector eléctrico en México y de la CFE ha sido un reflejo de los acontecimientos políticos, económicos y sociales por los que ha atravesado la empresa, como el proceso de adquisición y nacionalización de compañías eléctricas de propiedad de extranjeros para beneficiar a los sectores sociales y productivos del país; los programas de electrificación para impulsar el desarrollo agrícola ya que los servicios se concentraban en las zonas urbanas; las tecnologías utilizadas para la generación de acuerdo a los recursos disponibles y del costo de cada tecnología; las políticas de principios de los ochenta para financiar el crecimiento con endeudamiento, donde se optó por recurrir a las transferencias como mecanismo de financiamiento por disposición del gobierno federal o de una mayor participación de los recursos propios, dependiendo de la política de precios de la energía eléctrica y de los combustibles utilizados para generarla; y la política de subsidios respecto a los diferentes grupos de consumidores por prioridades de carácter social y económicas en donde el gobierno ha afectado directamente los niveles de inversión.

Además de las diferentes etapas históricas de la CFE, Bastarrachea y Aguilar (1994), consideraban necesario considerar los efectos de los cambios en el entorno mundial, como son la influencia de las políticas ambientales, los cambios del precio del petróleo, el costo del dinero a través de las tasas de interés o la política crediticia hacia los países en desarrollo.

Rodríguez y Sheinbaum (2002), sostienen que independientemente de que sean empresas públicas o privadas, estas deben contar con ingresos propios para su expansión; en el caso de la CFE, en el periodo de 1995 a 1999 el superávit de operación contribuyó 17 por ciento a la inversión de este periodo, mientras que el 34 por ciento provino de endeudamiento directo, el 42 por ciento de endeudamiento privado y el siete por ciento provino de aportaciones del gobierno federal. Como los índices de productividad y eficiencia del periodo son elevados y mejoran con los años, la reducida capacidad de endeudamiento se explicó por las bajas tarifas. El bajo nivel de autofinanciamiento llevó a que el crecimiento del servicio público de electricidad se sostuviera con el endeudamiento directo e indirecto, lo que haría insostenible a la CFE en el largo plazo.

Rodríguez y Sheimbaum (2002), concuerdan con especialistas en que los costos históricos o contables no son una base adecuada para definir las tarifas, ya que incluyen el aprovechamiento, un pago anual al Gobierno Federal por parte de la CFE, por los activos utilizados para prestar el servicio público de energía eléctrica. Por este concepto se debía pagar una tasa de rentabilidad anual establecida para las entidades paraestatales, que se aplicaba al valor del activo neto en operación del ejercicio inmediato anterior y el monto resultante se cargaba a los resultados del último ejercicio (Art. 46, LSPEE, DOF, 2014).

El aprovechamiento, como un pago al Gobierno Federal, representó un decremento en los beneficios económicos de la CFE, ante lo cual fue registrado como un gasto de operación. Su razón de ser se justificó en la teoría desde dos posturas económicas: como un impuesto discriminatorio contra la empresa pública y como un pago anual de dividendos a los accionarios de la empresa. Sin embargo, en el primer caso el sector

privado pagaba casi cinco veces menos de impuestos y en el segundo caso, resultaba elevada la tasa de ganancia, ya que el sector privado pagaba el 20 por ciento del volumen de ventas en dividendos (Rodríguez y Sheimbaum, 2002).

En la práctica, como las tarifas no fueron lo suficientemente elevadas y no cubrieron el aprovechamiento que la CFE debía transmitir al gobierno federal, éste concedió a los usuarios un subsidio equivalente a dicho aprovechamiento. No obstante, como ese subsidio no se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación y no se somete a la aprobación del Congreso, no hay transferencia real de fondos entre la CFE y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), ni para entregar el aprovechamiento ni para recibir el subsidio. Aunado a esto, la SHCP se encargaba de manejar el presupuesto de la empresa, lo que deterioraba su capacidad de autofinanciamiento.

Por un lado, el subsidio representaba un beneficio para los usuarios, pues pagaban un precio inferior al costo total del servicio eléctrico, pero por otro, generaba un problema para la CFE, porque el aprovechamiento estaba destinado a complementar las aportaciones que le daba el gobierno federal para la inversión en nuevas obras de infraestructura (Rodríguez y Sheinbaum, 2002).

Además, el monto total del subsidio y su repartición entre sectores consumidores se calculaba después de que se aprobaban las tarifas y equivalía a la diferencia entre el costo contable medio y el precio medio. Como la empresa alcanzaba a cubrir con los precios medios el costo medio de explotación, aunque no cubría todos los costos incluyendo el aprovechamiento que en realidad no se llevaba a cabo, la empresa podía operar en números negros (Rodríguez y Sheinbaum, 2002).

### **1.1. Antecedentes**

La implementación de la reforma energética de 2013, de acuerdo a la Comisión Reguladora de Energía (CRE, s.f.) tuvo por objetivo crear un sector eléctrico eficiente, seguro, limpio, así como incentivar la competencia en la generación, tener precios competitivos de electricidad y mantener la planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en manos del Estado. De igual manera, la reforma constitucional modernizaría a las empresas productivas del Estado (Gobierno de la República, s. f).

Sin embargo, entre los análisis realizados a la reforma energética aplicada a las empresas estatales, se observan críticas importantes. Por ejemplo, Clavellina, J. R. (2014) estudió a la empresa mexicana Pemex, concluyendo que la empresa necesita una reforma fiscal para financiar su gasto de inversión, ya que su rentabilidad resultó ser la más alta a nivel mundial; mientras que Aguilera, Alejo, Navarrete y Torres (2016), advirtieron que la reforma energética, aunada a la apertura mercantil, agravaría la creciente disfuncionalidad estructural de Pemex.

En un análisis a la reforma energética en el sector eléctrico, Molina (2017) analizó las reformas energéticas de los noventa y de 2013, concluyendo que a través de los Productores Independientes de Energía (PIE), la CFE funcionó como comprador único de la energía generada, lo que impedía que el consumidor obtuviera precios competitivos. Desde esta perspectiva, Molina (2017) concluye que el modelo organizacional de la industria eléctrica resultaba ineficiente, pues la competencia existente en la generación no se traducía en mejores precios al consumidor final.

## **1.2. Justificación del estudio**

Para alcanzar los objetivos que perseguía la reforma energética de 2013, se desintegró el monopolio verticalmente integrado que conformaba la CFE en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, instaurando un esquema de mercado competitivo impulsado por la oferta y demanda de energía a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los contratos de cobertura eléctrica, los Certificados de Energía Limpia (CEL) y la asignación de los precios de electricidad por nodo de distribución. De igual manera se creó el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) para la regulación de estos mercados, donde los generadores independientes de electricidad, inscritos a través de la CRE, se incorporaron a las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica bajo las figuras de Suministrador de Servicio Básico (SSB) y Suministrador de Servicio Calificado (SSC).

Rodríguez Padilla (2016) menciona que el proceso de liberalización y desregulación del sector eléctrico en México tuvo por justificación que el monopolio público no daba buenos resultados en materia de tarifas y que la apertura traería mayores espacios de crecimiento económico y de bienestar social.

La reforma energética de 2013, implicó la apertura al sector privado en la generación y comercialización de energía eléctrica, manteniendo las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica como áreas estratégicas del Estado. La CFE pasó a ser una empresa productiva del Estado, en la generación, distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica. A raíz de la entrada de nuevos competidores en la generación de electricidad, la CRE sostiene que los precios de la electricidad serán competitivos.

Sin embargo, como empresa del Estado, las tarifas insuficientes plantean un riesgo para la supervivencia de la empresa. De acuerdo a la teoría económica, en un monopolio natural, como el caso de las compañías eléctricas, si la empresa estableciera un precio competitivo y generara la cantidad competitiva, la empresa no alcanzaría a cubrir los costos medios de producción y quebraría. De igual manera el precio y cantidad del monopolista son ineficientes por que se genera una menor cantidad de electricidad a un precio superior que en competencia perfecta. Por lo que la solución es la regulación del precio y la cantidad en el punto donde se intersectan las funciones de costo medio (CMe) e Ingreso Medio (IMe).

Los sectores públicos se caracterizan por ser de consumo masivo por parte de la población. Al ser un servicio cuyo uso se ha extendido para el desarrollo de muchas actividades para la sociedad mexicana, resulta preocupante que las tarifas eléctricas sean altas, pues implicaría mayores costos tanto al sector industrial, a los negocios, al servicio del alumbrado público, incluso a los hogares. Belmont (2009) considera que, más allá de que los recursos energéticos sean la base para el desarrollo de la economía nacional y de los sectores productivos, es importante garantizar la protección al consumo doméstico del país promoviendo una tarifa social, mediante la aplicación de mecanismos técnicos, jurídicos y financieros que aseguren el consumo de energía de los sectores sociales de escaso poder adquisitivo, y al mismo tiempo exigir la inversión pública en el mantenimiento y expansión de la industria eléctrica.

Otro tema importante de los sectores públicos es que requieren importantes costos de inversión. La reforma energética contempla la celebración de contratos con particulares para el mantenimiento, la expansión y la operación del servicio público de transmisión y

distribución de electricidad (Art. 27, CPEUM, DOF, 2017); lo que hace vulnerable el sector a comportamientos oportunistas. Así la electricidad es un tema políticamente sensible y un recurso vital para el desarrollo integral de la familia.

### **1.3.Problema de Investigación**

Uno de los objetivos de la reforma energética de 2013, es tener precios competitivos en la tarifación eléctrica a través de la apertura comercial en la generación de electricidad. De acuerdo a la teoría microeconómica, en la industria competitiva el precio del producto se establece en el mercado, es decir en el punto donde se intersectan la oferta y la demanda totales de la industria. Como empresa competitiva, la CFE establecería su precio en el punto donde sus costos marginales serán iguales al precio de mercado.

Sin embargo, en el mercado de la generación eléctrica, los altos costos fijos en que incurren las empresas generadoras, no importando la cantidad de producción, funcionan como una barrera natural de entrada y la principal justificación de que sea el sector público quien se encargue de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De acuerdo a la teoría microeconómica, una empresa es un monopolio natural por que tiene economías de escala, es decir, a medida que aumenta la producción, los costos fijos por unidad decrecen al igual que los costos medios y marginales. Las economías de escala pueden existir para niveles bajos de producción y no existir a niveles mayores de producción, dando como resultado la forma de U de los costos medios.

Si un monopolio natural estableciera su nivel de producción y su precio a un nivel competitivo, es decir en el punto en el que se cortan las curvas de costo marginal e ingreso

medio (que equivale a la función de demanda en el monopolio), sería eficiente el nivel de producción, pero la empresa no alcanzaría a cubrir sus costos medios y quebraría.

Las tarifas que se asignan a los consumidores, dependerán de si la empresa es regulada por el Estado o no. Sin regulación, el precio monopólico sería mayor que en competencia perfecta, pero la cantidad generada sería mucho menor. Por ello la cantidad donde generalmente producen los monopolios naturales bajo regulación del Estado es a un precio menor que el del monopolista, pero produciendo a niveles cercanos a la competencia perfecta. Esto es, en el punto donde sus costos medios son iguales a sus ingresos marginales, donde la producción es la mayor posible sin que quiebre la empresa y tampoco obtiene beneficios monopólicos.

Las tarifas de la CFE eran establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Cuyo precio medio de las tarifas alcanzaba a cubrir los costos medios de explotación, pero no cubría todos los costos como el aprovechamiento. Díaz-Bautista y Romero (2007) concluyeron que, debido a las deseconomías de escala observadas en el periodo 1988 a 1998, con excepción del año 1993, el sector eléctrico mexicano podía tener otros esquemas de estructura de mercado, además de la de monopolio natural. Después, se inició el proceso de apertura comercial, con los Productores Independientes de Energía (PIE). Pero al ser la CFE el único comprador de energía eléctrica de los PIE, el consumidor no obtenía precios competitivos.

A partir de diciembre de 2017, de acuerdo al nuevo sistema de apertura comercial, se generará una demanda de energía eléctrica a través de los usuarios de servicio básico y de servicio calificado y una oferta de energía eléctrica por parte de los Suministradores de Servicio Calificado (SSC) y los Suministradores de Servicio Básico (SSB). El precio de

equilibrio se fijará donde la demanda sea igual a la oferta. Los precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) serán precios nodales, esto es que se calcularán en cada nodo de energía eléctrica. La demanda de energía eléctrica se venderá a través del MEM, a los generadores de energía con la tecnología que cuente con los costos variables más bajos, como las centrales generadoras de energías limpias. El precio que reciben los generadores es el costo variable de la última central despachada. Cabe mencionar que en este mercado también participa la CFE, siendo hasta hoy el único SSB.

Si bien, que la generación de energía limpia sea más barata, no significa que la CFE no absorba economías de escala importantes. Al ser la principal empresa generadora del país, entre más produzca, sus costos medios y marginales serán menores.

Debido a esto y aunado a que hay un vacío en la medición del resultado de la reforma energética, los resultados no son claros. De igual manera se desconoce si después de las últimas reformas, se redujeron los costos de producción de la empresa Estatal significativamente, lo cual implicaría que la empresa podría mejorar sus tarifas. Así mismo, la empresa podría estar teniendo pérdidas o funcionar con un poder de mercado, es decir que sus precios estén por encima del CM de producción.

Por ello, el problema que aborda la presente investigación es indagar en si ¿La reforma energética redujo las tarifas de la CFE a precios competitivos? ¿Hubo un cambio significativo en los costos de la CFE a raíz de la reforma energética? ¿Tras ser considerado por muchos años por la economía como un monopolio Estatal y por algunos años, la única empresa del país en México, en la actualidad existe poder de mercado en la CFE?

## **1.4. Objetivos**

**1.4.1. Objetivo general.** El objetivo general que guía este trabajo es analizar el impacto que tuvo la reforma energética de 2013 en las tarifas de la CFE.

**1.4.2. Objetivos particulares.** Determinar si hubo un cambio significativo en la generación de energía eléctrica de la CFE después de la reforma energética de 2013.

Determinar si hubo un cambio significativo en los costos de generación de la CFE después de la reforma energética de 2013.

Comparar el poder de mercado de la CFE en dos periodos, antes y después de la reforma energética de 2013.

## **1.5. Hipótesis de la Investigación**

No hubo un cambio significativo en la generación de energía eléctrica de la CFE después de la reforma energética de 2013.

No hubo cambio significativo en los costos de generación de la CFE después de la reforma energética de 2013.

La CFE no adquirió poder de mercado al ser la empresa de generación eléctrica de mayor participación en el sector.

## **1.6. Diseño metodológico de la investigación**

El tipo de investigación de acuerdo al tipo de conocimiento que genera es descriptiva y aplicada. La fuente de información es documental, se estudiará las tarifas de la CFE en México, en dos periodos, antes de la implementación de la reforma energética de 2013 y

después de su implementación hasta diciembre de 2017, por ser la última fecha disponible para consulta.

Según el control de las variables es una investigación es cuasi-experimental, pues se observará el comportamiento de los datos en la realidad con cierto grado de control sobre los datos. Por el tipo de medición de las variables, es una investigación de tipo mixta. Por el tiempo durante el cual se realiza el trabajo es de tipo transversal.

### **1.7. Beneficios esperados**

Esta tesis pretende contribuir a la sociedad proporcionando evidencia empírica de los resultados de la reforma energética, desde la perspectiva económica, en los primeros años de su implementación. Igualmente pretende ser un referente en cuanto a estudios posteriores del sector eléctrico mexicano como sector estratégico para el desarrollo del país y por la función social en la que se ha visto inmersa la CFE.

### **1.8. Límites de la investigación**

Debido al cambio estructural y administrativo del sector eléctrico mexicano, las bases de datos disponibles de la CFE han presentado cambios a lo largo del tiempo en cuanto a quién se encargaba del control del SEN. Por ejemplo en Cenace, están los costos de corto plazo de generación por nodo de transmisión, del periodo de enero de 2015 a diciembre de 2016, mientras que los datos de la generación eléctrica están disponibles desde antes de 1960. De tal forma que hay un sesgo para la especificación de los modelos de regresión para calcular los costos, así como las funciones de costos y de demanda de energía eléctrica.

## **2. Aspectos teóricos**

Desregular implica eliminar las restricciones impuestas a un mercado, como las restricciones de entrada o la fijación de precios, sea éste competitivo o monopolístico, estableciendo las condiciones necesarias para que pueda desarrollarse la competencia en determinada industria. La privatización de empresas, no implica necesariamente desregulación. Sea una empresa del sector privado o un servicio público, la privatización puede ser solamente un cambio en la propiedad del capital de la empresa, que implicaría regulación o desregulación si se tomaran las medidas pertinentes para ello. Así, la privatización implica, sólo una reforma de la economía, ya que cambia el sistema de valores que la misma incluye en su base, pero resulta insuficiente para cumplir objetivos de desregulación. Además la desregulación, especialmente en el caso de los servicios públicos, puede considerar la subsistencia de empresas estatales (Grupa, 1990).

Para analizar las tarifas eléctricas de la CFE, se describirá en un primer momento la reforma energética de 2013, así como los cambios en la empresa a raíz de la reforma energética, posteriormente se describirán las tarifas de la CFE a lo largo de su historia. Finalmente se abordará la teoría microeconómica respecto a la tarifación eléctrica: como se establecerían las tarifas y la producción de una manera eficiente en el sector eléctrico.

### **2.1.Reforma energética de 2013**

Antes de la reforma energética de 2013, la CFE tenía por objeto la planeación del SEN, así como la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica para el servicio público de acuerdo a la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (Art.1, LSPEE, 1975).

A partir de la reforma energética, la CFE pasó de ser un organismo descentralizado de la administración Pública Federal a una Empresa productiva del Estado, con personalidad jurídica propia, que debe generar valor económico y rentabilidad al Estado (Art. 2, LCFE, DOF, 2014).

También se creó un nuevo marco legal para la división de la CFE, que incluye la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE) y los Términos para la Estricta Separación Legal (TESL) de la CFE, que serán modificados gradualmente.

Se estableció también que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se encargará de regular y promover la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forman parte del servicio público y la comercialización de electricidad (Art. 41, LORCME, DOF, 2014).

Además, la CRE debe fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación del servicio (Art. 42, LORCME, DOF, 2014).

Para abrir la competencia en la generación eléctrica, se creó el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), que se encargará de operar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los contratos de cobertura eléctrica, los Certificados de Energía Limpia (CEL), así como del acceso abierto a las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

**2.1.1. Estructura corporativa de la CFE.** La nueva legislación, modificó la estructura corporativa de la CFE. Se estableció que la empresa estatal llevará a cabo las

actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, suministro básico y suministro calificado, suministro de último recurso y proveduría de insumos primarios para la industria eléctrica, así como las actividades auxiliares y conexas de la misma, de manera estrictamente independiente entre ellas. Para ello se establece la separación contable, funcional y estructural entre sus divisiones, regiones, empresas productivas subsidiarias y empresas filiales (Art. 10, párrafo tercero, LCFE, DOF, 2014). En total su estructura corporativa contará con 9 subsidiarias, 4 filiales y 17 unidades de negocio: 16 de distribución y una de generación nuclear (Figura 1).

