

Valuación de la viabilidad de un cambio tecnológico en México utilizando opciones reales

Valuation of the Feasibility of a Technological Change Using Real Options

Francisco A. Álvarez Echeverría*

Fecha de recepción: 30 de octubre de 2016, Fecha de aceptación 18 de enero de 2017

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo se centra en la valuación económica del cambio tecnológico en el sistema de generación de energía eléctrica en México, con el fin de reducir las emisiones contaminantes y/o de optimizar los costos operativos y de producción, a través de la sustitución tecnológica del sistema carboeléctrico de generación de energía por un sistema nucleoelectrico, utilizando diferentes tipos de opciones reales para tal fin: una opción de real de cambio tecnológico y otra opción real de expansión de proyectos, empleando el modelo de tasa corta de Cox, Ross y Rubinstein (1979), para el cálculo de la estructura de plazos de la tasa libre de riesgos.

Clasificación JEL: G19, G39

Palabras clave: opciones reales, nucleoelectrica, carboeléctricas, sector energético.

ABSTRACT

This paper deals with the economic valuation of the electric energy generation system's technological change in Mexico. Such change is aimed at reducing the pollution resulting from the electric energy generation process, and/or to optimize its operating and production costs, through the substitution of the carbo-electric energy generation system, for a nucleo-electric one, using different types of real options, namely, a technological change real option and a project expansion one. In order to calculate the term structure of risk free interest rate, the short rate model proposed by Cox, Toss and Rubinstein (1979) is used.

JEL Classification: G19, G39

Key words: *Real Options, Nucleo-electric, Carbo-electric, Energy Sector.*

* Instituto de Ciencia, Tecnología e Innovación, Universidad Francisco Gavidia. San Salvador, El Salvador, franlve@yahoo.com.mx.

Introducción

A lo largo de los últimos años, la política energética ha resultado ser un tema prioritario dentro del panorama estratégico mundial. Más aún, si se considera que la infraestructura energética de la gran mayoría de los países del mundo se basa en el consumo masivo de combustibles fósiles no renovables, cuyo posible agotamiento y la volatilidad de su precio obliga a la búsqueda de alternativas energéticas viables económica y ambientalmente sostenibles, a fin de conseguir una independencia energética a través de tecnologías limpias y bajas en consumo de carbón. La utilización de los combustibles fósiles (hidrocarburos y gas principalmente) ha provocado la degradación y alteración sistemática del ecosistema, debido a las emisiones contaminantes que son generadas durante el proceso de generación y/o utilización de energía. Esta búsqueda de independencia energética en donde lo que se requiere es la no dependencia de combustibles fósiles a largo plazo, debe ser acompañada de la planeación, la evaluación y el desarrollo de fuentes alternas de energía, que permitan un desarrollo de todos los sectores y actores dentro de la sociedad, a partir de una mayor diversificación en la matriz de generación energética dentro del país en cuestión, en la cual se debe dar cabida a tecnologías menos contaminantes.

La organización del presente trabajo es la siguiente. En la Sección 1 se realiza inicialmente una revisión sobre la situación de generación de energía eléctrica a nivel nacional por cada una de las tecnologías involucradas en el sistema. Identificándose las tecnologías de generación a evaluarse y obteniéndose en el transcurso de esta sección, los datos financieros necesarios para la evaluación del cambio o sustitución tecnológica, a través de la aplicación metodológica de dos tipos diferentes de opciones reales (opción real de cambio tecnológico y opción real de expansión); cabe mencionar, que en esta sección se presenta el marco teórico. En la Sección 2 se evalúa la viabilidad del cambio tecnológico, considerando tanto los costos de mantenimiento y operación, así como los posibles beneficios ambientales del cambio para su posterior consideración. Finalmente en la Sección 3 se presentan las conclusiones del trabajo.

1. Marco teórico

Si se considera que la infraestructura energética de la gran mayoría de los países del mundo se basa en el consumo masivo de combustibles fósiles

(recursos no renovables), se hace necesaria la búsqueda de alternativas viables, con el objeto de obtener una independencia energética que permita suplir la demanda sin comprometer los activos económicos estratégicos de una nación.

Es en este marco en donde la discusión en materia de la viabilidad económica, ambiental y social de la energía nuclear cobra actualidad en México, cumpliéndose ya más de 25 años de la puesta en operación de la primera planta nucleoelectrica en el estado de Veracruz; dentro de un entorno en donde los precios de los combustibles fósiles hoy en día, como resultado de especulaciones y conflictos, demuestran la vulnerabilidad de la mayoría de las economías desarrolladas y subdesarrolladas, incluida la mexicana. Esta vulnerabilidad, en referencia al consumo y dependencia energética de los hidrocarburos, conlleva a que las empresas se vean impactadas en su estructura de costos, y a la pérdida de competitividad debido al traslado de este tipo de externalidades hacia los consumidores, los cuales ven mermados sus ingresos; mientras que los gobiernos, sufren desequilibrios fiscales debido a los cuantiosos subsidios que se destinan a las familias con el objetivo de compensar la caída en su poder adquisitivo y en programas de estímulo a los sectores productivos.

En este marco los gobiernos deben desarrollar e implementar todas aquellas políticas y estrategias viables para la implementación de proyectos tendientes a disminuir su dependencia de los combustibles fósiles de forma gradual. Sin embargo, la viabilidad de este tipo de proyectos, depende de los criterios y de la forma en que se valoren los factores que determinan la factibilidad de éste, en donde, en ocasiones, los métodos tradicionales son incapaces de valorar adecuadamente el valor estratégico de estas opciones de inversión a través de un horizonte de tiempo determinado de forma estocástica (Milanesi, 2014). No obstante, en la actualidad existen algunos estudios que muestran el incremento de la utilización de prácticas y sistemas sofisticados de presupuestación, en un amplio contexto, en donde el método de los flujos de fondos descontados (DFC, por sus siglas en inglés) ha dejado de ser exclusivo para el cálculo y el análisis de la incertidumbre estratégica y financiera (Miller *et al.*, 2003 y Chatterjee *et al.*, 2003; Trigeorgis, 1996; Dixit y Pindick, 1994 y Cruz *et al.*, 2017), ya que el DFC, en la práctica resulta ser lineal y estático por naturaleza (Duku-Kaakyire *et al.*, 2004), además de asumir que si las oportunidades de inversión no son totalmente reversibles, entonces no hay oportunidad de inversión (Kulatilaka y Marcus, 1992). De igual forma, dentro del *valor presente neto* (VPN) subyace la misma filosofía,

en la que un proyecto resulta ser factible solamente cuando la organización puede explotar una ventaja competitiva temporalmente en ausencia de arbitraje o que éste resulte ser neutral al riesgo (Pinches, y Lander 1997).

El modelo utilizado para el desarrollo de VPN resulta ser muy comprensivo en la práctica, y requiere que los beneficios estratégicos sean identificados y cuantificados al inicio de cada etapa de inversión en el proceso de selección de alternativas, con la desventaja de que algunas de las opciones posibles podrían quedar latentes dentro del portafolio de opciones, sin tomar en cuenta que el valor estratégico a través del tiempo pudiera cambiar, dando como resultado que éste se destruya o se cree durante la implementación (MacDougall y Pike, 2003; y Kokkaew y Sampima, 2014).