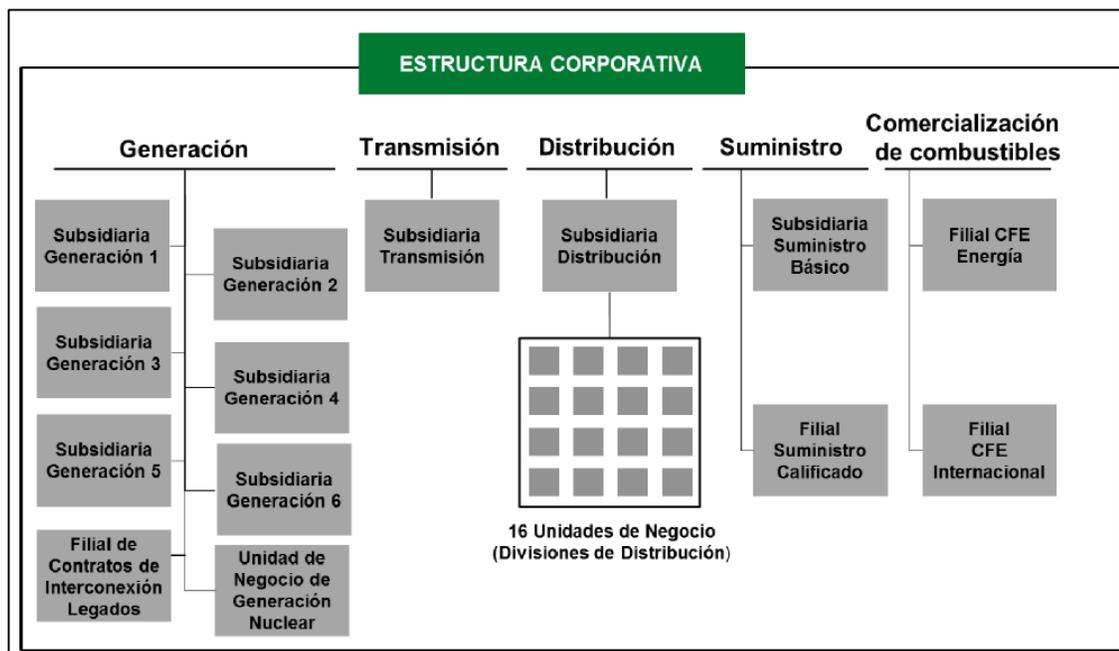


Figura 1. Estructura corporativa de la CFE Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2016, p.79).

Las actividades de generación, transmisión, distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica las realiza a través de subsidiarias y una unidad de

negocio corporativa para la generación nuclear, mientras que las tareas de combustibles y servicio eléctrico a usuarios calificados se realizan a través de filiales.

Las subsidiarias de generación agrupan diferentes centrales generadoras de electricidad de la CFE, todas ellas con diversidad de tecnologías de generación y ubicación geográfica a fin de lograr un equilibrio que fomente la competencia entre ellas.

**Generación I.** Se encargará de gestionar 45 centrales que representan una capacidad de 7,798 MW.

**Generación II.** Tiene a su cargo 32 centrales con capacidad total acumulada de 9,230 MW.

**Generación III.** Manejara 34 centrales con una capacidad de 8,391 MW.

**Generación IV.** Posee 22 centrales con una capacidad total de 9,683 MW.

**Generación V.** Mantiene a su cargo 29 centrales PEE con una capacidad de 12,952 MW.

**Generación VI.** Que cuenta con 60 centrales cuya capacidad es de 10,005 MW.

**Unidad de negocio de generación nuclear.** Está compuesta únicamente por la nucleoelectrica de Laguna Verde ya que, dada su tecnología en base en combustible fisionable, no será escindida del corporativo de CFE.

*Filial de contratos de interconexión legados.* Tiene por objeto administrar los contratos de interconexión legados en nombre de la CFE, así como llevar a cabo la representación en el MEM de las unidades de central eléctrica y centros de carga incluidos en estos contratos. Los precios de la electricidad son precios nodales, es decir se calculan a partir de cada nodo de interconexión del SEN (figura 2).



Figura 2. Red base del Sistema Eléctrico Nacional para el cálculo de Costos Totales de Corto Plazo. Fuente. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace, 2008).

El negocio principal a largo plazo de la CFE son las subsidiarias de transmisión (figura 3) y distribución (figura 4) y cada una de ellas transporta electricidad de acuerdo a los niveles de voltaje con que operan. Los voltajes más altos pertenecen a la subsidiaria

de transmisión, los voltajes medios son de subtransmisión y los voltajes más bajos pertenecen a la subsidiaria de distribución.

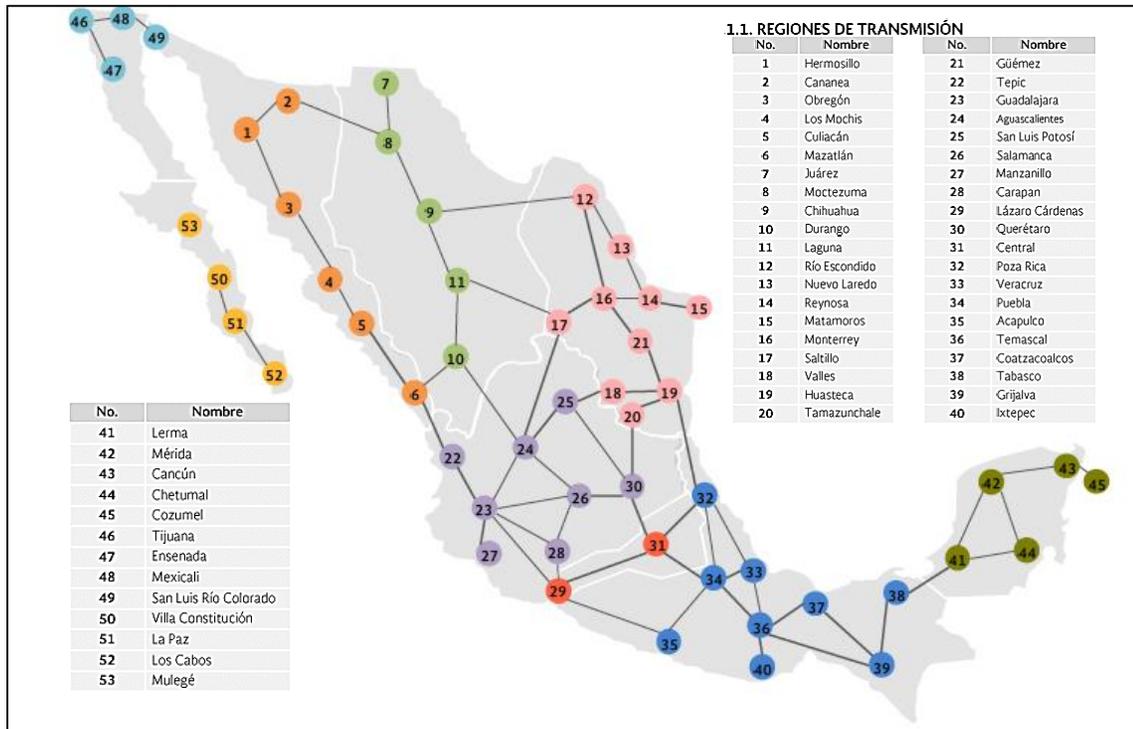


Figura 3. Regiones de Trasmisión del SEN. Fuente: Elaborado por la Sener con información del Cenace (Sener, s.f., p.70).



*Figura 4.* Mapa de las unidades de negocio de distribución. Fuente. Elaborado por la Secretaría de Energía (Sener, s.f., p. 50).

En la línea de negocio de suministro, se construyó la subsidiaria de suministro básico que está orientada hacia los clientes no industriales en general, así como a industriales cuyo consumo sea menor a 1 MW anual. Paralelamente, se creó una filial de suministro calificado, dirigida a clientes industriales que consuman 1 MW o más al año y que deseen ingresar al mercado de suministro calificado.

Por último, las filiales de comercialización de combustibles, CFE energía y CFE internacional, tienen la misión de procurar a la CFE, así como comercializar en el mercado combustibles en general. Aunque su énfasis está en el gas natural. La nueva estructura de la CFE opera de manera independiente, bajo una estructura de gobierno corporativo, a través de un consejo de administración, en donde de manera centralizada se determinan

elementos clave como el nivel máximo de endeudamiento, inversiones, techos presupuestarios, entre otros.

**2.1.2. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace).** Es un organismo público descentralizado, encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional (SEN), para garantizar que un tercero imparcial y no la CFE sea quien opere el MEM y garantice a los generadores el acceso abierto y equitativo a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución. Entre sus principales funciones esta planear y controlar el SEN, recibir las ofertas por energía, calcular los precios por transacción, dar la instrucción de despacho a las centrales eléctricas, así como a los recursos de demanda controlable y a las instalaciones de las redes de transmisión y distribución y facturar y pagar por la electricidad y productos asociados (Art. 107, LIE, DOF, 2014).

**2.1.3. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).** El MEM es un mercado operado por el Cenace en el que los participantes podrán vender y comprar energía eléctrica, potencia, Certificados de Energía Limpia (CEL), servicios conexos y cualquier otro producto asociado que se requiera para el funcionamiento del SEN (CRE, S. F.).

El MEM se compone por el Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP), el mercado para el balance de Potencia, el mercado para CEL, subasta de derechos financieros de transmisión y subastas de mediano y largo plazo a los suministradores y usuarios calificados participantes (CRE, S. F.).

*El mercado de energía de corto plazo (MECP).* Funciona como cualquier otro mercado, donde el precio de equilibrio se fija en el punto en el que la demanda es igual a la oferta. La demanda de energía eléctrica corresponde a los usuarios calificados, Suministradores de Servicio Calificado (SSC) y Suministradores de Servicio Básico (SSB) y la oferta de energía eléctrica corresponde a los generadores (CRE, S. F.).

Los precios en el MEM se calcularán en cada nodo de energía eléctrica, con base a tres componentes: componente de energía, componente de congestión y componente de pérdidas. La finalidad de estos componentes es que se capture además del precio marginal de generar electricidad, señales económicas que indiquen que tan saturadas están las líneas del sistema, así como el nivel de pérdidas de transmisión. En cuanto a los Costos Totales de Corto Plazo (CTCP) se siguen calculando con la misma fórmula en que se calculaba en el modelo anterior, pero puede haber cambios en el valor del CTCP por variaciones en la configuración del sistema eléctrico nacional (CRE, S. F.).

La oferta de electricidad está dada por los costos variables, en la cual el generador que cuenta con la tecnología con el costo variable más bajo es el primero en ser despachado y así sucesivamente. Como las centrales generadoras de energías limpias generalmente tienen costos variables menores a los de las centrales generadoras a base de energías fósiles por lo que podrán tener prioridad en el despacho por parte del Cenace. Así se pretende impulsar la inversión en nuevas centrales de generación con tecnología limpia y eficiente. El precio que reciben los generadores, es el costo variable de la última central despachada. El Cenace es el organismo encargado de indicar las instrucciones de despacho de acuerdo a las ofertas más económicas, sujeto a restricciones de confiabilidad del sistema (CRE, S. F.).

Por ejemplo, la empresa uno, tiene la tecnología con el costo variable de un peso por Megawatt hora (MWh) y su capacidad de generación es de 50 MWh. La empresa dos tiene un costo variable de siete pesos por MWh y su capacidad de generación es de 100 MWh. Por último, la empresa 3 tiene la tecnología con el costo variable de 40 pesos por MWh y su capacidad de generación es de 100 MWh (CRE, S. F.).

Si la demanda eléctrica durante un periodo de tiempo es de 200 MWh, la empresa uno sería la primera en despachar 50 MWh, la empresa dos despacharía 100 MWh y por último la empresa tres sólo generaría 50 MWh de los 100 MWh que tiene disponible. El precio que se les deberá pagar a las tres empresas sería de 40 pesos por MWh, que es el costo variable de la empresa 3, pues es la última central en ser despachada (CRE, S. F.).

El mercado real funciona de manera más compleja, ya que cuenta con un mercado de día en adelante en el que los participantes presentan ofertas por compra y ofertas por venta de energía para su utilización al día siguiente. Además está el mercado spot, en el que se compra y vende energía para su despacho el mismo día (CRE, S. F.).

Si el precio de la electricidad pactado entre el generador y los usuarios calificados fuera de 8 pesos por MWh y el precio durante un día en el MEM fuera de 15 pesos por MWh, entonces la Cenace cobraría al usuario 15 pesos por MWh consumido y Cenace le pagaría al Generador 15 pesos por MWh despachado al sistema. En ese caso, al recibir el pago el generador pagaría la diferencia de 7 pesos por MWh directamente a los usuarios, de tal forma que se mantuviera en el precio pactado de 8 pesos por MWh (CRE, S. F.).

En el caso anterior, como el MEM tiene precios nodales, la ubicación de las partes puede hacer que varíe el precio que cobra y paga Cenace. Esto quiere decir que si, por

ejemplo, la central generadora se encuentra en Sinaloa y el centro de carga se ubica en Guanajuato, el precio de la electricidad no necesariamente es el mismo (CRE, S. F.).

En 2018 comenzó a operar un mercado de hora en adelante. Aquí las ofertas por compra y ofertas por venta de energía se presentan con una hora de anticipación. También en estos mercados se pueden ofrecer servicios conexos además de potencia y de energía. De igual forma se toman en cuenta los precios marginales locales en cada nodo del sistema eléctrico nacional (CRE, S. F.).

***Los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).*** En el MEM pueden participar los generadores, los usuarios calificados, ya sea por cuenta propia o a través de un Suministrador de Servicios Calificado (SSC), los generadores exentos representados por un SSC, los Suministradores de Servicio Básico (SSB) que suministran al resto de los usuarios, los comercializadores no suministradores que pueden realizar transacciones sin representar activos físicos y por último los Suministradores de Último Recurso que se encargan de mantener la continuidad del servicio en caso de que lo deje de prestar el SSC (CRE, S. F.). Al 30 de septiembre de 2018, el número de participantes con contrato y transacciones del MEM son 66 generadores, 35 SSC, la CFE como único SSB, CFE Intermediación de Contratos Legados, S. A. de C. V. como único generador de intermediación, un usuario calificado participante del mercado, CFE Calificados, S. A. de C. V. como suministrador de último recurso y 15 comercializadores no suministradores (Cenace, 2018 a).

*Generador.* Es un permisionario que cuenta con centrales eléctricas que generan más de 0.5 MW. Los generadores participan directamente en el MEM, donde venden día a día su electricidad. De igual forma, pueden participar en las subastas de largo plazo que se realizan para asegurar el suministro a los suministradores y realizar contratos con usuarios calificados y suministradores de servicios calificados para vender su electricidad y productos asociados (CRE, S. F.).

*Generadores exentos.* Son pequeñas centrales eléctricas con generación menor a 0.5 MW, que no requieren permiso para generar electricidad. Estos generadores pueden vender su electricidad y productos asociados a un SSB, para lo cual la CRE calculará las contraprestaciones aplicables. Los generadores exentos también podrán participar en el mercado eléctrico mayorista a través de un SSC (CRE, S. F.).

*Usuario calificado.* Es un usuario final que cuenta con grandes centro de carga (de más de 2MW hasta agosto de 2016 y de más de 1 MW a partir de esa fecha) que decida registrarse como usuario calificado ante la CRE, o aquellos centros de carga al amparo de contratos legados. Los usuarios calificados tienen la libertad de participar en el MEM ya sea directamente, o a través de un SSC. Participar en el mercado implica que pueden comprar electricidad en el mercado de día en adelante o en el mercado en tiempo real, así como firmar contratos con generadores que les permiten adquirir electricidad a un precio pactado. La Sener definirá de qué forma se podrán agregar las cargas de distintos centros de carga para poder alcanzar los 2 MW de consumo que actualmente se requieren para participar en el MEM como usuario calificado. Los usuarios que busquen participar bajo

esta modalidad deberán de registrarse ante la CRE y firmar un contrato de conexión con el Cenace. El registro es opcional, en caso de no querer participar en el MEM, el usuario podrá adquirir su electricidad directamente de un SSB (CRE, S.F.).

*Suministrador de Servicio Calificado (SSC).* Es un proveedor de servicios de comercialización de energía eléctrica, que compra electricidad en el MEM con el fin de dar servicio eléctrico a los usuarios calificados con los que tenga un contrato de suministro y responde por ellos ante el Cenace. Los centros de carga tienen la posibilidad de registrarse como usuarios calificados y participar directamente en el MEM o a través de un SSC. La actividad de SSC requiere de permiso de la CRE; para obtener este permiso se requiere llenar un formato en el que se solicita información como zona de operación, número de usuarios finales, ventas esperadas así como presentar un plan de negocios. De igual forma, se deberá firmar un contrato de participante en el MEM con el Cenace y ajustarse a los requerimientos del MEM (CRE, S.F.).

*Usuarios básicos.* Son todos aquellos usuarios que no se encuentran registrados ante la CRE como usuarios calificados. Los usuarios básicos no pueden participar en el MEM y, por lo tanto, requieren comprar su electricidad de los SSB. El precio que pagan estos usuarios por la electricidad es un precio regulado (CRE, S.F.).

*Suministradores de Servicios Básicos (SSB).* Son suministradores que llevan el servicio eléctrico a todos los usuarios que no participan en el MEM. Los SSB se diferencian de los SSC en que venden su electricidad a precios regulados; los contratos de

cobertura eléctrica se deberán de celebrar a través de subastas de mediano y largo plazo y finalmente, en que tienen obligación de dar servicio universal en la zona que operan. Esto implica que cualquier usuario que requiera el servicio debe de ser atendido. Para lo anterior podrán acceder al fondo de servicio universal eléctrico. Actualmente, el único SSB es la CFE; pero cualquier interesado puede solicitar un permiso ante la CRE para prestar este servicio. Las figuras de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y productor independiente se mantienen bajo los permisos otorgados al amparo de la LSPEE, pero estas figuras desaparecerán para nuevos proyectos. La LIE permite a aquellos permisionarios que migraron al nuevo modelo regulatorio regresar a los términos de su permiso original, otorgado al amparo de la LSPEE, dentro de los primeros cinco años después de realizar la migración. El restablecimiento de las condiciones originales no prorroga la vigencia del contrato, ni se podrá realizar en más de una ocasión (CRE, S.F.).

**2.1.4. Productos Asociados.** Los productos asociados son productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica, necesarios para que el sistema eléctrico nacional funcione de manera eficiente, con calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad. Estos productos son: potencia, Certificados de Energías Limpias (CEL), derechos financieros de transmisión, servicios conexos y demanda controlable (CRE, S.F.).

Todos tienen valor comercial y su compra-venta se realiza en el MEM, así como a través de contratos. Los productos asociados que tiene disponible cada generador, o los usuarios finales, en el caso de la demanda controlable, dependen de su tipo de tecnología

y de su capacidad de planta. La cantidad de productos asociados que corresponde a cada generador es proporcional a tipo de tecnología utilizada (CRE, S.F.).

**Potencia.** Es necesario diferenciar entre Potencia y potencia (con p minúscula): la Potencia es un producto asociado que los generadores pueden ofrecer para su venta, con el que adquieren la obligación de asegurar la disponibilidad de producción de energía para ofrecerla en el futuro en el MECP. La potencia (con p minúscula) es la capacidad con la que cuenta una central eléctrica para la producción de energía eléctrica. La cantidad de potencia de cada generador depende del tipo de tecnología dependiendo si es firme o interrumpible y la capacidad de planta de su central generadora. Los usuarios calificados y los Suministradores SSC y SSB están obligados a adquirir una cantidad de Potencia, la cual será determinada por la CRE y se puede adquirir en subastas de mediano y largo plazo, directamente en contratos o en el mercado de balance de Potencia (CRE, S.F.).

**Certificados de energía limpia (CEL).** Los CEL son instrumentos de mercado en donde los participantes del mercado podrán vender CEL a cualquier precio que dependerá de la oferta y demanda. Su compra y venta podrá realizarse a través del Mercado de Certificados de Energía Limpia que organizará por lo menos una vez al año el Cenace, y también podrán comercializarse libremente a través de contratos bilaterales y subastas de largo plazo (CRE, S.F.).

En el nuevo marco regulatorio cada MWh generado con energía limpia recibe un CEL sin importar la tecnología con la que fue generado. En el caso de tecnologías que utilizan energías limpias y fósiles, se otorgará un CEL por el porcentaje de energía

generado libre de combustible, este porcentaje será determinado por la CRE para cada tipo de tecnología. De igual forma, en el caso de generación limpia distribuida, sólo se otorgará CEL por la proporción de energía entregada (CRE, S.F.).

La nueva regulación implicará la obligación a consumir energía limpia por parte de los grandes consumidores de electricidad. Quienes están obligados a comprar los CEL son los SSB, entre ellos la CFE, los SSC, también entre ellos la CFE, los usuarios calificados que participan directamente en el MEM, los usuarios finales que se suministren por abasto aislado y los titulares de contratos de interconexión legados que incluyan centros de carga y puntos de carga cuya energía eléctrica no provenga en su totalidad de una central eléctrica limpia (CRE, S.F.).

De igual forma se podrá adquirir el CEL de forma voluntaria para lo cual es necesario estar registrado como entidad voluntaria en el sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energía limpia. La Secretaría de Energía (Sener) es la responsable de fijar el porcentaje obligatorio de consumo de electricidad proveniente de energía limpia. Este porcentaje se determinará en los primeros tres meses de cada año para un periodo de tres años, una vez establecido el porcentaje no se podrá reducir para años futuros. En 2015, se estableció dicho requisito en un cinco por ciento del consumo total de energía a ser cumplido en 2018, año en que entraron en operación los CEL (CRE, S.F.).

Para comprobar que están consumiendo este tipo de energía, tienen que comprar CEL por el monto requerido por la Sener. De esta forma se crea una oferta y demanda por CEL, los cuales se pueden intercambiar por contratos, en el mercado de CEL, en subastas mensuales organizadas por el Cenace o en una liquidación anual. Los CEL se otorgarán dentro del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de

Energías Limpias a los registrados dentro del mismo, tanto para poder ser sujetos a recibir los CEL o para liquidar o cancelar sus obligaciones. Para participar deben solicitar su inscripción al sistema, contar con la certificación por una unidad acreditada por la CRE de que la central eléctrica genera energía eléctrica a partir de energías limpias y pagar los derechos para ser registrados en el sistema (CRE, S.F.).

Quienes no cumplan con la obligación de adquirir CEL tendrán que pagar una multa y seguirán contando con la obligación de comprar los CEL que no fueron liquidados en el momento preciso. También se tomará en consideración la gravedad de la infracción, la capacidad económica del infractor, la reincidencia, la comisión del hecho que la motiva o cualquier otro elemento del que pueda inferirse la gravedad o levedad del hecho infractor, incluyendo las acciones tomadas para corregirlo (CRE, S.F.).

La multa será de 6 a 50 salarios mínimos por MWh de incumplimiento, es decir, por cada CEL no adquirido. Los participantes obligados a comprar CEL podrán diferir la liquidación hasta el 25 por ciento de sus obligaciones para cada periodo, hasta por dos años. La parte diferida incrementará en un cinco por ciento cada año hasta su liquidación previa notificación a la CRE. El participante deberá adquirir los CEL que ocasionaron la sanción en el mismo plazo que se da para pagar la multa. En caso de que el participante no pague la multa o adquiera los CEL correspondientes se ejecutarán las garantías para participar en el MEM (CRE, S.F.).

La CRE utilizará un Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias que será la plataforma mediante la cual llevará a cabo la gestión y el registro de la información asociada al consumo y generación de electricidad, a la emisión, transacciones, liquidación y cancelación voluntaria de los CEL, así como el

cumplimiento de las obligaciones en materia de Energías Limpias; y el Declaracel que es una herramienta dentro del Sistema que permitirá a los Participantes Obligados liquidar sus obligaciones mensuales y anual vía electrónica utilizando su firma electrónica avanzada Fiel en sustitución de la autógrafa (CRE, S.F.).

Los contratos y permisos otorgados al amparo de la LSPEE, como los contratos legados, no serán prorrogables y al término de su vigencia deberán requerir un nuevo permiso bajo la nueva regulación. De igual forma, la capacidad de generación con la que se cuenta en el permiso no puede ser modificada (CRE, S.F.).

***Derechos de transmisión financieros.*** Son coberturas de precios en distintos nodos del sistema, que obligan y dan el derecho a sus titulares a pagar o cobrar la diferencia de precio que resulte en el nodo de origen y el nodo destino de electricidad. Estos derechos no otorgan el derecho físico de usar la red de transmisión (CRE, S.F.).

Se puede adquirir electricidad o productos asociados sin participar directamente en el MEM a través de los contratos de cobertura eléctrica. En estos contratos los participantes se comprometen a la compra-venta de energía eléctrica y productos asociados en fecha futura y al precio pactado. La nueva regulación fomenta la libertad contractual entre actores en sus propios términos, como son: precio, duración del contrato, hora de entrega y otros (CRE, S.F.).

Se requiere un permiso de la CRE para los generadores, generadores exentos que quieran vender sus excedentes o comprar faltantes al MEM, sin la intermediación de un suministrador, los suministradores de servicios calificados, los suministradores de servicios básicos y los suministradores de último recurso (CRE, S.F.).

El permiso se obtiene a través de un pre-registro en la Oficialía de Partes Electrónica. Para iniciar operaciones el permisionario deberá cumplir con los requisitos y estudios que le requieran otras dependencias como la Cenace. Se puede realizar de forma paralela a la solicitud del permiso de generación de energía eléctrica ante la CRE (CRE, S.F.).

***Los servicios conexos.*** Son productos vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad, entre los cuales se encuentran: las reservas operativas, reservas rodantes, regulación de frecuencia, regulación de voltaje y potencia reactiva, arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto (CRE, S.F.).

Las transacciones de algunos de estos productos se realizan a través del Mercado de energía de Corto Plazo. La absorción, aportación y reserva de potencia reactiva para el control del voltaje, el arranque de emergencia, la operación en isla y la conexión a bus muerto, son servicios conexos no incluidos en el mercado por lo que se pagarán bajo tarifas reguladas determinadas por la CRE. Los costos de los servicios conexos se cobrarán a los usuarios calificados y suministradores (SSC y SSB) en proporción a la energía consumida en sus centros de carga (CRE, S.F.).

***Demanda controlable.*** Es la demanda que los usuarios finales o sus representantes ofrecen reducir en un momento determinado, por instrucciones del Cenace, con el fin de mantener la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, y que puede ser utilizada para cubrir los requisitos de Potencia, de acuerdo con las bases del MEM (CRE, S.F.).

**2.1.5. Abasto aislado.** El abasto aislado se refiere a la generación o importación de energía eléctrica para cubrir necesidades propias, sin que esta electricidad se transmita por la red nacional de transmisión o las redes generales de distribución. Sin embargo, esto no implica que bajo la modalidad de abasto aislado no se pueda interconectar a la red con la finalidad de vender energía sobrante o de adquirir energía faltante a través del MEM (CRE, S.F.).

La diferencia entre la figura de autoabasto, de la abrogada LSPEE, con la de abasto aislado es que la primera, cuenta con dos figuras: El autoabasto local, para el consumo de electricidad dentro de las propias instalaciones en donde se puede vender excedentes o comprar faltantes, y el autoabasto remoto, en la que se puede hacer uso de la red nacional de transmisión o las redes generales de distribución con cargo por porteo para llevar la electricidad de un lugar a otro y así entregarla a centros de carga que forman parte de la sociedad de autoabasto (CRE, S.F.).

La nueva figura de abasto aislado es similar a la figura de autoabasto local, por lo que el uso de la red nacional de transmisión o las redes generales de distribución sólo tiene la finalidad de vender o comprar el faltante o sobrante de electricidad. Para transmitir energía eléctrica de un punto a otro de la red, el generador deberá de participar en el mercado eléctrico mayorista (CRE, S.F.).

Se puede migrar de una sociedad de autoabastecimiento a una de abasto aislado, desintegrando la sociedad, aunque la libertad de firmar contratos permite conservar la relación entre la central eléctrica y los centros de carga, manteniendo de forma virtual la sociedad de autoabastecimiento (CRE, S.F.).

La central eléctrica requiere migrar a la figura de generador y participar directamente en el MEM. Los centros de carga se deben registrar como usuarios calificados para participar en el MEM, donde pueden ser representados por un SSC. Todos los centros de carga establecidos en un contrato de interconexión legado que pertenecía al esquema de autoabastecimiento pueden participar en el mercado sin importar su consumo. Al firmar contratos el generador y los usuarios calificados o SSC podrán pactar un precio de electricidad y liquidar la diferencia por fuera del MEM. La LIE permite dar de alta o baja centros de carga de la sociedad de autoabastecimiento. Sin embargo, no permite modificar la capacidad de generación (CRE, S.F.).

## **2.2. Las tarifas eléctricas de la CFE**

Las tarifas de la CFE han pasado por una serie de cambios políticos, ideológicos, económicos y sociales a lo largo de su historia, los cuales se explican en el documento elaborado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) realizado por Aburto (2007).

Con la adquisición de las empresas y la nacionalización de la industria eléctrica en 1960, se unificaron tres tarifas de acuerdo al destino de la energía, con el nivel tarifario más bajo prevaleciente. Estas se ampliaron a 12 tarifas al final del proceso de nacionalización: tarifa residencial, general de baja tensión, general de baja tensión con cargo por demanda, molinos de nixtamal y tortillerías, alumbrado público, bombeo de aguas potables y negras, usos temporales, general de media tensión, riego agrícola, ventas al mayoreo, minas y general de alta tensión (Aburto, 2007).

El gobierno otorgó subsidios a las tarifas de riego agrícola y la de molinos de nixtamal y tortillería, aunque las tarifas se mantuvieron constantes entre 1962 y 1973.

Como la CFE absorbía economías de escala importantes en la generación y transmisión de energía eléctrica, aunado a que la inflación se mantuvo entre dos y tres por ciento anual, los costos de insumo se compensaron en su totalidad. Las demás tarifas se fijaron imitando los criterios de tarificación eléctrica de EUA, de acuerdo a los costos contables de la CFE (Aburto, 2007).

Sin embargo, durante la década de los setenta, los aumentos a las tarifas se vieron rebasados por la inflación. Los flujos de efectivo de la CFE, no generaban recursos para financiar el programa de inversiones con lo que se volvería a depender excesivamente del endeudamiento en pocos años. Aunado a esto, había funcionarios que pedían bajar las tarifas eléctricas (Aburto, 2007).

Así fue que, en 1982 se estableció una fórmula de ajuste mensual por concepto de combustibles aplicable a todas las tarifas de uso general, sin embargo los costos que no correspondían a los combustibles no se ajustaron, por lo que las tarifas seguían resultando insuficientes (Aburto, 2007).

En 1986, la CFE contrató a la consultoría *électricité de France* y de la Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima (Endesa), empresa eléctrica de participación estatal en Chile, con el fin de elaborar una propuesta para implantar tarifas basadas en costos marginales en México. El sistema de tarifas eléctricas en Chile estaba fundamentado en la metodología de costos marginales aplicada en Francia desde los años cincuenta (Aburto, 2007).

En 1988 se establecieron las tarifas horarias con carácter optativo para los usuarios de alta tensión, en donde a cada cliente se le daba un periodo de prueba de tres meses en el que se le facturaba con la tarifa horaria y la tradicional, cobrándole la menor. En 1991

se establecieron las tarifas horarias obligatorias para todos los usuarios de alta tensión y para aquellos que, siendo suministrados en media tensión, registraban demandas mensuales superiores a los 1000 kW. En diciembre de 1996 el límite de la tarifa horaria de media tensión, HM, se amplió para incorporar usuarios con demandas superiores a los 500 kW (Aburto, 2007).

En diciembre de 1997 el límite de la tarifa HM se redujo para incorporar a usuarios con demandas superiores a los 300 kW. Este programa de incorporación concluyó en 1998. Igualmente se diferenció la tarifa ordinaria de media tensión para usos generales (OM) regionalmente y por estación, eliminando los subsidios cruzados que subsistían por esos motivos (Aburto, 2007).

A partir de 1997, a todas las tarifas de alta tensión y a las tarifas de media y baja tensiones para usos generales, se les aplicó una cláusula de ajuste mensual por incrementos en los costos (Aburto, 2007).

Entre 1999 y 2000 se llevó a cabo una nueva campaña de incorporación a la tarifa HM. Al final del programa quedaron en el sistema horario todos los usuarios de media tensión, de usos generales con demandas superiores a los 100 kW. Desde entonces más de la mitad de las tarifas de México cuentan con la aplicación de las tarifas horarias. En 2001 se suspendió el proceso de ampliación de cobertura de las tarifas horarias (Aburto, 2007).

En febrero de 2002 se implantó un cambio profundo a la estructura de las tarifas residenciales. En cada una de las tarifas básicas de la 1 a la 1E se establecieron dos regímenes de facturación. El primero más bajo aplicable al 70 por ciento de los usuarios con consumos menores, con dos cargos de energía muy inferiores a los costos de suministro (Aburto, 2007).

El segundo, aplicable al 25 por ciento de los usuarios con consumos más elevados, con tres cargos por energía, el tercero de ellos superior a los costos de suministro. Finalmente el cinco por ciento de los usuarios de cada tarifa, con los consumos mayores, fueron incorporados a nuevas tarifas denominadas DAC (Doméstico de Alto Consumo), de las cuales se definieron 5 versiones, correspondientes a otras tantas regiones (Aburto, 2007).

Estas tarifas se definieron con base en los costos marginales de cada región y no, como las tarifas básicas, en función del clima del verano de cada localidad. Inicialmente se definieron dos cargos por energía para cada tarifa DAC, ambos superiores a los costos de suministro. Posteriormente se eliminó el segundo cargo (Aburto, 2007).

El objetivo de esta reestructuración de las tarifas residenciales fue el de iniciar un proceso de racionalización de los subsidios. Los subsidios permanecerían en los mismos niveles para el 70 por ciento de la población con los consumos más bajos; se reducirían al siguiente 25 por ciento de los usuarios y serían eliminados para el cinco por ciento con los consumos más altos (Aburto, 2007).

Sin embargo, ante las presiones de los grupos de las regiones más cálidas, al iniciar la época de verano, el gobierno introdujo una nueva tarifa 1F, para zonas con temperatura media en verano superior a los 33°C. Esta tarifa subsidia consumos mensuales medios de 2500 kWh, lo que implica subsidios superiores a los 4000 kWh en los meses cálidos; un nivel excesivo, aún para estándares de consumo de un país como los EUA. Poblaciones grandes, entre las que destacan Monterrey, terminaron pagando por la energía precios inferiores a los vigentes antes de febrero de 2002. En 2007 los subsidios totales se

incrementaron; al mismo tiempo incrementó su regresividad en las tarifas de 1A a 1F y crecieron los subsidios cruzados en tarifa 1 (Aburto, 2007).

Al 2016, la CFE contaba con 45 tarifas diferentes que variaban de acuerdo al tipo de cliente (Tabla 1), a la cantidad consumida, la hora de consumo, a la región de consumo definida de acuerdo a la temperatura promedio en verano, incluso existe una tarifa para verano y otra para invierno, dependiendo de la región de consumo y algunas consideraciones como la necesidad de utilizar aire acondicionado en zonas cálidas del país (Tabla 2). Para el mes de Diciembre de 2017 y todo el 2018, se estableció un nuevo marco tarifario en el que se modificaron las tarifas de la CFE (tabla 3).

Tabla 1

*Tipos de usuarios de la CFE*

Sector	Número de clientes al 2016
Mediana industria	324,921
Doméstico	36,113,943
Gran industria	1,037
Comercial	3,988,320
Agrícola	128,565
Servicios públicos	209,387

Fuente. Elaboración propia con datos de la CFE (2016).

Tabla 2

*Tarifas específicas y tarifas de uso general de acuerdo a la SHCP*

Tarifas específicas		Tarifas de uso general	
Domésticas	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F	Baja tensión	2 y 3
Doméstica de alto consumo	DAC	Media tensión	OM, HM, HMC
Servicios públicos de alumbrado y bombeo	5, 5A y 6	Media tensión fijas	OM, F, HM-F, HMC-F
Agrícolas	9 y 9M	Alta tensión	HS, HSL, HT y HTL
Temporal	7	Alta tensión fijas	HS-F, HSL-F, HT-F y HTL-F HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM
Estímulo	Agrícolas: 9CU y 9N	Respaldo	
	Acuícola: EA	Interrumpible	I-15 e I-30

Fuente: elaboración propia con datos de la CFE (2016).

Tabla 3

*Nuevas tarifas establecidas para el mes de diciembre de 2017 y 2018.*

<b>Categoría tarifaria</b>	<b>Descripción</b>
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión
GDMTH	Gran Demanda en Media Tensión horaria
GDMTO	Gran Demanda en Media Tensión ordinaria
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión
DIT	Demanda Industrial en Transmisión

Fuente: Tabla recuperada de CFE (2018).

Tabla 4

*Nuevo esquema tarifario a partir de diciembre de 2017 y para 2018.*

<b>Cuadro tarifario vigente</b>	<b>Cuadro tarifario simplificado</b>
Tarifa 1	DB1/DB2
Tarifa 1A	DB1
Tarifa 1B	DB1
Tarifa 1C	DB1
Tarifa 1D	DB1
Tarifa 1E	DB1
Tarifa 1F	DB1
Tarifa 2	PDBT
Tarifa 3	GDBT
Tarifa 5	PDBT
Tarifa 5A	PDBT
Tarifa 6	PDBT/ GDBT
Tarifa 9	GDBT
Tarifa 9CU	GDBT/ BDMT
Tarifa 9M	GDMT
Tarifa 9N	GDBT/ BDMT
Tarifa HM	GDBT
Tarifa HMC	GDBT
Tarifa OM	GDBT

Fuente. Cenace (Acuerdo CRE A 074 2015, p. 10).

**2.2.1. Marco regulatorio de las tarifas eléctricas de la CFE.** La CRE es la encargada de expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, la regulación de las contraprestaciones, precios, tarifas reguladas y contabilidad regulatoria para la prestación del servicio público de transmisión y distribución, así como del suministro eléctrico en las modalidades del suministro básico y suministro de último recurso, operación del Cenace y servicios conexos no incluidos en el MEM (Art.47, Reglamento de la LIE, DOF, 2014) bajo los principios de transparencia, estabilidad, factibilidad, eficiencia y predictibilidad en los cargos para los usuarios (Art. 14, RLIE, DOF, 2014). También es la encargada de expedir las metodologías para determinar el cálculo y el ajuste de todas estas tarifas (Art. 138, LIE, DOF, 2014). Además las tarifas

deben de asegurar que se recuperen los costos considerados eficientes para la empresa que realiza la actividad tarifada.

Para las tarifas de transmisión que determinó la CRE para el periodo de 2016 -2018 el cargo se hará por medio de la modalidad de estampilla postal, que se determina con base en las inyecciones o extracciones que hacen los usuarios de la red, ponderada por el nivel de tensión, dependiendo si los usuarios son generadores o consumidores (usuarios calificados o suministradores SSC y SSB); las tarifas se dividen en dos bloques según el nivel de tensión (tensión mayor o igual a 220 kV y menor a 220 kV); se cobrará el 30 por ciento a los generadores y el 70 por ciento a los consumidores.

Para cada actividad, la CRE establecerá la regulación de contraprestaciones, precios o tarifas reguladas bajo principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación y que protejan los intereses de los usuarios. La CRE no reconocerá las contraprestaciones, precios o tarifas que se aparten de dichos principios.