Cabe señalar que cuando se utilizan las técnicas tradicionales de evaluación de proyectos actuales (VPN, flujos DFC, tasa interna de retorno, etcétera), éstas son capaces de administrar decisiones de espera de la inversión, revisando adecuadamente la estrategia de operación inicial (Lander *et al.*, 1998). Sin embargo, el cálculo del valor de las decisiones de la administración no es simplemente el agregar o descontar cierto flujo de efectivo; más bien se deben establecer ciertas políticas estratégicas de inversión, así como el desarrollo de futuras oportunidades de entrada o salida de proyectos, expansión de la inversión, contracción de la producción o el abandono de un proyecto (Dixit y Pindick, 1994, Kokkaew y Sampima, 2014), en donde dichas políticas estratégicas de inversión a final de cuentas resultan ser meramente oportunidades u opciones dentro de la estrategia corporativa susceptibles de evaluarse (Trigeorgis, 1996); considerándose que el tiempo óptimo de la adopción tecnológica puede ser representado como un modelo de irreversibilidad, en donde el VPN resulta ser una posibilidad subóptima dentro del espectro de las posibles soluciones (Doraszelsky, 2001).

Es desde este contexto, en donde la evaluación de proyectos tecnológicos de inversión a través de la utilización de opciones reales se presenta como una herramienta viable y confiable dentro de entornos dinámicos (Trigeorgis, 1996), que puede ser incorporada al proceso de toma de decisiones en la selección de estrategias de negocios a implementarse (Amram y Kulatilaka, 2000), cuando existe la flexibilidad u opcionalidad de tomar en el futuro nuevas decisiones relacionadas con dichos proyectos en una fecha futura, como pueden ser (Dixit y Pindick, 1994; Venegas y Botero, 2006; Cuervo, 2014, Kodukula y Papudesu, 2006; Lee, 2011; Venetsanos *et al.*, 2002; Hull, 2002; Alvarez *et al.*, 2012; Cruz y Sánchez, 2017 y Rogers, 2002): (1) La extensión de un proyecto o estrategia; (2) La contracción de un proyecto o

estrategia; (3) La posposición de un proyecto o estrategia; (4) La corrección de un proyecto o estrategia; (5) La valuación de dos o más activos (Baldi, 2010 y Bollen, 1998) y (6) El abandono de un proyecto, entre otras.

Las opciones reales, han sido ampliamente utilizadas para la valuación de diversos activos en diferentes áreas como son (Cuervo, 2014; Lander *et al.*, 1998; Pareja y Cadavid, 2016; Marques *et al.*, 2014): manufactura, bienes estatales, investigación y desarrollo, inventarios, patentes, distribución de agua potable, tasas de interés, fuerza laboral, riesgo de capital, publicidad, efectos de histéresis, competitividad, estrategias corporativas, recursos naturales, conservación ambiental, generación eléctrica y nuevas tecnologías, por mencionar algunas. La versatilidad de las opciones reales dentro de la valuación del cambio tecnológico ha cobrado relevancia, sobre todo en el sector energético, aunque para ello, generalmente se deben de plantear algunos supuestos para valorar adecuadamente dichas opciones energéticas, pudiéndose utilizar diferentes tipos de opciones reales para tal fin (Tian *et al.*, 2016; Damasceno *et al.* 2016; Alvarez *et al.*, 2012, Hua *et al.*, 2013, Deng *et al.*, 2001; Kirby y Davison, 2010; Moreira *et al.*, 2004; Kjaerland *et al.*, 2007; Laurikka, 2006; Deng *et al.*, 2001; Barria y Rudnick, 2011; Madlener y Stoverink., 2012; Gollier *et al.*, 2005; Naito *et al.*, 2010; Zhu, 2012, y Lee, 2011).

2. Viabilidad de cambio tecnológico

México y varios países a nivel mundial contemplan el desarrollo de energías alternas como la biomasa, energía solar, energía eólica, energía geotérmica, energía nuclear, entre otras. La primera alternativa requiere de consumos altos de productos básicos alimenticios o de grandes cantidades de insumos de origen vegetal. La energía solar se presenta como una alternativa viable, con el inconveniente que la eficiencia de captación no supera el 20% y la fragilidad de las fotoceldas que de una u otra forma encarecen dichos proyectos; en este sentido resulta importante mencionar que actualmente se consideran algunos proyectos bajo dicha tecnología, sin embargo la Secretaría de Energía (SENER, 2009) apunta que *“No se espera que durante los próximos años los precios de la energía eléctrica generada con celdas fotovoltaicas pueda ser completamente competitiva con los precios de la energía generada con tecnologías convencionales, sin embargo sí podría serlo con los precios de la electricidad al menudeo en regiones cálidas y con alta incidencia solar, o bien en zonas aisladas y en aquellas donde el costo de transmisión y distribución de energía eléctrica impide proporcionar el servicio...”*, cabe señalar, que en

México existe la superficie necesaria para la implementación de este tipo de tecnología, sin embargo, no se ha incursionado en la producción de este tipo de alternativas a gran escala SENER (2009).

La energía eólica presenta diversos beneficios (Bazán-Perkins, 2005), sin embargo, está sujeta a un tipo específico de condiciones atmosféricas, además de influir en la mortandad de aves e insectos dentro de los ecosistemas, sin mencionar que en algunos lugares, como España, este tipo de tecnologías no ha resultado ser rentable a largo plazo y a gran escala.

La energía geotérmica (Bazán-Perkins, 2005), al igual que la eólica, requiere de la existencia de condiciones geológicas particulares (aguas termales entre 150 y 400 °C a poca profundidad, en donde el agua caliente o el vapor pueden fluir naturalmente, por bombeo o por impulsos de flujos de agua y de vapor, pudiéndose presentar algún tipo de contaminación debido a la generación de arsénico y amoníaco, en mantos acuíferos principalmente. En lo referente a la energía nuclear, ésta se puede vislumbrar como una alternativa viable económicamente, encaminada a lograr una mayor independencia energética en relación a los combustibles fósiles. Generalmente, a la generación de energía mediante el uso de reactores nucleares se le atribuye efectos perjudiciales (ver Cuadro 1), tanto para el ser humano como para el equilibrio de los ecosistemas. Sin embargo, todo tipo de fuente alterna de energía conlleva e implica un impacto directo o indirecto al entorno. La núcleo-electricidad no está ajena al impacto ambiental, ya que elimina algunas de las externalidades de las otras opciones energéticas e introduce otras diferentes. En particular, ésta no emite dióxido de azufre, partículas, óxidos

Cuadro 1. Niveles de afectaciones de las tecnologías de generación eléctrica al ambiente y a la salud humana

Tecnología de generación	Calentamiento global	Acidificación
Carbón mineral	55%	48%
Petróleo	22%	47%
Gas natural	22%	5%
Hidráulica	0%	0%
Eólica	1%	0%
*Nuclear	0%	0%

Fuente: Adaptado parcialmente de Bazán-Perkins, 2005

de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles o gases que contribuyen al efecto invernadero.

Con respecto a los costos de producción de energía a base de nucleoelectricas, Bazán-Perkins (2005) y el US *Nuclear Energy Institute* (reporte 1995–2008) demuestran que en los Estados Unidos de Norteamérica, la energía nuclear se presenta como una opción viable en la generación de energía eléctrica en contra de los altos costos de producción en relación a los sistemas en donde se involucran gas e hidrocarburos. En la República Mexicana los requerimientos de inversión para la expansión de la capacidad de generación eléctrica instalada requerirán en los próximos años una gran cantidad de recursos económicos, con el objeto de cubrir la demanda del servicio a nivel nacional a menor costo.

Debido a lo anterior, en la actualidad, se requiere evaluar las diferentes opciones energéticas de forma flexible a través del tiempo, analizando horizontes estratégicos mucho más amplios, mediante métodos que permitan considerar la expansión o el abandono de un proyecto, y que permita determinar la factibilidad económica, a largo plazo de las diversas tecnologías utilizadas para la generación de energía, con el objeto de determinar la conveniencia de cada una de las opciones involucradas en la matriz de generación dentro del análisis (Shah *et al.*, 2015).