En caso de que se requiera un ajuste de tarifas, el secretario de energía, mediante el establecimiento de una junta de gobierno de la CFE, realiza una solicitud de ajuste de tarifas y manda una propuesta a la SHCP. Si la SHCP acepta la solicitud de ajuste tarifario mediante un acuerdo publicado en el DOF y dos periódicos de circulación nacional, se hacen las correcciones correspondientes a la estructura tarifaria.

Adicionalmente, el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía (2000-2009), establece que las tarifas deben reflejar un balance entre los intereses financieros, sociales, regionales y políticos, además, estas deben mantener márgenes competitivos bajo criterios internacionales.

### **2.3. Fundamentos microeconómicos**

La economía clásica recomienda la intervención pública cuando hay fallas del mercado como en el caso de los monopolios naturales o cuando hay poder de mercado (Pindyck y Rubinfeld, 2009). No obstante, los sectores públicos se caracterizan por que son de consumo masivo por parte de la población, lo que los convierte en políticamente sensibles, además requieren importantes costos de inversión, lo que los hace vulnerables a comportamientos oportunistas.

En 1940, el economista Horace M. Gray (como se citó en DiLorenzo, 1996) investigó la base moderna de regulación de los servicios públicos a través de los monopolios creados entre 1907 y 1938 y protegidos por los estados, bajo la creencia de que el interés público sería mejor atendido si se otorgaban privilegios a individuos particulares y a corporaciones. Esto incluía patentes, subsidios, aranceles, expropiaciones de tierras para ferrocarriles y licencias de operación monopólica para servicios públicos. De acuerdo a este autor, el resultado final fueron los monopolios, la explotación y corrupción política.

**2.3.1. ¿Qué es un monopolio?** Un monopolio es una imperfección del mercado, donde no existe competencia, es decir sólo tiene un vendedor y muchos compradores, por lo que tiene poder para influir en el precio y como es la única empresa en el mercado, su curva de demanda es la demanda del mercado, donde el precio y la cantidad que maximiza los beneficios son diferentes a los de un mercado competitivo (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

**2.3.2. Poder de mercado.** Pindyck y Rubinfeld (2009) nos dicen que en una empresa competitiva, el precio ( $P$ ) es dado por el mercado, y la producción que maximiza los beneficios es el punto donde  $P$  es igual al Costo Marginal ( $CM$ ). Una empresa tiene poder de mercado cuando  $P > CM$ . Una manera de medir el poder del monopolio es averiguar en qué medida el  $P$  maximizador de los beneficios es superior al  $CM$ . Esta medida del poder de monopolio fue creada por Lerner en 1934 y se le conoce como índice de poder de monopolio de Lerner, que es igual a (Ecuación 1):

$$L = \frac{P - CM}{P} \quad (1)$$

Donde:

$L =$  Índice de Poder de monopolio de Lerner

$P =$  Precio

$CM =$  Costo Marginal

El índice de poder de monopolio de Lerner tiene un valor comprendido entre cero y uno, es decir:

$$0 \leq L \leq 1$$

En una empresa perfectamente competitiva  $P = CM$ , por lo que  $L = 0$ . Cuanto mayor es  $L$  mayor es el poder de monopolio. Este índice también se puede expresar a través de la elasticidad de la demanda a la que se enfrenta una empresa. Utilizando la ecuación sabemos que:

$$L = \frac{P - CM}{P} = \frac{1}{E_d} \quad (2)$$

Donde  $E_d$  es la elasticidad de la curva de demanda de la empresa y no de la curva de demanda del mercado.

Una empresa tiene poder de monopolio cuando tiene la capacidad de implementar un  $P$  superior al  $CM$  y que la cantidad superior depende inversamente de la elasticidad de la demanda de la empresa ( $E_d$ ). Entre menos elástica es  $E_d$ , mayor es su poder de monopolio. Lo que determina que una empresa sea menos o más elástica es la  $E_D$ , el número de empresas que hay en el mercado y la relación entre las empresas (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

Si solo hay una empresa, su curva de demanda es la curva del mercado. En ese caso, el grado de poder de mercado de la empresa depende totalmente de la demanda del mercado. Sin embargo, es más frecuente que varias empresas compitan entre sí. La  $E_D$  limita el poder de monopolio potencial de los productores. A medida que aumenta el número de empresas con una cuota del mercado significativa, más dificultades tendrán para subir los precios y evitar perder ventas en favor de otras empresas (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

Cuando la mayor parte de las ventas del mercado está representada por unas cuantas empresas, este mercado se encuentra muy concentrado, esto se puede medir a través del coeficiente de concentración, que mide la proporción de las ventas que representan las mayores empresas (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

Cuando solo hay unas cuantas empresas en el mercado, es de suponer que sus directivos no quieren que entre ninguna nueva, pues reduciría su poder de monopolio actual. Por ello se llevan a cabo estrategias competitivas con la finalidad de disuadir la entrada de nuevos competidores a través de las barreras de entrada (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

**2.3.3. Fijación de precios en empresas con poder de monopolio.** Para la fijación de precios en empresas con poder de monopolio los precios se establecen mediante la ecuación 3.

$$P = \frac{CM}{1 + (1/E_d)} \quad (3)$$

La existencia de un elevado poder de monopolio considerable no implica necesariamente unos elevados beneficios. Los beneficios dependen del costo medio ( $CM_e$ ) en relación con  $P$ . Por ejemplo la empresa  $A$  puede tener mayor poder de monopolio que la empresa  $B$ , pero obtener menores beneficios porque tiene unos  $CM_e$  mucho más altos. En la práctica resulta más difícil averiguar  $E_d$  que  $E_D$ , ya que la empresa deberá considerar cómo reaccionarán sus competidoras a las variaciones del precio. El directivo debe estimar la variación porcentual que es probable que experimenten las ventas unitarias de la empresa si su precio varía en uno por ciento. Esa estimación podría basarse en un modelo formal o en la intuición y la experiencia del directivo (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

La aplicación del índice de Lerner al análisis de las medidas que deben adoptar los poderes públicos respecto a las empresas plantea tres problemas. Primero, como es difícil hallar el  $CM$ , a menudo se utiliza el  $CVMe$  para calcular el índice de Lerner. Segundo, si la empresa fija un precio inferior al óptimo (posiblemente para evitar una inspección), su poder potencial de monopolio no quedará reflejado en el índice. Tercero, el índice no tiene en cuenta los aspectos dinámicos de la fijación de los precios, como los efectos de la curva de aprendizaje y los desplazamientos de la demanda (Pindyck, 1985).

El poder de monopolio suele cambiar con el paso del tiempo, cuando varían tanto la demanda de mercado y su costo, su conducta y la conducta de sus competidoras. Por ejemplo, la curva de demanda de corto plazo puede ser inelástica, pero en el largo plazo puede ser más elástica. Además, el poder de monopolio real o potencial a corto plazo puede aumentar la competitividad de una industria en el largo plazo. Si una empresa tiene elevados beneficios, puede incentivar a que entren nuevas industrias en el largo plazo, reduciendo el poder de monopolio (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

#### **2.3.4. Pérdida irrecuperable de eficiencia causada por el poder de mercado.**

Cuando la empresa tiene poder de monopolio, es decir cuando  $P > CM$ , debido a que sus precios son más altos que en competencia perfecta y la cantidad producida es menor, el bienestar de los consumidores empeorará y el de las empresas mejorará. Esto se puede observar comparando el excedente del productor y del consumidor cuando una industria competitiva produce un bien comparándolo con el excedente cuando un monopolista abastece todo el mercado (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

En la figura 5 (Pindyck y Rubinfeld, 2009), se ejemplifica un caso, en el que se observan las curvas de *IMe* e Ingreso Marginal (*IM*) y la curva de *CM* del monopolista, bajo el supuesto de que las curvas de costos del mercado competitivo y el monopolista son iguales. Igualmente se representa el bienestar de los consumidores y los productores como consecuencia del poder del monopolio. Para maximizar los beneficios la empresa monopólica produce en el punto donde el  $IM = CM$ ,  $Q_m$  al  $P_m$ .

En un mercado competitivo, el  $P = CM$ ,  $P_c$  y  $Q_c$ , se encuentra en el punto de intersección de las curvas de *IMe* (demanda) y la curva de *CM*. Si nos desplazamos del precio y cantidad competitivos  $P_c$  y  $Q_c$ , al precio y cantidad monopolísticos  $P_m$  y  $Q_m$  se puede observar que en el  $P_m$  es más alto y los consumidores compran menos,  $Q_m$  (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

Así los compradores pierden la cantidad representada por el rectángulo *A*. Los que compran a un precio  $P_c$  también pierden la cantidad representada por el triángulo *B*. La pérdida total del excedente del consumidor es  $A + B$ . El productor gana el triángulo *A*, pero pierde el triángulo *C*. El aumento total del excedente del productor es igual a  $A - C$ . La pérdida irrecuperable de eficiencia provocada por el poder del monopolio se representa por  $B + C$  (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

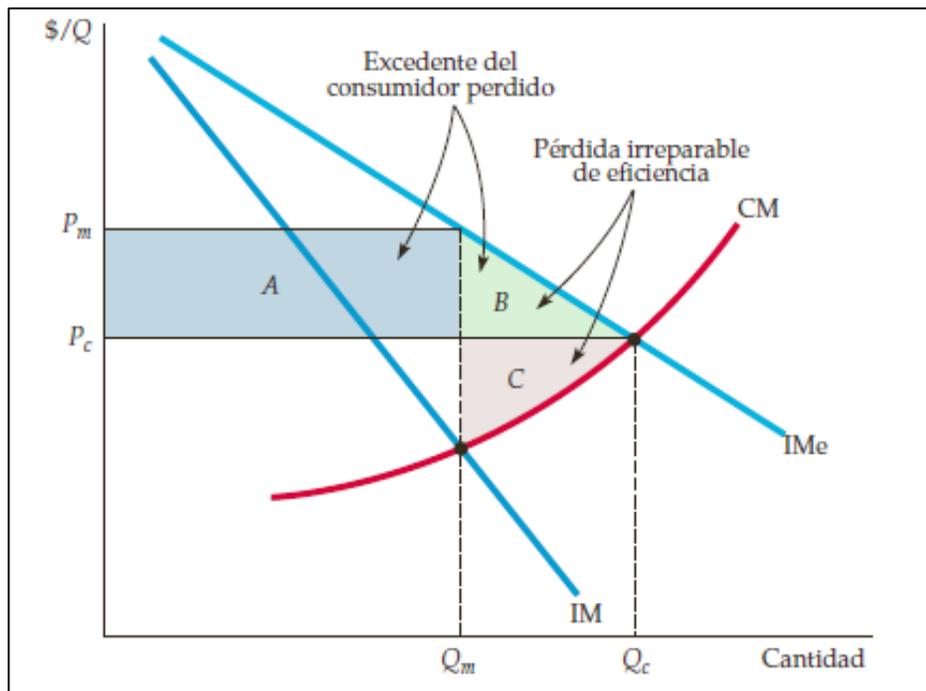


Figura 5. Pérdida irrecuperable de eficiencia provocada por el poder del monopolio.

Fuente: Pindyck y Rubinfeld (2009, p.418).

**2.3.5. ¿Por qué algunas industrias son monopolio?** A veces hay barreras naturales de entrada, como las patentes o los derechos creados legalmente como el *copyright*, poseer una licencia de Estado para impedir que nuevas empresas entren en el mercado o las economías de escala que puede hacer que resulte demasiado caro para más de unas cuantas empresas abastecer a todo el mercado. En algunos casos las economías de escala pueden ser tan grandes que puede ser más eficiente que sólo una empresa abastezca todo el mercado, como en el caso del monopolio natural (Pindyck y Rubinfeld, 2009). Grupa (1990), sostiene que los monopolios naturales se observan en los servicios públicos, como la provisión de energía, en donde la finalidad de la regulación ha sido la protección de los

consumidores mediante la regulación de los beneficios de los monopolistas, para impedir las rentas económicas, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

Los consumidores se encuentren ligados a las plantas productoras del servicio por una red de distribución que implica un elevado monto de inversión y no ofrece alternativas para seleccionar la fuente de provisión o servicio. La producción del servicio es realizada en condiciones de rendimientos crecientes de escala, de modo que no tienen posibilidades de desarrollo formas competitivas para la producción del mismo.

***Monopolio natural.*** La teoría económica clásica nos dice que un monopolio natural se crea cuando una empresa puede producir toda la producción del mercado con menos costos que si hubiera varias empresas. Estos surgen generalmente cuando hay grandes economías de escala con  $CMe$  y  $CM$  decrecientes o cuando una empresa tiene costos fijos grandes y costos marginales pequeños (Varian, 2006). Los costos decrecientes se presentan cuando multiplicando la producción por  $t$  se multiplican los costos por menos de  $t$  (Baumol et al., 1977). Las economías de escala pueden existir para niveles bajos de producto y no existir a niveles mayores de producción; esto da como resultado la forma de U de la curva de costos medios. Una empresa disfruta de economías de escala cuando duplica su producción por un costo de menos del doble, mientras que cuando la duplicación de la producción requiere de más del doble de costos, hay deseconomías de escala (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

En una industria que es monopolio natural, los costos pueden ser crecientes. Esto es porque la condición básica, es la subaditividad estricta de los costos para las cantidades

demandadas, es decir, cuando una sola firma es capaz de producir a un menor costo al que tendrían dos o más firmas, distribuyendo de cualquier modo la producción entre ellas.

La fuente principal de economías de escala son los costos fijos, esto es, los costos que deben hacerse, no importa la cantidad producida. En el caso de las plantas generadoras de electricidad, a medida que aumenta la producción, los costos fijos por unidad producida decrecen y los *CMe* totales pueden decrecer.

Sin embargo, se ha cuestionado la utilización de este modelo para establecer precios. DiLorenzo (1996) sostiene que los monopolios naturales fueron creados décadas antes de que la teoría fuera formalizada por economistas como justificación de la intervención gubernamental, nos dice al respecto:

La profesión económica abrazó la teoría del monopolio natural luego de los años 1920's, cuando cayó enamorada del "cientificismo" y adoptó una teoría más o menos ingenieril de la competencia y categorizó a las industrias en forma de retornos de escala constantes, decrecientes y crecientes (costos totales promedio declinantes). De acuerdo a esta forma de pensar, las relaciones tecnológicas determinaban la estructura de mercado, y consecuentemente la competitividad. El significado de competencia no era visto como un fenómeno de comportamiento sino como una relación matemática (p. 3).

Así mismo, sostiene que la teoría del monopolio natural falla al no dar los pasos lógicos para pasar a un precio monopólico, pues la existencia de economías de escala no presupone o requiere un monopolio o precios monopólicos. Más aún, la regulación de los servicios públicos o de cualquier otra industria desincentiva la inversión en estas industrias, privando a los consumidores de la satisfacción de sus necesidades, pues

considera la competencia destructiva como benéfica para la sociedad. Para el autor, el monopolio natural no tiene cabida en el siglo XXI.

La teoría del monopolio natural, nos dice que la competencia no puede subsistir en la industria de la energía eléctrica, pues la estructura competitiva de la industria está asegurada por la baja incidencia de costos fijos en el costo total y por la ausencia de rendimientos de escala (Grupa, 1990).

DiLorenzo (1996) contradice esto, poniendo de ejemplo Estados Unidos, donde varias ciudades la competencia en el sector eléctrico ha subsistido. Entre los resultados que observó en las empresas competitivas de Estados Unidos, encontró que, en las empresas compiten a través de precios y servicios, los clientes han obtenido beneficios sustanciales comparados con las empresas monopólicas, los costos son menores donde existen dos firmas operando y los problemas de duplicidad de las líneas son consideradas menos significativas que los beneficios de la competencia por los consumidores.

Más aún, de acuerdo a Robert Michaels, (como se citó en DiLorenzo, 1996), en Estados Unidos la competencia ahorraría a los consumidores al menos 40 millones de dólares al año. También desataría el desarrollo de nuevas tecnologías que serían más económicas de desarrollar debido a costos de energía más bajos.

Grupa (1990) mencionaba que el monopolio natural podría implicar la sobreinversión, a efectos de incrementar el valor de la base tarifaria permitida y con ello asegurar una rentabilidad dada, el denominado efecto Averch-Johnson. Por ello, Edwin Chadwick (como se citó en DiLorenzo, 1996), apoyaba la creación de un sistema de subasta competitiva por las licencias de operación para los proveedores privados como alternativa para eliminar la formación de precios monopólicos, siempre y cuando exista

competencia por esa área. Con ello se podría evitar la duplicación de infraestructura y obtener un precio competitivo del bien o servicio.

Grupa (1990) sostiene que una industria puede cambiar del monopolio natural, no solo por cambios en la tecnología subyacente, sino también debido a cambios en la demanda. En particular, si la demanda está creciendo, también la industria puede alejarse del monopolio natural.

Baumol y Willing (1981) demostraron que la existencia de costos fijos no hundidos de suficiente magnitud garantizan la existencia de precios sostenibles para un monopolista, de lo que se deduce que la existencia de estos costos fijos es suficiente para la condición de subaditividad, pues no son y no generan barreras de entrada, pues a diferencia de estos no impiden un funcionamiento de bienestar óptimo para la industria.

Grupa (1990) afirma igualmente que el precio igual al costo marginal, en situación de monopolio natural, no requiere necesariamente un subsidio. Aun cargando el *CMe* y siendo perfectamente eficiente, un monopolista natural puede ser vulnerable a la entrada. Tal entrada debe ser, forzosamente, ineficiente como consecuencia de la subaditividad en la cual se basa la teoría del monopolio natural. En una entrada parcial, una empresa puede abastecer a una parte del mercado a un precio menor, pero destruirían la estructura existente, por lo que el monopolio natural no sería sostenible, resultaría mejor para la sociedad evitar la competencia destructiva.

Grupa (1990) concluye que la teoría del monopolio natural permite la consideración de casos de monopolios naturales aun cuando no existan economías de escala. Este hecho ha tenido un considerable impacto en las políticas de regulación, cuando la reducción de

barreras de entrada ha sido suficiente para forzar monopolios naturales hacia conductas casi competitivas.

Sin embargo, no se debe suponer que la posibilidad de uso de listas de precios no lineales por una firma que es monopolio natural elimina la posibilidad de que tal lista de precios no sea sostenible. Resultados tentativos indican que aún con habilidad para utilizar listas tarifarias completamente no lineales, un monopolista puede todavía ser incapaz de encontrar una lista tarifaria sostenible.

*Asignación de precios en el monopolio natural.* La intervención cuando hay poder de mercado tiene dos aspectos: políticas de competencia y regulación en sectores específicos de servicios públicos. La regulación es la intervención del Estado que limita y reglamenta la libre acción de las empresas. En una economía de planificación central, los precios son fijados por el Estado. En una economía de mercado, los precios son resultado de las interacciones de los consumidores, trabajadores y las empresas. La regulación en la economía se justifica con la existencia de los monopolios naturales. Generalmente las autoridades reguladoras fijan los precios donde la empresa de servicios públicos no gana ni pierde, esto es en el punto donde  $P = CMe$ . Para averiguar esos costos se designa una comisión encargada de averiguarlos (Varian, 2006).

La otra solución es a través de la gestión estatal, donde se fija un precio igual al  $CM$  y se subvenciona a la empresa para que siga funcionando. Esto no implica un funcionamiento ineficiente por sí mismo, sería ineficiente debido a los grandes costos fijos de los servicios públicos.