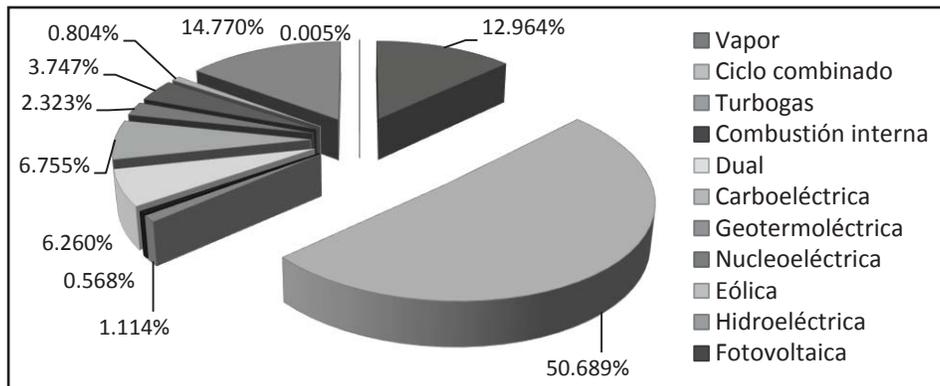
Bajo el contexto antes enunciado, la hipótesis sobre la que gira el presente trabajo es que la posibilidad de obtener una mayor eficiencia en la generación energética, disminuyendo considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero (y de paso obtener cierta independencia energética en la generación de energía a través de modos de producción menos contaminantes y no dependientes de combustibles fósiles), es totalmente viable en la República Mexicana a través del cambio o sustitución de tecnologías menos contaminantes. En este sentido, La Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, bajo la tesis anterior, estarían en la posibilidad de sustituir los sistemas carboeléctricos de generación de energía por sistemas nucleoelectricos,¹ bajo el entendido que

¹ Se realizó la comparativa entre dichas tecnologías debido a que la suma de la capacidad neta instalada de las plantas carboeléctricas de 1675.1 MW (COPAR, 2013) es o podría ser equiparable a una unidad de generación nucleoelectrica con una capacidad neta instalada de 1351 MW (COPAR, 2013). De igual manera, el precio del combustible (nucleoelectrica) no depende del precio de los combustibles fósiles, existiendo una marcada diferencia, muy significativa, en la emisión de contaminantes a la atmósfera. Cabe destacar que los sistemas carboeléctricos generan

este tipo de sistemas (nucleoeléctricos), contribuyen no sólo a la obtención de ahorros sustanciales en los costos de operación y mantenimiento de los sistemas de generación a largo plazo (SENER, 2013 y MIT, 1977), sino que de igual manera conllevan a reducir las perturbaciones generadas por el cambio climático debido a las emisiones de CO², las cuales en un futuro podrían tener un costo económico y ambiental alto y de difícil reversión (Xinhua y Wei, 2011), permitiendo de igual manera la diversificación de la matriz para la generación de energía eléctrica energética a nivel nacional, proveyendo mayor autonomía dentro del mercado eléctrico, sobre todo por la creciente tendencia de pérdida de activos petroleros en México.

Para evaluar la viabilidad del cambio tecnológico entre dichas tecnologías, se realizó una comparativa de los flujos de efectivo de cada una de las tecnologías dentro de la matriz de generación energética en México. Es así, que, con el objeto de determinar la viabilidad de la transición de un modo de producción a otro, se requirió analizar, de forma preliminar, la generación bruta de energía por tecnología en la República Mexicana (ver Figura 1), observándose que en la República Mexicana la mayor parte de la generación se realiza a través del proceso de ciclo combinado.

Figura 1. Generación bruta de energía por tecnología en el año 2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2015) con datos del año 2014.

alrededor de 6.75% de la energía a nivel nacional, y el sistema nucleoeléctrico 3.74% del total nacional (SENER, 2015).