El problema de la gestión pública de los monopolios radica en que es casi tan difícil medir sus costos como medir los de los servicios públicos regulados, por lo que las subvenciones pueden ser ineficientes. Para no requerir subvenciones, la empresa debe obtener beneficios nulos o positivos, lo que significa que su producción estará sobre la curva de coste medio ( $CMe$ ) o por arriba de ella. Si quiere suministrar servicios a todo el que esté dispuesto a pagarlos, entonces tendrá que producir sobre la curva de ingreso medio ( $IMe$ ), que también es su curva de demanda (Varian, 2006).

En la figura 6 se observan las curvas de  $CMe$ ,  $CM$ ,  $IMe$  e  $IM$ , respectivamente. El  $CMe$  es decreciente en todos los puntos, por lo que el  $CM$  siempre es inferior al  $CMe$ . Si la empresa no estuviera regulada, el nivel de producción y el precio monopolísticos estarían en el punto  $Qm$  y  $Pm$ . Aquí la empresa producirá a un nivel inferior que lo que se produciría en competencia perfecta ( $Pc$  y  $Qc$ ). Si el organismo regulador bajara el precio de la empresa a un nivel competitivo ( $Pc$ ), es decir donde la oferta es igual al coste marginal, el nivel de producción ( $Qc$ ) sería eficiente pero la empresa no podría cubrir sus costos medios y trabajaría con pérdidas. La mejor alternativa es fijar un precio regulado ( $Pr$ ) en el punto en el que se cortan las curvas de  $CMe$  e  $IMe$ . En este punto la empresa no obtiene beneficios monopolísticos y la producción es la mayor posible ( $Qr$ ) sin que quiebre la empresa (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

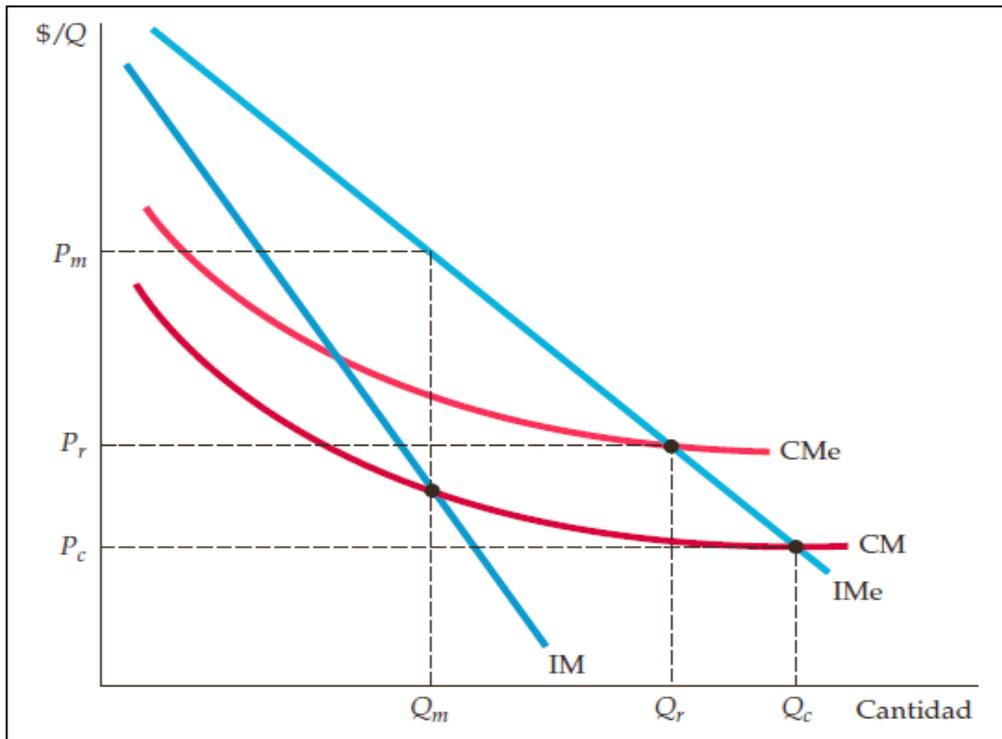


Figura 6. La regulación del precio en un monopolio natural. Fuente: Pindyck y Rubinfeld (2009, p.422).

En la práctica resulta difícil averiguar estos precios pues las curvas de demanda y de costos de la empresa pueden desplazarse cuando cambia la situación de mercado. Es por eso que se utiliza la regulación basada en la tasa de rendimiento de su capital, en donde el precio máximo permitido se basa en la tasa esperada de rendimiento que obtendrá la empresa. Los organismos reguladores suelen fijar el precio utilizando la fórmula 4 (Pindyck y Rubinfeld, 2009):

$$P = CVM_e + \frac{D + T + sK}{Q} \tag{4}$$

Donde:

$CVM_e$  = Costo variable medio

$Q$  = Nivel de producción

$s$  = Tasa de rendimiento

$D$  = Depreciación

$T$  = Impuesto

$K$  = Stock de capital en un momento dado

En la práctica, este tipo de regulación plantea ciertos problemas. En primer lugar, es difícil calcular el stock de capital. En segundo lugar, el costo efectivo de capital de la empresa depende del organismo regulador y de cuales crean los inversores que serán las tasas permitidas de rendimiento en el futuro. Además, las variaciones de los costos y de otras condiciones del mercado hacen difícil ponerse de acuerdo en las cifras que deben utilizarse para calcular las tasas de rendimiento, lo que causa retrasos en la modificación de un precio regulado. Otro enfoque de la regulación es fijar unos precios máximos basado en los costos variables de la empresa, los precios pasados y posiblemente la inflación y el crecimiento de la productividad. Una empresa normalmente puede subir sus precios todos los años, sin tener autorización del organismo regulador, en una cuantía igual a la tasa efectiva de inflación, menos el crecimiento esperado de la productividad (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

**2.3.6. Discriminación de precios en empresas monopólicas con poder de mercado.** El poder de mercado es muy frecuente en muchas industrias. Las empresas con poder de mercado utilizan estrategias para fijar sus precios para capturar el excedente del

consumidor y transferirlo al productor. Esto bajo la premisa de que los clientes tienen un precio de reserva, es decir, un precio máximo que el cliente está dispuesto a pagar (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

La maximización de los beneficios en una empresa monopólica con poder de mercado, se obtiene a través de la discriminación de precios, es decir, cobrando precios distintos a diferentes clientes. Hay varios tipos de discriminación: de primero, segundo y tercer grado, la discriminación intertemporal de precios y la fijación de precios según la intensidad de uso. En el sector eléctrico se utilizan la discriminación de precios de primer grado, de segundo grado y la fijación de precios según la intensidad de uso (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

***Discriminación de precios de primer grado.*** Consiste en cobrar el precio de reserva de cada cliente. En la figura 7 se observa que como la empresa cobra a cada consumidor su precio de reserva, es rentable aumentar la producción de  $Q^*$  hasta  $Q^{**}$ . Cuando se cobra un precio  $P^*$ , los beneficios variables son el área situada entre la curva de  $IM$  y la de  $CM$ . Con discriminación perfecta de precios, estos beneficios aumentan al área situada entre la curva de demanda y la curva de  $CM$ . En la práctica la discriminación perfecta de precios casi nunca es posible, pues a menos que haya solo unos cuantos clientes, es muy difícil cobrar a todos y a cada uno un precio diferente, además de que desconoce el precio de reserva de cada uno de ellos (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

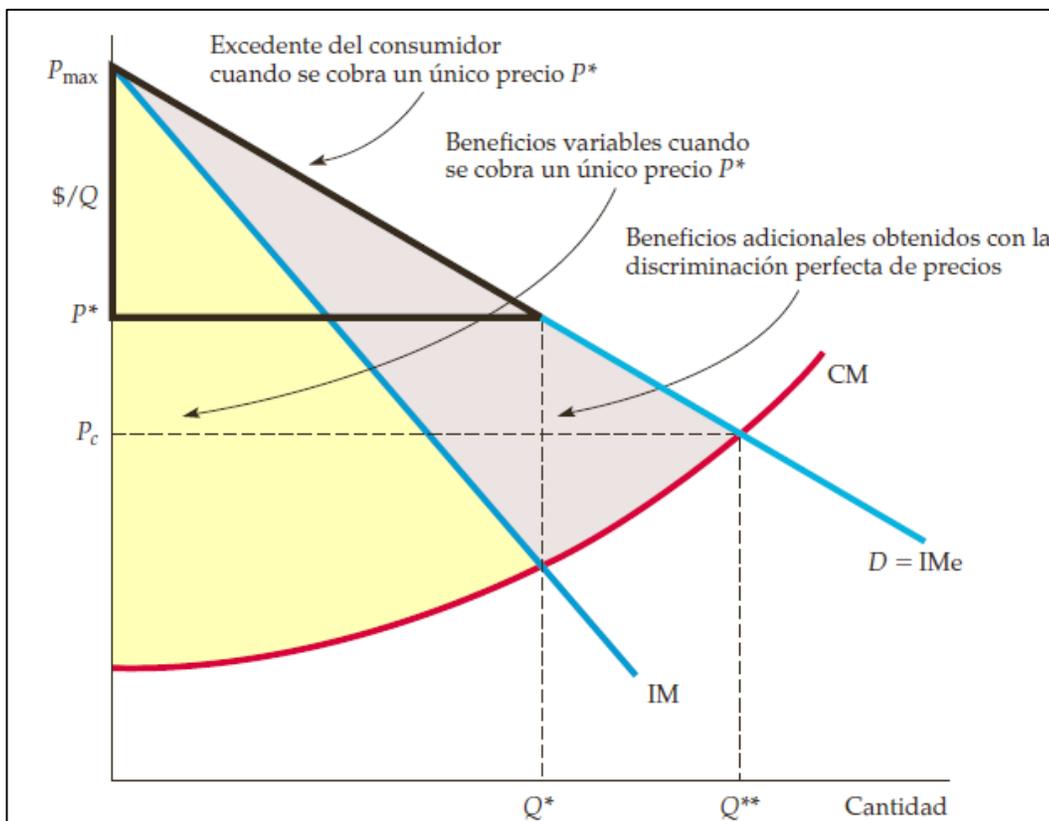


Figura 7. Beneficios adicionales generados por una discriminación perfecta de precios de primer grado. Fuente: Pindyck y Rubinfeld (2009, p.449).

En el figura 8 se observa la discriminación de precios de primer grado en la práctica, donde las empresas no saben cuál es el precio de reserva de cada consumidor, pero pueden estimarlo. Las empresas cobran seis precios diferentes y estas se benefician, pero también los consumidores pueden beneficiarse al pagar un precio  $P_5$  o  $P_6$ , pues disfrutan de un excedente (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

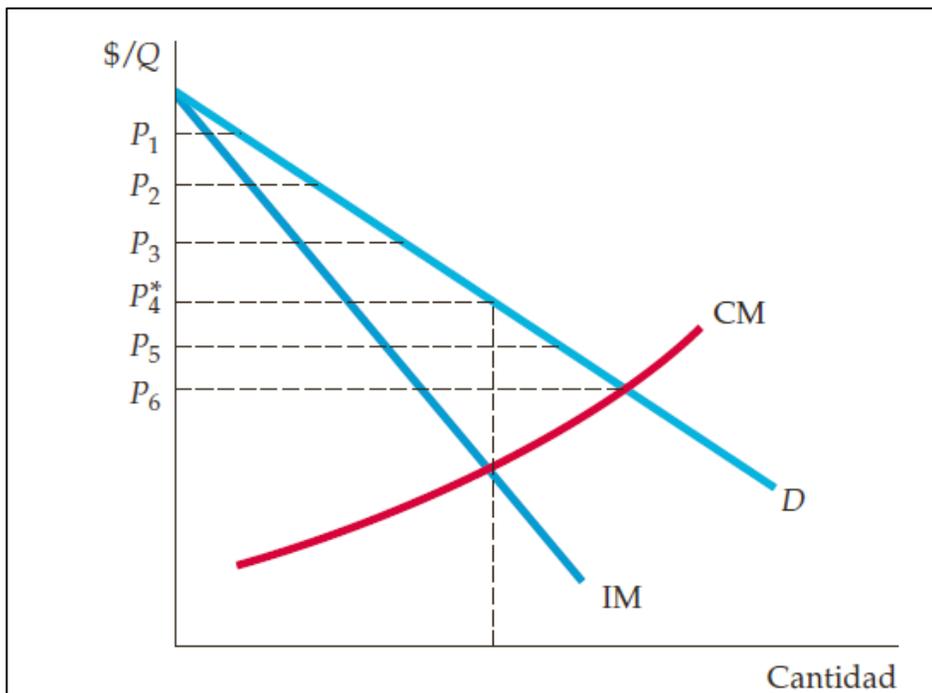


Figura 8. Discriminación de precios de primer grado en la práctica. Fuente: Pindyck y Rubinfeld (2009, p.451).

**Discriminación de precios de segundo grado por bloques.** Se cobran diferentes precios de acuerdo al nivel consumido del mismo bien o servicio. En algunos mercados, cuando cada consumidor compra muchas unidades de un bien en un periodo cualquiera, su precio de reserva disminuye conforme aumenta el número de unidades compradas, por ejemplo cada consumidor puede comprar un número de 100 KWh al mes, pero su disposición a pagar disminuye conforme aumenta el consumo. En las compañías eléctricas con regulación pública, con economías de escala con  $CMe$  y  $CM$  decrecientes, el organismo público que controla las tarifas puede fomentar la fijación de precios por bloques, en donde el consumidor va a pagar diferentes precios de acuerdo a la cantidad consumida o bloques del mismo bien (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

En la figura 9 se observa la discriminación de precios de segundo grado por bloques, en una empresa con  $CMe$  y  $CM$  decrecientes. Si se cobrara un único precio sería  $P_0$  y se produciría  $Q_0$ . Pero se cobran tres precios distintos:  $P_1$ ,  $P_2$  y  $P_3$ , basados en la cantidad comprada. El primer bloque de ventas se cobra a  $P_1$ , el segundo a  $P_2$  y el tercero en  $P_3$ . Esta política puede mejorar el bienestar del consumidor, al aumentar la producción y conseguir mayores economías de escala. Igualmente la empresa se beneficia a través del ahorro generado por la reducción de costos unitarios.

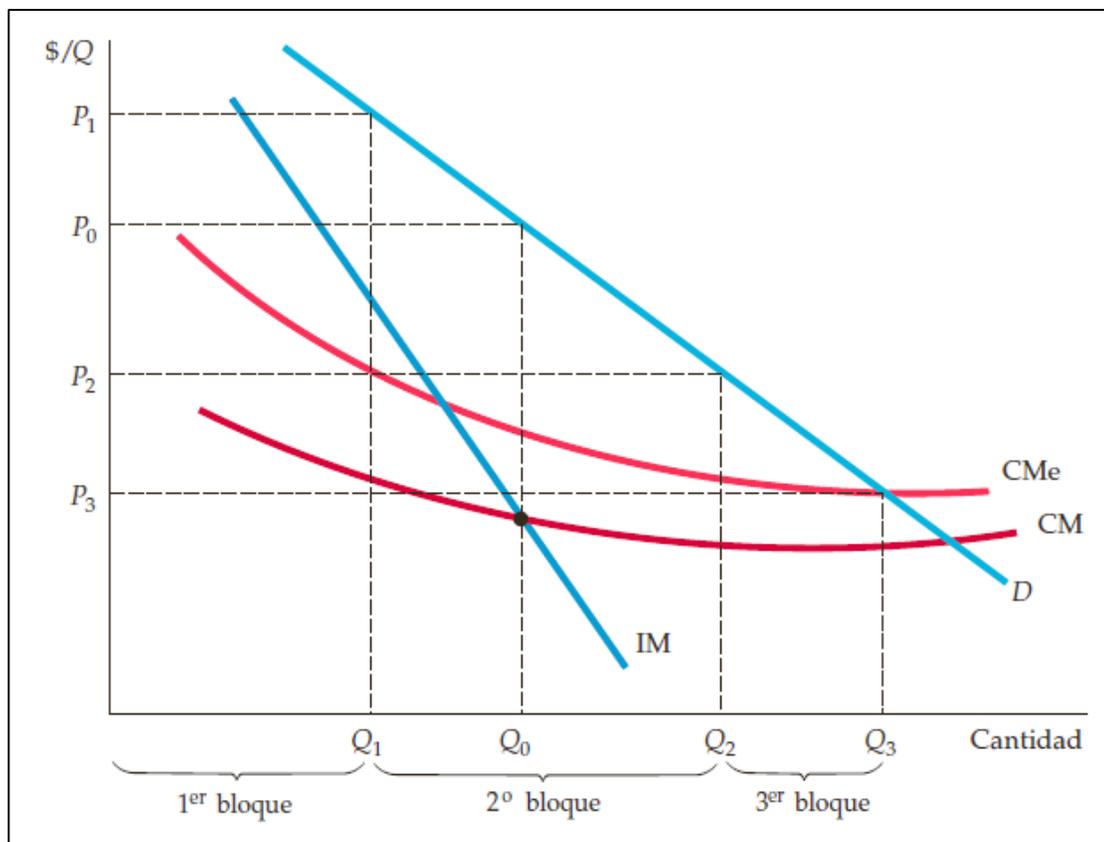


Figura 9. Discriminación de precios de segundo grado por bloques. Fuente: Pindyck y Rubinfeld (2009, p.452).

***Fijación de precios por intensidad de uso.*** Consiste en cobrar precios distintos según el momento del tiempo, pero no para capturar el excedente del consumidor, sino para aumentar la eficiencia económica cobrando a los consumidores precios cercanos al  $CM$ . Se puede utilizar cuando se tienen dos demandas diferentes del bien o servicio en determinados momentos del día, como en el caso de la demanda mayor de electricidad en las tardes de verano, donde  $CM$  es alto debido a las limitaciones de la capacidad de generación, por lo que los precios deben ser más altos. Los costos de atender a diferentes demandas son independientes. La venta de más electricidad durante el periodo valle no aumenta significativamente el costo de electricidad durante el periodo punta, por lo que el precio y las ventas pueden averiguarse por separado igualando el  $IM$  y el  $CM$  de cada periodo (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

En la figura 10 se observa la demanda correspondiente al periodo punta  $D_1 = IMe_1$ , y la demanda restante  $D_2 = IMe_2$ . La empresa iguala el  $IM$  y el  $CM$  de cada periodo, obteniendo el precio alto  $P_1$ , para el periodo punta y el precio más bajo  $P_2$  para el resto, vendiendo las cantidades correspondientes  $Q_1$  y  $Q_2$ . Esta estrategia les permite obtener más beneficios que si cobraran un único precio en todos los periodos. También es más eficiente: la suma del excedente del productor y el consumidor es mayor porque los precios se acercan al  $CM$  (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

El aumento de la eficiencia generado por la asignación de los precios según la intensidad de uso es importante. Si en una compañía eléctrica la empresa fuera un monopolio regulado, el organismo encargado de regularla debería fijar los precios  $P_1$  y  $P_2$  en los puntos en los que las curvas de demanda  $D_1 = IMe_1$  y  $D_2 = IMe_2$  cortan la curva de costo marginal,  $CM$ , y no en los puntos donde las curvas de  $IM$ , cortan la curva de  $CM$ .