Es de esta forma que para valorar adecuadamente el cambio o sustitución tecnológica, se hace necesario evaluar estas tecnologías en cuestión, para verificar la viabilidad e idoneidad del cambio, en lo que al modo de producir se refiere, considerándose también el tiempo de adopción, los costos e ingresos asociados a estas tecnologías, así como los beneficios y riesgos a través del tiempo —lo cual es susceptible de realizarse a través de la utilización de opciones reales— (Venegas, 2006, Epaulard y Gallon, 2001; Takizawa *et al.*, 2001 Gollier *et al.*, 2005, Alvarez *et al.*, 2012 y Mun, 2006), no pudiendo ser esto posible a través de los métodos tradicionales de presupuestación.

En este sentido, se evaluaron los flujos históricos de cada una de las tecnologías consideradas, con el objetivo de determinar la rentabilidad del cambio; para posteriormente valorar la suficiencia de los flujos de efectivo de la entidad a través del tiempo para la realización de dicha sustitución tecnológica, a través de una opción de expansión. Con este fin, se recopiló la información base necesaria a partir del portal oficial de la (SENER, 2015), obteniéndose:² (1) La generación bruta anual total a nivel nacional; (2) El histórico de generación mensual bruta de energía en *Megawatt-hora (MW-h)* de cada una de las tecnologías en cuestión (ver Cuadro A1 contenido en el Anexo 1); y (3). Los productos obtenidos por la venta de energía eléctrica (ver Cuadro 2).

3.1 Valuación de la opción real de cambio tecnológico y de la opción de expansión

Toda vez obtenidos los datos de producción bruta de energía en *MW-h* por cada tecnología y los productos generados por la venta de energía eléctrica (ver Cuadro 2), se calculó el precio de venta por *Megawatt* producido ($\$/MW-h$) por año de operación (columna 4 del Cuadro 2). Para tal efecto, se dividió la columna 3 del Cuadro 2 entre la columna 2 del mismo cuadro. Una vez obtenido el precio de venta por año, de cada *Megawatt* producido, éste se multiplicó por los valores contenidos en el Cuadro A1 (ver Anexo 1), —histórico de generación mensual bruta de energía *MW-h* por tecnología 2002–2014—, con el fin de calcular los flujos de efectivos históricos mensuales para cada una de las tecnologías en cuestión (ver Cuadro A2 contenido en el Anexo 1). La comparativa de los flujos de efectivo de las tecnologías se realizó utili-

² Los datos base se obtuvieron de la información publicada por la SENER (2015) en su portal Web y posteriormente fueron adaptados para su análisis y visualización.

Cuadro 2. Histórico de producción bruta anual de energía y ventas totales de energía a nivel nacional en la República Mexicana

Año	Generación anual bruta (MW-h)	Productos de ventas por año (en miles)	Precio (\$/MW-h)
2002	200,362,388.29	115,593,715.44	576.92
2003	202,595,550.71	136,069,905.83	671.63
2004	207,018,877.63	156,128,125.29	754.17
2005	217,158,778.07	174,231,816.69	802.32
2006	223,563,511.54	199,551,308.13	892.59
2007	230,926,638.93	212,651,126.37	920.86
2008	234,096,292.46	252,569,493.08	1078.91
2009	233,471,637.74	219,914,531.27	941.93
2010	241,490,894.83	249,234,879.31	1,032.07
2011	257,883,545.48	286,843,393.25	1,112.30
2012	260,497,832.13	307,927,933.96	1,182.07
2013	257,860,107.02	314,163,009.63	1,218.35
2014	258,255,774.32	328,197,628.04	1,270.82

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la SENER, 2015.

zando un *Call* de una opción real europea de cambio tecnológico³ (ver Ec. 1) donde S_1 y S_2 son los valores de los activos subyacentes, siendo S_2 el valor o costo de implementación de la tecnología a implementarse (nucleoeléctrica) y X es el costo proporcional de la tecnología actual S_1 con respecto a la tecnología a implementarse S_2 , es decir S_2/S_1 , en donde la ecuación utilizada para la evaluación de cambio tecnológico, es la siguiente (Mun, 2006):

$$Call = S_2 \Phi \left[\frac{\ln \left(\frac{S_2}{(1+X)S_1} \right) + \frac{T\sigma^2}{2}}{\sigma\sqrt{T}} \right] - S_1 \Phi \left[\frac{\ln \left(\frac{S_2}{(1+X)S_1} \right) - \frac{T\sigma^2}{2}}{\sigma\sqrt{T}} \right] \quad (1)$$