En este caso los consumidores obtienen todo el aumento de eficiencia (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

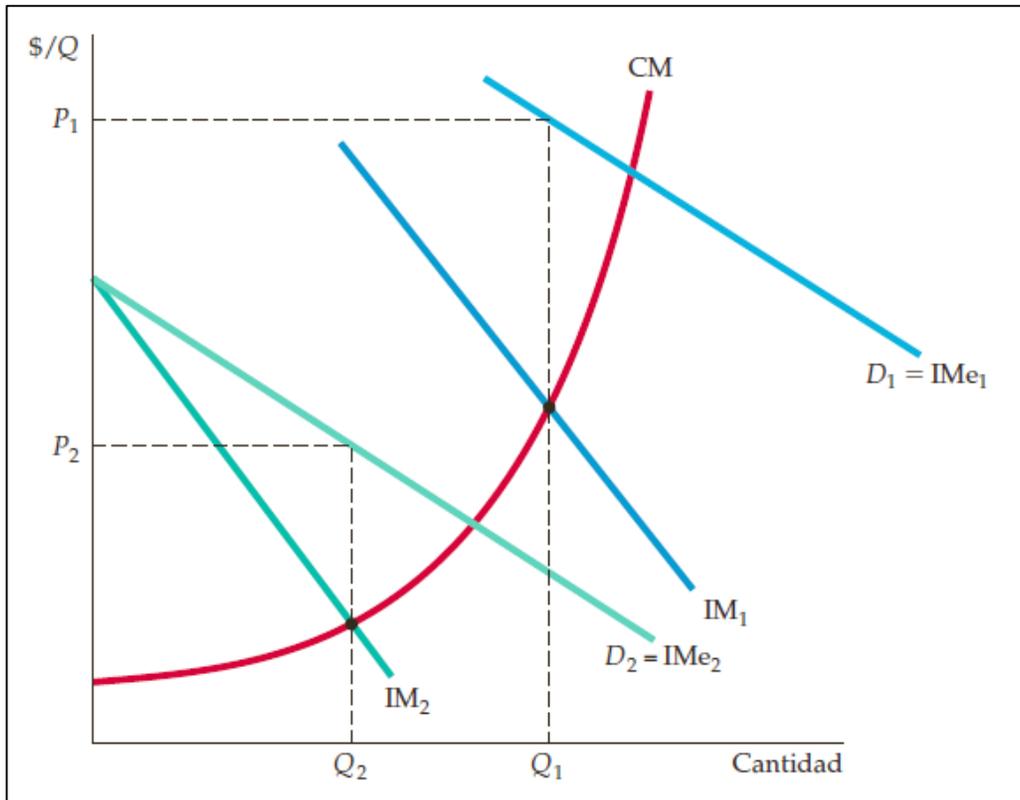


Figura 10. La fijación del precio según la intensidad de uso. Fuente: Pindyck y Rubinfeld (2009, p.461)

### 3. Metodología

El análisis se refiere a la descomposición del fenómeno u objeto de estudio separando cada una de sus partes, para facilitar su comprensión y estudio de forma individual (Festinger y Katz, 1993). Para la presente investigación, el análisis microeconómico se enfocará a la medición de los efectos de la apertura comercial de la CFE en la generación y comercialización de energía eléctrica, específicamente en cuanto al poder de mercado, la variación de los precios y la producción. Mediante la teoría microeconómica de la asignación de precios, el poder de mercado y la pérdida de eficiencia causada por el poder de monopolio se interpretarán los resultados que se obtengan a través de la estadística descriptiva y estadística inferencial.

El objetivo general es medir el impacto que tuvo la reforma energética de 2013, en las tarifas eléctricas de la CFE. Como se explicó en la introducción y en el planteamiento del problema, las tarifas de la CFE no han alcanzado a cubrir los costos de generación de electricidad. Esto se debió principalmente a tres factores: primero a que las tarifas se estimaron a través de los Costos Marginales (CM), que incluían la erogación del aprovechamiento, que en realidad no se llevaba a cabo. Este aprovechamiento se dejó de registrar a partir de 2015, por lo que los costos totales de generación de energía eléctrica debieron disminuir. Segundo, como la CFE no alcanzaba a cubrir el aprovechamiento que servía para cubrir el nivel de inversión, se recurrió al endeudamiento para la expansión del servicio. Tercero, puesto que los costos de la CFE no alcanzaron a ser cubiertos a través de las ventas de electricidad, el exceso de costos tuvo que ser subsidiado por el Gobierno. Sin embargo, no hubo un intercambio real de efectivo.

### **3.1.Descripción del sujeto experimental CFE**

El objeto de estudio son las tarifas de la CFE antes de la reforma energética de 2013 y después de la implementación de la misma. La CFE, es una empresa productiva del Estado, que tiene por objeto prestar, el servicio de distribución y trasmisión de energía eléctrica, en los términos de la legislación aplicable, por cuenta y orden del Estado Mexicano (Art. 5, LCFE, DOF, 2014). Esta empresa cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propio además de autonomía técnica, operativa y de gestión (Art. 2, LCFE, DOF, 2014).

La empresa estatal tiene cerca de 40.8 millones de clientes, clasificados en cinco categorías: doméstico, comercial, agrícola, de servicios e industrial, de los cuales el 88.9 por ciento pertenece a usuarios del servicio doméstico, el 9.8 por ciento a usuarios del servicio comercial y el resto son clientes agrícolas, industriales y de servicios (CFE, 2016).

Al 2016, la principal fuente de ingresos de la CFE provenía de la venta de energía eléctrica, la mayor parte de sus ventas fue en la república mexicana y solo en 0,46 por ciento fueron ingresos por exportación. Los ingresos totales a 2016 fueron de 352,106 millones de pesos. La mayor parte de los ingresos de la CFE provienen del sector industrial que representa el 54.3 por ciento del total de las ventas, seguido por el sector doméstico con un 22.3 por ciento (CFE, 2016).

**3.1.1. Sistema Eléctrico Nacional.** El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de CFE se compone por cuatro sistemas eléctricos aislados: Sistema Interconectado Nacional (SIN), que constituye la gran red eléctrica del país, el Sistema Eléctrico Baja California

(BC), el Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS) y el Sistema Eléctrico Mulege (SEM) (figura 11).

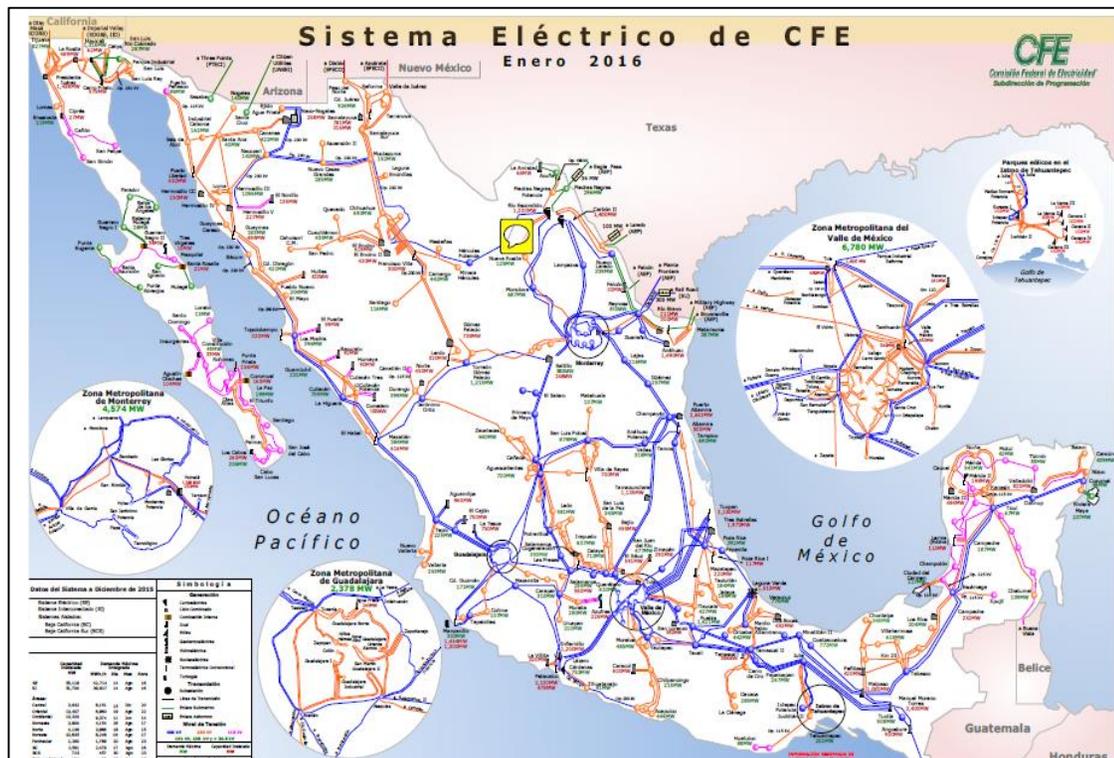


Figura 11. Sistema Eléctrico de CFE. Fuente: CFE; última actualización pública disponible (CFE, 2016, p.32).

El SEN (figura 12) está integrado por 10 regiones de control, de las cuales 7 se encuentran interconectadas y conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En estas regiones de control se concentra el mayor consumo de energía eléctrica por lo que el intercambio de recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas hace posible un funcionamiento más económico y confiable. Las tres regiones de control, Baja California, Baja California Sur y Mulege, eléctricamente

aisladas del resto de la red eléctrica, se espera que se interconecten al SIN a partir de 2023 y 2024 respectivamente (Sener, S.F.).



*Figura 12.* Regiones de control del SEN. Fuente: Elaborado por la SENER con información de Cenace (Sener, s.f., p.69).

La planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de electricidad son áreas exclusivas del Estado. Si bien está prohibido otorgar concesiones en estas áreas, se permite celebrar contratos entre el Estado y particulares para el mantenimiento, la expansión y la operación del servicio público de transmisión y distribución de electricidad (Art. 27, CPEUM, DOF, 2017). La planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, como áreas estratégicas del Estado, no constituyen monopolios, de

igual manera el Estado contará con los organismos y empresas para su eficaz manejo (Art.28, CPEUM, DOF, 2017).

El SEN, como área estratégica del sector público se debe regir bajo criterios de equidad social, productividad, sustentabilidad, cuidando su conservación y el medio ambiente. Las actividades que realizan las empresas del Estado, así como las normas para su administración, organización, funcionamiento, contratación y demás actos jurídicos que celebran, se establecen mediante las leyes y reglamentos correspondientes (Art. 25, CPEUM, DOF, 2017).

### **3.2.Bases de datos**

Para el análisis microeconómico, se usan las bases de datos del Sistema de Información Energética (SIE), de Cenace (2018 b) y de Inegi (2018). Del SIE, se utilizó la serie de datos de generación de energía eléctrica por entidad federativa, de la cual se utilizó el total mensual de generación de energía eléctrica en MWh del periodo comprendido de enero del 2005 al mes de diciembre de 2016.

De la página de Cenace se obtuvieron los costos totales de corto plazo de acuerdo al nodo de transmisión. Los datos disponibles están por nodo, al igual que por hora del día, por día y por mes, desde enero de 2015 hasta febrero de 2017 para cada nodo. Los nodos de transmisión son: Acapulco, Anahuac, Balsas, Bravo, Camargo, Campeche, Central, Champayan, Chetumal, Chihuahua, Coahuila, Colima, Cozumel, Durango, Huasteca, Juárez, Laguna, Laguna Verde, Lajas Guemes, La Mesa, La Paz, Los Mochis, Mexicali, Moctezuma, Monterrey, Mazatlán 1, Occidental, Oriental, Petacalco, Puebla, Querétaro,

Santa Lucía, Sinaloa, Sonora Norte, Sonora Sur, Sureste, Tamos, Tepic, Tuxpan, Valladolid, Veracruz y Yucatán (Cenace, 2018 b).

Del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi, 2018) se utiliza el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) como variable proxy de la inflación.

### 3.3.Tratamiento de los datos

#### 3.3.1.Serie de tiempo de generación bruta de energía eléctrica en KWh

Con la finalidad de quitar el efecto estacional de la serie de tiempo de generación bruta de energía eléctrica en kWh, se utiliza el método de las variables dicótomas (Gujarati & Porter, 2010) para obtener la siguiente regresión lineal:

$$Y_t = \alpha_1 + \alpha_2 D_2 + \alpha_3 D_3 + \alpha_4 D_4 + \alpha_5 D_5 + \alpha_6 D_6 + \alpha_7 D_7 + \alpha_8 D_8 + \alpha_9 D_9 + \alpha_{10} D_{10} + \alpha_{11} D_{11} + \alpha_{12} D_{12} \quad (5)$$

Donde:

$\hat{Y}$ = Generación bruta de energía eléctrica en kWh

$\alpha_t$ = coeficiente estimado para el mes  $t$

$D_t$ = Variables dicótomas correspondientes al mes 1, 2, 3... 12

Para evitar la trampa de la variable dicótoma, esto es “una situación de perfecta colinealidad o perfecta multicolinealidad” (Gujarati & Porter, 2010, p. 281) se debe seguir la regla de las variables cualitativas, es decir, “si se tienen  $m$  categorías, sólo hay

que agregar  $(m - 1)$  variables dicótomas” (Gujarati & Porter, 2010, p. 281), en este caso la variable dicótoma omitida es el mes enero:  $\alpha_1 D_1$ .

Una vez que se omite esta variable, en la base de datos se asigna un valor a cada variable dicótoma. Si los kWh generados corresponden al mes  $D_t$ , entonces se asigna el valor 1, de lo contrario se le asigna el valor de cero. Cuando se completa la base de datos con los valores correspondientes a cada variable dicótoma, se lleva a cabo la regresión mediante EXCEL, a un nivel de significancia del 95 por ciento, es decir con un valor  $\alpha = 0.05$ .

Para saber si el valor medio de las demás variables es significativamente diferente al valor de referencia, se interpreta el valor p obtenido de la regresión bajo la hipótesis nula ( $H_0$ ) y la hipótesis alternativa ( $H_A$ ) de la siguiente manera:

Tabla 5

*Criterio de decisión correspondiente a los valores p a un nivel de significancia del 95% obtenido a través del método de las variables dicótomas*

p value	0.05
$H_0 \geq 0.05$	No hay diferencia significativa en la producción con el mes de referencia
$H_A \leq 0.05$	Si hay diferencia significativa en la producción con el mes de referencia

Fuente: tabla de elaboración propia.

Cabe resaltar que el valor p simplemente señala si existen diferencias, pero no indican las causas por las que estas se presentan, puesto que el modelo no toma en cuenta todas las variables que influyen en la generación de electricidad del mes, como pueden ser la temperatura media, el horario de verano o invierno, la demanda horaria, etc. De los

coeficientes de la regresión se obtienen los valores  $\alpha_t$  para cada variable dicótoma  $D_t$ , mientras que de los residuos resultantes se obtiene la serie desestacionalizada.

Una vez que se quita el efecto estacional de los datos, mediante la estadística descriptiva se grafican los datos resultantes, para determinar si hubo un cambio en la generación de electricidad en algún periodo en específico, para proceder con la prueba de Chow de cambio estructural (Guajarati & Porter, 2010), en donde se divide en dos periodos la serie de tiempo, en el punto desde donde se observa el posible cambio estructural, obteniendo tres posibles regresiones (Guajarati & Porter, 2010, p.255):

$$Y_t = \lambda_1 + \lambda_2 X_t + u_{1t} \quad (6)$$

$n_1 =$  número de datos comprendidos en el primer periodo

$$Y_t = \gamma_1 + \gamma_2 X_t + u_{2t} \quad (7)$$

$n_2 =$  número de datos comprendidos en el segundo periodo

$$Y_t = \lambda_1 + \lambda_2 X_t + u_{1t} \quad (8)$$

$$n = n_1 + n_2$$

Donde:

$u =$  término de error

$n =$  número de observaciones

Con las regresiones correspondientes se estiman los valores F a través de la razón (Guajarati & Porter, 2010, p.257):

$$F = \frac{(SCR_R - SCR_{NR})/k}{SCR_{NR}/(n_1 + n_2 - 2k)} \sim F_{[(k, n_1, n_2 - 2k)]} \quad (9)$$

Donde:

$k$  = es el número de parámetros estimado

$SCR_R$  = Suma de cuadrados residual restringida

$SCR_{NR}$  = Suma de cuadrados residual no restringida

$$SCR_{NR} = SCR_1 + SCR_2 \quad (10)$$

$$Con \textit{ gl} = (n_1 + n_2 - 2k)$$

Donde:

$SCR_1$  = Suma de residuos al cuadrado en la regresión del periodo 1

$SCR_2$  = Suma de residuos al cuadrado en la regresión del periodo 2

$gl$  = Grados de libertad

El criterio de decisión de los valores de F, a un nivel de significancia del 95 por ciento, con  $\alpha=0.05$  se describe en la tabla 6:

Tabla 6

*Criterio de decisión correspondiente a un p value de 0.05 para la prueba de Chow*

H0: F calculada < F crítica	No rechazamos la hipótesis nula de la estabilidad paramétrica. Es decir no hay cambio estructural significativo.
HA: F calculada > F crítica	Hay un cambio estructural significativo, las regresiones son diferentes.

Fuente: Creación propia.

La segunda prueba se hace antes y después de la entrada en función del MEM y de Cenace, repitiendo el procedimiento descrito anteriormente para la prueba de estabilidad estructural (Gujarati & Porter, 2010), con la diferencia en los periodos de las tres posibles regresiones:

Periodo de enero de 2005 a agosto de 2016:

$$Y_t = \lambda_1 + \lambda_2 X_t + u_{1t} \quad (11)$$

$$n_1 = 140$$

Periodo de septiembre de 2016 a diciembre de 2016:

$$Y_t = \gamma_1 + \gamma_2 X_t + u_{2t} \quad (12)$$

$$n_2 = 4$$

Periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016:

$$Y_t = \lambda_1 + \lambda_2 X_t + u_{1t} \quad (13)$$

$$n = n_1 + n_2 = 144$$

Una vez obtenidas las tres regresiones, se procede a calcular el valor de F, de acuerdo a las fórmulas 9 y 10, tomando en consideración los criterios de la tabla 6.

### 3.3.2. Los costos totales de corto plazo

Como los costos totales de corto plazo están a precios constantes, parte del incremento de los costos puede deberse a la inflación, por lo que para quitar este efecto, se deflactaron los datos utilizando los precios constantes de enero de 2010 mediante la siguiente ecuación (Thomas & Maurice, 2016):

$$CT_{real} = \frac{CT_{nominal}}{\left(\frac{INPC + 100}{100}\right)} \quad (14)$$

Donde:

$CT_{real}$  = Costo total a precios constantes

$CT_{nominal}$  = Costo total a corto plazo a precios corrientes

$INPC$  = Índice Nacional de Precios al Consumidor

### 3.4. Análisis microeconómico

De acuerdo a la teoría de precios, por lo general en el corto plazo las curvas de Costo Marginal, CM y Costo Medio, CMe, al principio tienen una forma de U. A medida que la producción aumenta, tanto el CM, como el CMe decrecen, hasta cierto nivel de producción, desde el cual como consecuencia de la ley de los rendimientos decrecientes, ambas curvas vuelven a aumentar. Como las curvas de CM y CMe se obtienen de la curva de Costo Total  $C(X)$ , se imponen ciertas restricciones sobre los parámetros de la curva de a la curva de  $C(X)$ . Si se desea observar la forma de U típica de las curvas de CM y CMe

de corto plazo, se deben cumplir las siguientes condiciones de acuerdo a (Gujarati & Porter, 2010):

1.  $\beta_0, \beta_1$  y  $\beta_3 > 0$
2.  $\beta_2 < 0$
3.  $\beta_2^2 < 3\beta_1\beta_3$

De acuerdo a Stewart (1999) se puede representar una función de  $C(X)$  cómo un polinomio de la forma:

$$C(x) = \beta_0 + \beta_1 X + \beta_2 X^2 + \beta_3 X^3 \quad (15)$$

Donde  $\beta_0$  representa el costo de los gastos generales, mientras que los demás términos representan el costo de las materias primas que puede ser proporcional a  $X$ , pero los costos de la mano de obra podrían depender parcialmente de potencias mayores de  $X$ , debido a los costos de tiempo extra y de las faltas de eficiencia relacionados con las operaciones a gran escala.

Debido a que las bases de datos disponibles de los costos totales de corto plazo no están desagregados, mediante la estadística descriptiva se realiza un gráfico de dispersión y se observa si los costos tienen un comportamiento que se ajuste a un modelo de regresión polinomial (Gujarati & Porter, 2010) para obtener la ecuación de la forma:

$$\hat{Y}_i(X) = \beta_0 + \beta_1 X_i + \beta_2 X_i^2 + \dots + \beta_k X_i^k + u_i \quad (16)$$

Donde:

$\hat{Y}_i = \text{costos totales del periodo horario de consumo}$

$X_i = \text{cantidad de energía total en kWh}$

En estos modelos solo hay una variable explicativa  $X_i$  elevada a distintas potencias, convirtiéndose en modelos de regresión múltiple. Si se supuso que  $X_i$  es fija, también lo serán los términos de  $X_i$  elevados a alguna potencia. Como el polinomio de segundo grado o el polinomio de grado  $k$  son lineales en los parámetros, las  $\beta$  se estiman mediante las metodologías de MCO y MV. Como los términos  $X^2, X^3, X^4$  son funciones no lineales de  $X_i$  no violaría el supuesto de no multicolinealidad (Gujarati & Porter, 2010).

Una vez obtenido el modelo polinomial de la función 16, se obtiene la función de Costo Marginal,  $CM(X)$ , conforme se explicó en el marco teórico (Pindyck y Rubinfeld, 2009).

$$CM(X) = dx \hat{Y}_i(X) = \beta_0 + \beta_1 X_i + \beta_2 X_i^2 + \dots + \beta_k X_i^k + u_i \quad (17)$$

### 3.5. Estimación del índice de Lerner

Una vez estimada la función de  $CM(X)$  y al  $P$  establecido por la CFE, se puede medir el poder de mercado de la empresa, estimando el índice de Lerner a través de la ecuación 1 del marco teórico (Pindyck y Rubinfeld, 2009):

$$L = \frac{P - CM}{P} \quad (18)$$

Donde:

$L$  = Índice de Poder de monopolio de Lerner

$P$  = Precio

$CM$  = Costo Marginal

El índice de poder de mercado de Lerner tiene un valor comprendido entre cero y uno, es decir:

$$0 \leq L \leq 1$$

Si  $L=0$ , es decir  $P = CM$ , entonces la CFE es una empresa con precios competitivos.

Si  $L \geq 1$  la empresa opera con un precio superior a sus  $CM$  por lo que se considera que la empresa tiene poder de mercado.

### **3.6.Herramientas y software a utilizar**

Se utilizó el programa de EXCEL 2010 tanto para la parte de la estadística descriptiva, como para el ajuste estacional de los datos a través del método de variables dicótomas, así como para las pruebas de cambio estructural, a través de la prueba de Chow, el análisis de regresión simple y de regresión polinomial.

#### 4. Resultados

En el gráfico 13 se observó un probable efecto estacional del periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016, asociado al mes de generación de energía eléctrica (figura 13), por lo que se realizó un ajuste estacional a los datos a través del método de las variables dicótomas (Gujarati & Porter, 2010).

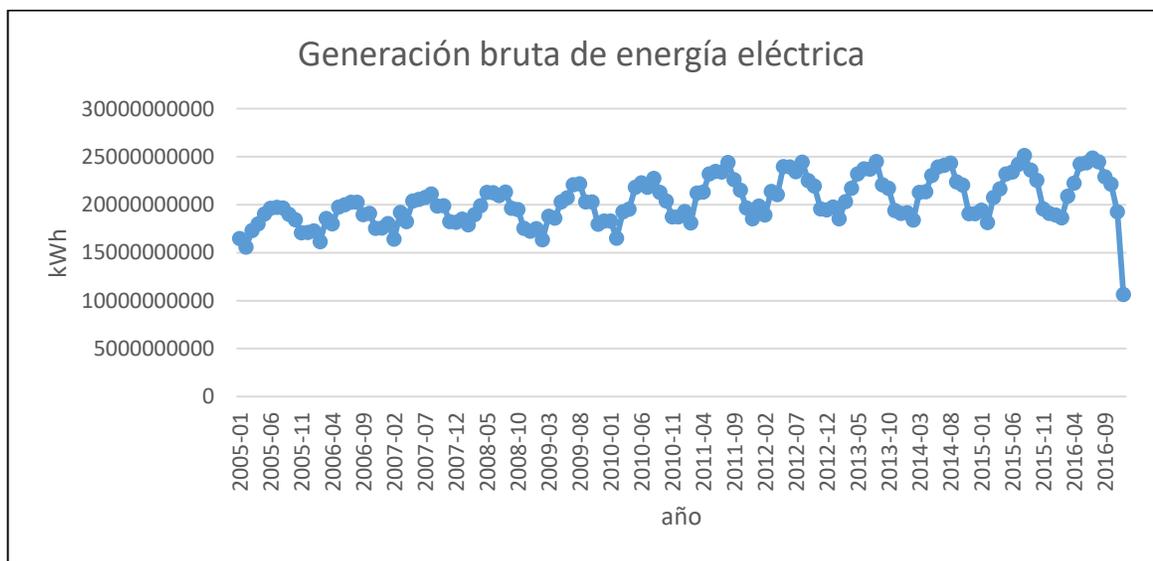


Figura 13. Generación bruta de energía eléctrica. Fuente: Gráfico de creación propia con datos del (SIE, 2018).

Al aplicar el método de las variables dicótomas para el ajuste estacional a la serie de tiempo correspondiente a la generación bruta de energía eléctrica en KWh de enero de 2005 a diciembre de 2016, se obtuvieron los resultados de la tabla 7.

Tabla 7

*Resultados del análisis de regresión aplicando el método de las variables dicótomas*

Estadísticas de la regresión						
Coefficiente de correlación múltiple	0.765654159					
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.586226291					
R <sup>2</sup> ajustado	0.551745149					
Error típico	1596780595					
Observaciones	144					

Análisis de varianza						
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F	
Regresión	11	476833570511606000000	43348506410146000000	17	1.706202294E-20	
Residuos	132	336561491492522000000	2549708268882740000			
Total	143	813395062004128000000				

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	18549003525.42	460950853.2	40.24074019	0.00	17637197177	1.9461E+10
2	-1075074162	651882948.2	-1.649182825	<b>0.10</b>	-2364563067	214414743
3	1289831788	651882948.2	1.978624831	<b>0.05</b>	342883.4156	2579320693
4	1593012521	651882948.2	2.443709451	0.02	303523616.3	2882501426
5	3411749016	651882948.2	5.233683479	0.00	2122260111	4701237921
6	3733768609	651882948.2	5.727667243	0.00	2444279704	5023257513
7	3906955086	651882948.2	5.993338369	0.00	2617466181	5196443991
8	4339997886	651882948.2	6.657633702	0.00	3050508981	5629486790
9	2717706027	651882948.2	4.169009228	0.00	1428217122	4007194931
10	2252226291	651882948.2	3.454955061	0.00	962737386.2	3541715196
11	89343875.16	651882948.2	0.137055089	<b>0.89</b>	-1200145030	1378832780
12	-793719842.8	651882948.2	-1.217580311	<b>0.23</b>	-2083208748	495769062

Fuente: Elaboración propia.

El intercepto  $\alpha_1 = 18549003525.42$  representa el valor medio de la variable de referencia, es decir, la generación media en KWh del mes de enero de 2005 a 2016. Los demás coeficientes de la pendiente, representan cuanto difiere la producción de los demás meses con respecto a la variable de referencia en el periodo de 2005 a 2016.

En cuanto a los resultados para saber si el valor medio de los meses son significativamente diferentes al mes de referencia, para el caso donde  $p \geq 0.05$  se encontró que no hay diferencia significativa en la producción en los meses dos, tres, 11 y 12 correspondientes a febrero, marzo, noviembre y diciembre; mientras que en los meses cuatro, cinco, seis, siete, ocho, nueve y diez, es decir, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, se observa que  $p \leq 0.05$ , por lo tanto si hay diferencia significativa en la producción con respecto al mes de referencia.

Del análisis de regresión se obtuvieron los coeficientes  $\alpha_t$  de la ecuación 5:

$$\begin{aligned} Y_t = & 18549003525.42 - 1075074162D_2 + 1289831788D_3 + \\ & 1593012521D_4 + 3411749016D_5 + 3733768609D_6 + 3906955086D_7 + \\ & 4339997886D_8 + 2717706027D_9 + 2252226291D_{10} + 89343875.16D_{11} - \\ & 793719842.8D_{12} \end{aligned} \quad (19)$$

De los residuos obtenidos se obtuvo la siguiente serie de tiempo desestacionalizada, es decir, se obtuvieron los incrementos o disminuciones en la generación de electricidad que no son atribuibles a la estación que se presentan a continuación (figura 14):

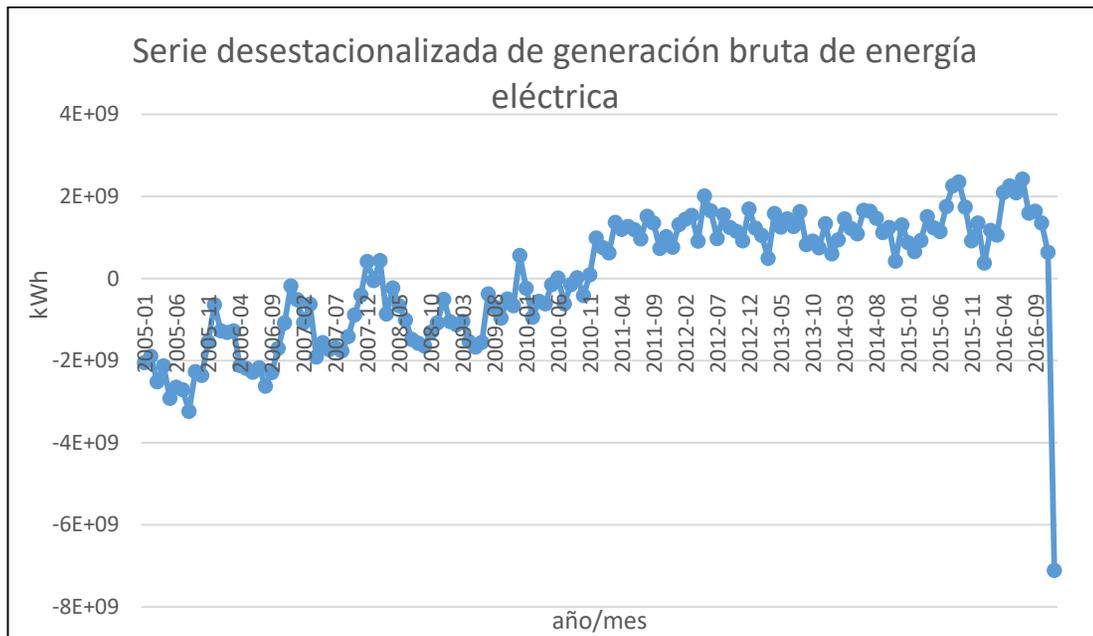


Figura 14. Serie desestacionalizada de la generación bruta de energía eléctrica. Fuente:

Creación propia.

En la figura 14 se observaron dos posibles cambios importantes. El primero a partir del mes de noviembre de 2010 y el segundo, a partir del mes de septiembre de 2016. Por lo que se aplicó la prueba de estabilidad estructural para un manejo adecuado de los datos a los dos periodos:

Periodo comprendido de enero de 2005 a octubre de 2009.

$$Y_t = \lambda_1 + \lambda_2 X_t + u_{1t} \quad (20)$$

$$n_1 = 58$$

Al realizar el análisis de regresión de los datos comprendidos en el periodo de enero de 2005 a octubre de 2009 se obtuvieron los resultados de la tabla 8:

Tabla 8

*Regresión lineal del periodo de enero de 2005 a octubre de 2009 para la prueba de estabilidad estructural*

Estadísticas de la regresión						
Coefficiente de correlación múltiple	0.583569198					
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.340553008					
R <sup>2</sup> ajustado	0.328777169					
Error típico	672484756.2					
Observaciones	58					
Análisis de varianza						
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F	
Regresión	1	1.30785E+19	1.30785E+19	28.9196383	1.5253E-06	
Residuos	56	2.53252E+19	4.52236E+17			
Total	57	3.84037E+19				
	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	-2232610700	178911784.9	-12.47883532	8.2759E-18	-2591014072	-1874207327
mes	28365605.94	5274674.164	5.377698234	1.5253E-06	17799163.9	38932048

Fuente: Tabla de creación propia.

Periodo comprendido de noviembre de 2009 a diciembre de 2016.

$$Y_t = \gamma_1 + \gamma_2 X_t + u_{2t} \quad (21)$$

$$n_2 = 82$$

Al realizar el análisis de regresión de los datos comprendidos en el periodo de noviembre de 2009 a diciembre de 2016, se obtuvieron los resultados de la tabla 9:

Tabla 9

*Regresión lineal del periodo de noviembre de 2009 a diciembre de 2016 para la prueba de estabilidad estructural*

Estadísticas de la regresión					
Coefficiente de correlación múltiple	0.638840812				
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.408117583				
R <sup>2</sup> ajustado	0.400719053				
Error típico	562497441.4				
Observaciones	82				

Análisis de varianza					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	1.74534E+19	1.74534E+19	55.161981	1.0609E-10
Residuos	80	2.53123E+19	3.16403E+17		
Total	81	4.27657E+19			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	-909856542	268410137.4	-3.389799472	0.00108843	-1444009738	-375703346
mes	19491381.39	2624355.666	7.427111212	1.0609E-10	14268747.2	24714015.6

Fuente: Tabla de creación propia

Periodo comprendido de enero de 2005 a diciembre de 2016.

$$Y_t = \lambda_1 + \lambda_2 X_t + u_{1t} \quad (22)$$

$$n = n_1 + n_2 = 144$$

Al realizar el análisis de regresión de los datos comprendidos en el periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016, se obtuvieron los resultados de la tabla 10:

Tabla 10

*Regresión lineal del periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016 para la prueba de estabilidad estructural*

Estadísticas de la regresión						
Coefficiente de correlación múltiple	0.749756449					
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.562134733					
R <sup>2</sup> ajustado	0.559051175					
Error típico	1018728106					
Observaciones	144					

Análisis de varianza						
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F	
Regresión	1	1.89193E+20	1.89193E+20	182.300671	3.0407E-27	
Residuos	142	1.47369E+20	1.03781E+18			
Total	143	3.36561E+20				

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	-1999161067	170676191.2	-11.71318069	1.3455E-22	-2336555638	-1661766496
mes	27574635.41	2042281.697	13.50187658	3.0407E-27	23537430.5	31611840.3

Fuente: Tabla de creación propia.

Con los datos obtenidos de las tablas 8, 9 y 10, conforme a las fórmulas 9 y 10 descritas en la metodología de la prueba de Chow, se obtuvieron los valores de la tabla 11, con los cuales se estimó el valor de F; mientras que el valor de F crítico se obtuvo mediante EXCEL, obteniendo los valores que se describen igualmente en la tabla 11.

Tabla 11

*Estimación del valor de F*

<b>SRC<sub>R</sub></b>	<b>SRC<sub>NR</sub></b>	<b>n<sub>1</sub></b>	<b>n<sub>2</sub></b>	<b>k</b>	<b>g. de lib. Numerador</b>	<b>g. de lib. Denominador</b>
1.47369E+20	5.06375E+19	58	82	2	2	135

<b>f calculado</b>	<b>f crítico</b>
67.2937526	3.060759537

Fuente: Tabla de creación propia.

Con un valor calculado de  $F = 67, 2937526$  mayor que el valor estimado de  $F$  crítico =  $3.060759537$ , se acepta  $H_A$ , por lo que se concluye que hay un cambio estructural significativo entre los dos periodos evaluados y las regresiones son diferentes. Esto significa que hubo un cambio en los dos periodos de estudio.

De la prueba de estabilidad estructural aplicada antes y después de la implementación del MEM, se obtuvieron los siguientes resultados:

Periodo de enero de 2005 a agosto de 2016:

$$Y_t = \lambda_1 + \lambda_2 X_t + u_{1t} \quad (23)$$

$$n_1 = 140$$

Tabla 12

*Regresión lineal del periodo de enero de 2005 a agosto de 2016 para la prueba de estabilidad estructural*

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.88875089
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.78987814
R <sup>2</sup> ajustado	0.78835552
Error típico	654110169
Observaciones	140

Análisis de varianza					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	2.21957E+20	2.21957E+20	518.761749	1.3556E-48
Residuos	138	5.90447E+19	4.2786E+17		
Total	139	2.81002E+20			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	-2171768903	111159770.3	-19.53736408	1.4499E-41	-2391565510	-1951972295
Mes	31156202.8	1367919.528	22.77634187	1.3556E-48	28451410.7	33860995

Fuente: Tabla de creación propia.

Periodo de septiembre de 2016 a diciembre de 2016:

$$Y_t = \gamma_1 + \gamma_2 X_t + u_{2t} \quad (24)$$

$$n_2 = 4$$

Tabla 13

*Regresión lineal del periodo de septiembre de 2016 a diciembre de 2016 para la prueba de estabilidad estructural*

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.83266535
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.69333159
R <sup>2</sup> ajustado	0.53999739
Error típico	2836548621
Observaciones	4

## Análisis de varianza

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	3.63817E+19	3.63817E+19	4.52170207	0.16733465
Residuos	2	1.6092E+19	8.04601E+18		
Total	3	5.24737E+19			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	3.8352E+11	1.80773E+11	2.121573328	0.16791918	-3.9428E+11	1.1613E+12
Unidad	-2697467382	1268543108	-2.126429418	0.16733465	-8155567846	2760633083

Fuente: Tabla de creación propia.

Periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016:

$$Y_t = \lambda_1 + \lambda_2 X_t + u_{1t} \quad (25)$$

$$n = n_1 + n_2 = 144$$

Tabla 14

*Regresión lineal del periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016 para la prueba de estabilidad estructural*

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.74975645
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.56213473
R <sup>2</sup> ajustado	0.55905117
Error típico	1018728106
Observaciones	144

## Análisis de varianza

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	1.89193E+20	1.89193E+20	182.300671	3.0407E-27
Residuos	142	1.47369E+20	1.03781E+18		
Total	143	3.36561E+20			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	-1999161067	170676191.2	-11.71318069	1.3455E-22	-2336555638	-1661766496
mes	27574635.4	2042281.697	13.50187658	3.0407E-27	23537430.5	31611840.3

Fuente: Tabla de creación propia.

Tabla 15

*Estimación del valor de F*

SRC <sub>R</sub>	SRC <sub>NR</sub>	n <sub>1</sub>	n <sub>2</sub>	k	g. de lib. Numerador	g. de lib. Denominador
1.47369E+20	7.51367E+19	140	4	2	2	140
<b>f calculado</b>				<b>f crítico</b>		
67.29375264				> 3.06075954		

Fuente: Tabla de creación propia.

Con un valor estimado de  $F = 67.29375264$  mayor que el  $F$  crítico =  $3.06075954$ , se acepta  $H_A$ , por lo que se concluye que hay un cambio estructural significativo, es decir, que las regresiones son diferentes.