³ Dicha ecuación se fundamenta principalmente en los modelos de Black-Scholes (1973) y Merton (1973a, 1973b y 1973c), y en el modelo de Margrabe (1978).

$$S_1 X \Phi \left[\frac{\ln \left(\frac{S_2}{(1+X)S_1} \right) - \frac{T\sigma^2}{2}}{\sigma\sqrt{T}} \right]$$

Bajo este entendido, se calculó la volatilidad periódica anualizada de los flujos de efectivo para ambas tecnologías (Figura 2) a través del método logarítmico. Para el cálculo de la volatilidad se realizó un promedio⁴ histórico para cada una de las dos variables. Para el cálculo de S_1 y S_2 se utilizaron los promedios históricos anuales contenidos en el Cuadro 2. El valor de X (el costo proporcional de la tecnología actual S_1 con respecto a la tecnología a implementarse S_2) se calculó a través de los datos contenidos en la COPAR⁵ (2013), donde se especifica que los costos unitarios de inversión por tecnología (en dólares por kW_{bruto} generado o a generarse), son de alrededor de 4,500 USD/ kW_{bruto} para las nucleoelectricas,⁶ y de 6,054 USD/ kW_{bruto} para los sistemas carboelectricos. Dando como resultado un factor del 0.7433 (S_1/S_2) como relación de costo proporcional de sustitución tecnológica considerado en la opción de cambio tecnológico (ver Ec. 1). Es decir, si el comportamiento de S_2 (tecnología a implementarse) excede el desempeño de S_1 (tecnología actual), considerando además los costos asociados a ésta (S_1), entonces la opción de cambio tecnológico es óptima para S_2 (Mun, 2006).

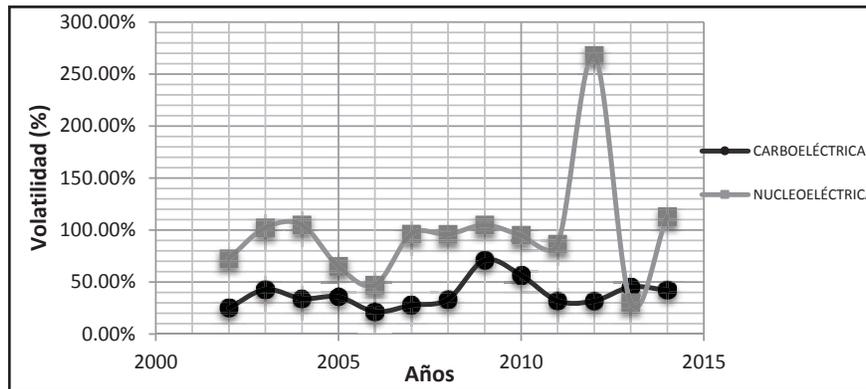
Así mismo, cabe señalar que cada una de las tecnologías genera una serie de costos derivados de la operación y el mantenimiento de las mismas (fijos y variables), teniéndose un costo integrado de mantenimiento y operación ($M\&O$, por sus siglas en inglés) para los sistemas nucleoelectricos de \$14.14 USD por cada MW producido (COPAR, 2013), y para el caso de los sistemas

⁴ Todos los promedios calculados en el presente trabajo se obtuvieron a través del método geométrico, ya que éste método no es tan sensible, como la media aritmética a los valores extremos.