En cuanto a los datos de costos totales de corto plazo, se deflactaron los datos del periodo de enero de 2015 a diciembre de 2016, mediante la fórmula 14, utilizando el INPC del periodo disponible de enero de 2015 a diciembre de 2016 y se obtuvo el siguiente gráfico de dispersión:

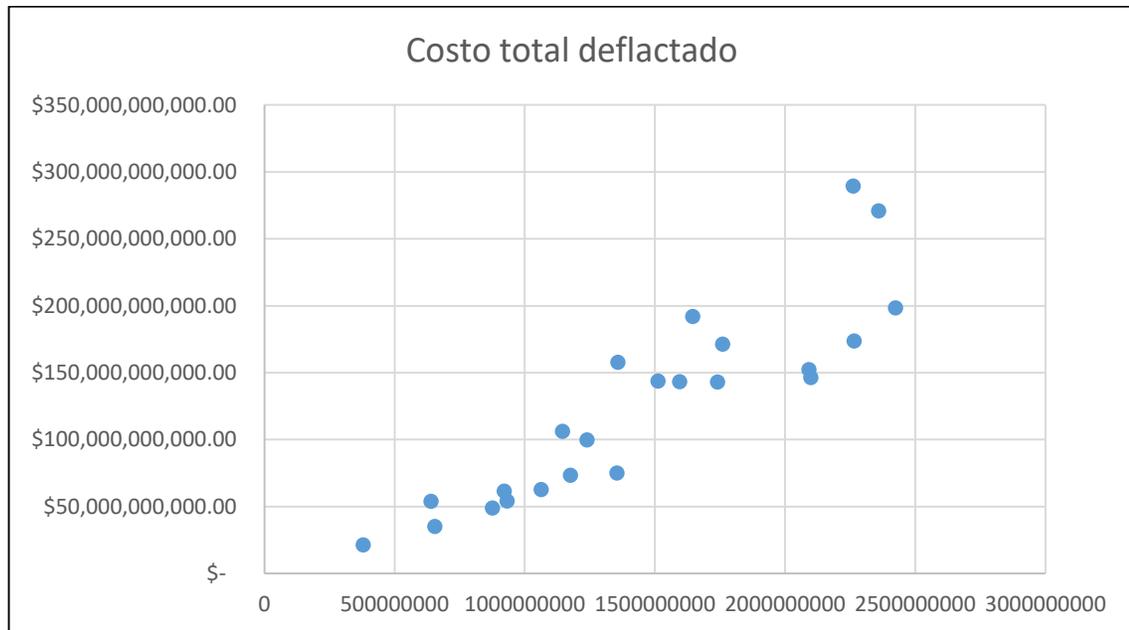


Figura 15. Gráfico de dispersión de los costos totales de corto plazo deflactados. Fuente: Creación propia.

Mediante el gráfico de dispersión, se procedió a realizar el análisis de regresión, partiendo de un modelo polinomial de tercer grado. Para ello, se elevó el valor de  $X$ , en

todos los periodos, a la potencia de  $X^2$ ,  $X^3$ . Como el polinomio de tercer grado es lineal en los parámetros, las  $\beta$  se estimaron mediante el método de MCO y MV.

Tabla 16

Análisis de regresión

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.983139079
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.96656245
R <sup>2</sup> ajustado	0.961546817
Error típico	33757749082
Observaciones	24

Análisis de varianza

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	3	6.58829E+23	2.1961E+23	192.7099794	6.3659E-15
Residuos	20	2.27917E+22	1.13959E+21		
Total	23	6.8162E+23			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	-25548462934	38839530356	-0.657795362	0.518169797	-1.0657E+11	5.5469E+10
kW	97.70885165	50.20489564	1.946201668	0.065817288	-7.01672554	202.434429
X2	2.99584E-09	1.0411E-08	0.287756607	0.776493701	-1.8721E-08	2.4713E-08
X3	2.09972E-19	2.5313E-18	0.082950104	0.934715823	-5.0702E-18	5.4902E-18

Fuente: Tabla de creación propia.

Con los valores  $p > 0.05$  se establece que no conviene plantear el modelo de esta forma. Por lo que el modelo polinomial de tercer grado no es apropiado para evaluar los costos de generación de la CFE.

### **Conclusiones**

El objetivo general de esta tesis fue analizar si tuvo un impacto la reforma energética de 2013, mientras que los objetivos particulares fueron: determinar si hubo un cambio significativo en la generación de energía eléctrica de la CFE después de la reforma energética de 2013; determinar si hubo un cambio significativo en los costos de generación de la CFE después de la reforma energética de 2013 y finalmente, comparar el poder de mercado de la CFE en dos periodos, antes y después de la reforma energética de 2013.

Como se mencionó en el marco teórico, al ser un sector de interés público, es un sector políticamente sensible, y vulnerable a los comportamientos oportunistas por los altos costos de inversión que implica la expansión del SEN, más aún, puesto que se permite la celebración de contratos con particulares para el mantenimiento, la expansión y la operación del servicio público de transmisión y distribución de electricidad (Art. 27, CPEUM, DOF, 2017).

Conforme se fueron liberalizando los monopolios estatales en otros países, se inició el proceso de liberalización en el país bajo la justificación de que las empresas eléctricas fuertemente endeudadas serían insostenibles en el largo plazo, por lo que se sugería la desregulación y liberalización del sector eléctrico en México.

Surgió por el interés particular de investigar el efecto de la reforma energética en las tarifas de la CFE, puesto que la perspectiva microeconómica, existen teorías que explican cómo establecer los precios y la cantidad óptima de producción, dependiendo del tipo de mercado en el que se maneje la empresa y de si se maneja bajo regulación estatal o se deja al libre mercado.

Para el análisis de la presente tesis, se partió de la teoría del monopolio natural bajo regulación estatal, puesto que el sector eléctrico mexicano, funcionó como un monopolio regulado por el Estado durante muchos años, incluso durante el proceso de liberalización a través de los PIE, en donde la CFE funcionaba como comprador único. La teoría del monopolio natural nos dice que la cantidad y producción donde generalmente producen las empresas bajo regulación del Estado es en el punto donde  $CMe = IM$ , esto es a un precio inferior que en el monopolio, donde la producción es la mayor posible sin que quiebre la empresa.

La nueva reforma tenía por justificación la creación de un sector eléctrico eficiente, limpio y con precios competitivos. De acuerdo a la teoría del monopolio natural, la cantidad y precio competitivos en la generación eléctrica, implicaría que la CFE operaría sin alcanzar a cubrir sus costos medios, por lo que la empresa quebraría.

En cuanto a la variación de la generación eléctrica a través de la reforma energética, a través del gráfico de la generación eléctrica del periodo de enero de 2005 a diciembre de 2016, se observó un probable efecto estacional en los datos, que se comprobó mediante la prueba de variables dicótomas para el ajuste de estacionalidad. Mediante el método de las variables dicótomas, se encontró que existe cierta estacionalidad en la generación de electricidad, en los meses de abril a octubre.

Al desestacionalizar los datos, y graficarlos, para observar si hubo un cambio en la generación de electricidad que no se debiera a un efecto estacional, se observó que hubo dos momentos en los que se observa un posible cambio estructural en la generación eléctrica nacional.

La prueba de Chow mostró que efectivamente existió un cambio estructural en dos periodos. El primer momento es posterior a la extinción de la compañía Luz y Fuerza del Centro (LFC), en los meses de enero de 2005 a octubre de 2009, a partir de ese momento la CFE se encargó de suministrar la energía eléctrica a los 6 millones de clientes, así como a la instalación correspondiente al área metropolitana (CFE, 2016).

De la segunda prueba de cambio estructural, se observó un cambio significativo en los datos obtenidos, por lo que se concluye que bajo la implementación del MEM y la regulación de las tarifas a través de la CRE, así como la creación del CENACE para regular el SEN, se observó una reducción en la generación de electricidad por parte de la empresa Estatal. Se concluye que con la implementación del MEM, hubo una disminución significativa en la generación de energía eléctrica de la CFE.

Del análisis de regresión lineal de los costos de la CFE, los valores de p obtenidos nos indican que el modelo propuesto por la teoría para establecer los costos totales, el polinomio de tercer grado, no se ajustó a los datos. Se concluye que no se puede estimar la función de costos totales a través de los costos nodales agregados de corto plazo proporcionados por el SIE. Para futuros estudios, se sugiere utilizar los estados financieros de la CFE para poder obtener la función de costos totales de generación de corto plazo.

Se concluye que no se puede saber si hubo un cambio en los costos de generación de electricidad utilizando los costos totales de corto plazo, de igual manera, no se puede medir el índice de Lerner, por lo que este estudio no es concluyente respecto a si la empresa opera con precios cercanos al precio en competencia perfecta o tiene cierto poder de mercado bajo la nueva reforma energética y la implementación del MEM.

Como se estableció en el marco teórico, lo que realmente importa son el número de grandes competidores, en este caso, la principal empresa generadora de electricidad del país sigue siendo la CFE. Por ello, puede estar generando electricidad a un costo variable medio inferior que la competencia, por lo que al establecer el precio de la electricidad como el precio del último generador más barato, la CFE podría estar operando con cierto poder de monopolio sobre sus competidoras y la disminución en la generación podría deberse a que la CFE está produciendo a un nivel inferior que el punto donde debería producir bajo regulación estatal en el monopolio natural.

### Referencias

Aburto, J. L. (2007). Informe de la tarea #3 presentado a la CRE. *Recomendaciones de política de tarifas eléctricas*. Recuperado de: <http://www.cre.gob.mx/estudios/ae0207parte3.pdf>

Aguilera, M., Alejo, F.J., Navarrete, J. E., Torres, R. C. (enero-abril, 2016). Contenido y alcance de la reforma energética. *Economía UNAM*. 13 (37). 3 - 44.

Belmont Cortés, E. (septiembre-octubre, 2009). El debate sobre la protección del consumo energético en México: oportunidades energético vs la tarifa social doméstica. *El cotidiano*. (157). 59-64.

Bastarrachea Sabido, J. y Aguilar López, J. (1994). “Las inversiones del sector eléctrico”, en Reséndiz, D. (coord.), *El sector eléctrico de México*, México, Fondo de Cultura Económica, pp. 251-283.

Centro Nacional del Control de Energía (Cenace, 2008). Red base del sistema eléctrico nacional para el cálculo de costos totales de corto plazo.

Centro Nacional de Control de Energía (2018 a). *Participantes del mercado eléctrico mayorista*. Consultado el 05/12/2018. Recuperado de: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ParticipantesMercado/2018/Participantes%20del%20Mercado%20al%202018%2009Sep%2030%20v2018-10-01.pdf>

Centro Nacional de Control de Energía (2018 b). Base de datos. *Costos totales de corto plazo*. Nodos: Acapulco, Anahuac, Balsas, Bravo, Camargo, Campeche, Central, Champayan, Chetumal, Chihuahua, Coahuila, Colima, Cozumel, Durango, Huasteca, Juárez, Laguna, Laguna Verde, Lajas Guemes, La Mesa, La Paz, Los Mochis, Mexicali, Moctezuma, Monterrey, Mazatlán I, Occidental, Oriental, Petacalco, Puebla, Querétaro,

*Santa Lucía, Sinaloa, Sonora Norte, Sonora Sur, Sureste, Tamos, Tepic, Tuxpan, Valladolid, Veracruz y Yucatán.* Consultado el 10/09/2018. Recuperado de:

<https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/MercadoOperacion/CostosTotales.aspx>

Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2016). *Reporte anual.* Recuperado de:

[https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/reporte\\_anual/Reporte%20Anual%202016.pdf](https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/reporte_anual/Reporte%20Anual%202016.pdf)

Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017). *CFE y la electricidad en México.*

Consultado el 22/02/2018. Recuperado

de: [http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/CFE\\_y\\_la\\_electricidad\\_en\\_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx)

Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2018). *Tarifas.* Consultado el 24/04/2018.

Recuperado de:

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Industria.aspx>

Comisión Reguladora de Energía (CRE, S. F.) *Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos.* Consultado el 31/03/2018. Recuperado de:

<http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>

Chadwick, E (1859). Results of different principles of legislation and administration in Europe of competition for the field as compared with competition within the field of service. *Journal of the statistitcal society of London*, 22 (s.n.), 381-420.

Clavellina Miller, J. L. (Marzo-Abril, 2014). Reforma energética, ¿Era realmente necesaria? *Economía informa*, (385), 3-45. Recuperado de:

<http://www.economia.unam.mx/assets/pdfs/econinfo/385/01clavellina.pdf>

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Art. 25, CPEUM, DOF, 2017). Criterios bajo los cuales se regula el SEN. Recuperado de: [https://www.colmex.mx/assets/pdfs/1-CPEUM\\_48.pdf?1493133861](https://www.colmex.mx/assets/pdfs/1-CPEUM_48.pdf?1493133861)

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Art. 27, CPEUM, DOF, 2017DOF, 2017). *Áreas exclusivas del Estado en materia eléctrica*. Recuperado de: [https://www.colmex.mx/assets/pdfs/1-CPEUM\\_48.pdf?1493133861](https://www.colmex.mx/assets/pdfs/1-CPEUM_48.pdf?1493133861)

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Art.28, CPEUM, DOF, 2017). *El sector eléctrico no es considerado monopolio por el Estado*. Recuperado de: [https://www.colmex.mx/assets/pdfs/1-CPEUM\\_48.pdf?1493133861](https://www.colmex.mx/assets/pdfs/1-CPEUM_48.pdf?1493133861)

Díaz-Bautista, A. y Romero, A. (2007). Un análisis econométrico de las economías de Escala y el cambio estructural en el sector eléctrico mexicano. *Revista electrónica de ciencias sociales*, Mexico. Recuperado de: <http://www.eumed.net/rev/tecsistecat1/index.htm>

DiLorenzo, T. J. (1996). El mito del monopolio natural. *The review of Austrian economics*, 9(2), 43-58. Recuperado de: <http://austrian-library.s3-website-us-east-1.amazonaws.com/journals/rae/monopolio.pdf>

Festinger, L. y Katz, D. (1993). *Los métodos de investigación en las ciencias sociales*. México: Editorial Paidós.

Gobierno de la República (S. F.). *Reforma energética*. Recuperado de: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion\\_ampliada\\_de\\_la\\_Reforma\\_Energetical.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetical.pdf)

Grupa, H. J.C. (1990). Regulación económica y teoría del monopolio natural. *Económica*. 36 (1-2), 73-96. Recuperado de:

[http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/9348/Documento\\_completo.pdf?sequence=1](http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/9348/Documento_completo.pdf?sequence=1)

Guajarati, D. N. & Porter, D. C. (2010). *Econometría*. México, D. F.: Mc Graw Hill.

Molina Vargas, A. (enero-junio, 2017). Estructura de la industria eléctrica mexicana: el modelo de comprador único. *Economía, teoría y práctica*. Nueva época (46), 71-95. Recuperado de: <http://www.scielo.org.mx/pdf/etp/n46/2448-7481-etp-46-00071.pdf>

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi, 2018). Base de datos. *INPC*. Consultado el 7/12/2018. Recuperado de: <http://www.beta.inegi.org.mx/temas/inpc/>

Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Art. 2, LCFE, DOF, 2014). *La CFE como empresa productiva del Estado*. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf)

Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Art. 2, LCFE, DOF, 2014). *Atribuciones de la CFE*. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf)

Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Art. 5, LCFE, DOF, 2014). *Fundamento legal del patrimonio de la CFE*. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf)

Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Art. 10, párrafo tercero, LCFE, DOF, 2014). *Nueva estructura corporativa de la CFE*. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf)

Ley de la Industria Eléctrica (Art. 107, LIE, DOF, 2014). *Funciones de Cenace*. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf)

Ley de la Industria Eléctrica (Art. 138, LIE, DOF, 2014). *Atribuciones de la CRE de expedir las metodologías para determinar el cálculo y el ajuste de todas estas tarifas.*

Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf)

Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. (Art. 41, LORCME, DOF, 2014). *Funciones de la CRE.* Recuperado de:

[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lorcme/LORCME\\_orig\\_11ago14.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lorcme/LORCME_orig_11ago14.pdf)

Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. (Art. 42, LORCME, DOF, 2014). *Funciones de la CRE.* Recuperado de:

[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lorcme/LORCME\\_orig\\_11ago14.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lorcme/LORCME_orig_11ago14.pdf)

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica abrogada el 11/08/2014 (Art. 46, LSPEE, DOF, 1975) *El aprovechamiento.* Recuperado de:

[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lspee/LSPEE\\_abro.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lspee/LSPEE_abro.pdf)

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica abrogada el 11/08/2014 (Art.1, LSPEE, DOF, 1975). *Funciones de la CFE antes de la reforma de 2013.* Recuperado de:

[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lspee/LSPEE\\_abro.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lspee/LSPEE_abro.pdf)

Pindyck, R. S. y Rubinfeld, D. L. (2009). *Microeconomía*. Madrid, España: Pearson Education, S. A.

Pindyck, R. S. (1985). The measurement of monopoly power in dynamic markets. *Journal of law and economics*. Pp. 193-222. Recuperado de:

<https://pdfs.semanticscholar.org/ca67/bc67fd702e2ec52c7443dc7b1a9f2755392e.pdf>

Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (Art. 14, RLIE, DOF, 2014). *Principios bajo los cuales debe establecer las tarifas la CRE*. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg\\_LIE.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf)

Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (Art.47, Reglamento de la LIE, DOF, 2014). *Establecimiento de las tarifas eléctricas por parte de la CRE*. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg\\_LIE.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf)

Rodríguez y Rodríguez, G. (1994), “Evolución de la industria en México”, en Reséndiz, D. (coord.), *El sector eléctrico de México*, México, Fondo de Cultura Económica, pp. 15-42.

Rodríguez Padilla, V. (abril-junio, 2016). Industria eléctrica en México: tensión entre el Estado y el mercado. *Revista Problemas del Desarrollo*. 185 (47), pp. 35-57. Recuperado de: <http://www.scielo.org.mx/pdf/prode/v47n185/0301-7036-prode-47-185-00033.pdf>

Rodríguez Padilla, V. y Sheinbaum Pardo, C. (enero-marzo, 2002). El sistema de precios de la electricidad en México: problemas y soluciones. *Revista Latinoamericana de Economía*, 33 (128), 211-231. Recuperado de: <file:///C:/Users/Vero/Downloads/7419-7314-0-PB.pdf>

Secretaría de Energía (Sener, S. F.). Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2007-2031. PRODESEN. *Regiones de Trasmisión del SEN*. Recuperado de: <http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>

Secretaría de Energía (Sener, S. F.). Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2007-2031. PRODESEN. *Mapa de las unidades de negocio de distribución*.

Recuperado de: <http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>

Sistema de Información Energética (SIE, 2018). Base de datos. *Generación bruta de energía eléctrica*, Consultado el 10/09/2018. Recuperado de: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

Stewart, J. (1999). *Cálculo diferencia e integral*. México: Thomson.

Thomas, C. R. & Maurice, S. C. (2016). *Managerial economics*. U.S., N.Y.: McGraw Hill.

Varian, H. R. (2006). *Microeconomía Intermedia*. Barcelona, España: Antoni Bosch, editor, S.A.

## Apéndice A

### Abreviaturas

CEL	Certificados de Energía Limpia
Cenace	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CPUEM	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DAC	Doméstico de Alto Consumo
DOF	Diario Oficial de la Federación
EF	Empresas Filiales
Endesa	Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima
EPS	Empresas Productivas Subsidiarias
Inegi	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LCFE	Ley de la Comisión Federal de Electricidad
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LORCME	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
MECP	Mercado de Energía de Corto Plazo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista

MW	Mega watt
PIE	Productores Independientes de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
Sener	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSB	Suministrador de Servicio Básico
SSC	Suministrador de Servicio Calificado
TESL	Términos de la Estricta Separación Legal