⁵ La COPAR (2013) donde se presenta la actualización de los principales parámetros técnico-económicos que intervienen en el cálculo del costo nivelado del kWh neto generado de las diversas tecnologías para la producción de energía eléctrica, es editada y elaborada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para la planificación del sistema eléctrico a nivel nacional, así como en la evaluación económica y financiera de tecnologías y proyectos de generación eléctrica.

⁶ En concordancia con la COPAR (2013), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2010) estima que "El costo de una nueva central nucleoelectrica en México sería de \$4,500 millones de dólares (USD), de los cuales 57.4% podría ser de suministros nacionales de equipos, materiales y servicios (...)".

Figura 2. Volatilidad periódica anualizada de los flujos de efectivo de los sistemas de generación carboeléctrico y nucleoeeléctrico



Fuente: Elaboración propia.

carboeléctricos, de forma integrada, éstos generan un costo de mantenimiento y operación de \$24.94 USD por *MW* producido (COPAR, 2013). Para el caso de los costos de *O&M* totales, se multiplicó la fila 1 del Cuadro 3 por el costo respectivo correspondiente a cada tecnología para obtener los flujos de efectivo promedio por tecnología (fila 2 del Cuadro 3), obteniéndose los siguientes valores:

Cuadro 3. Flujos de efectivo promedio y costos de mantenimiento y operación.

	Carboeléctrica	Nucleoeeléctrica
MW-h promedio de generación en 12 años*	17,358,604.76	9,850,315.671
Flujos de efectivo promedio de generación en 12 años (en pesos)**	10,014,582,258	5,682,875,895**
Volatilidad periódica anualizada promedio	38.26%	98.44%
Costos O&M de plantas (en pesos)	6,623,731,121	2,131,036,993

* Los promedios de generación se obtuvieron a través de los datos contenidos en el Cuadro A3 del Anexo 1.

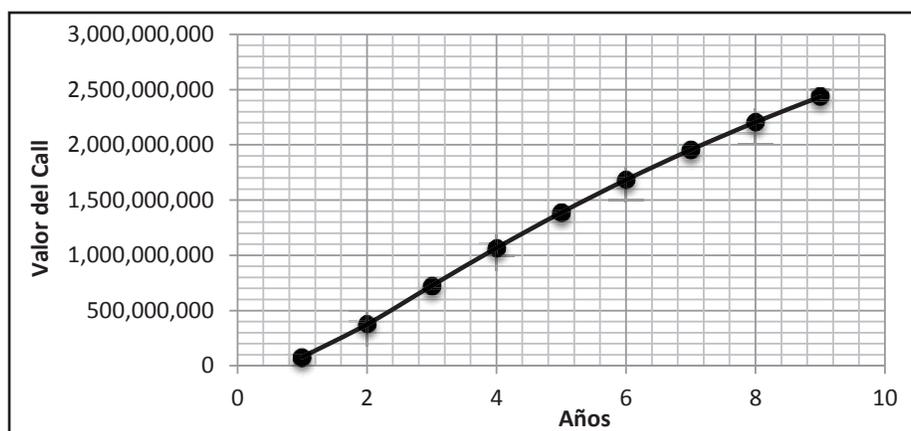
** Cuando no se tienen datos específicos para el cálculo de los flujos de efectivo para el caso de las nucleoeeléctricas, es posible calcularlos a través de modelos específicos como el de Rothwell (2006).

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 3 se presentan los resultados obtenidos a través del análisis del cambio tecnológico o *switching options* (en donde el valor del *Call* resulta positivo desde el primer año), determinándose a través del análisis que resulta factible la migración de un sistema carboeléctrico hacia un sistema nucleoeeléctrico; sobre todo si se analizan los flujos de efectivo y los costos de operación de cada una de las tecnologías, ya que los costos de operación de las carboeléctricas, representan el 66.14% de sus ingresos. En cambio, los costos operativos para nucleoeeléctricas, representan el 37.49% es decir, que en términos totales las ganancias netas antes de impuestos del sistema nucleoeeléctrico son 1.04 veces mayores que el del sistema carboeléctrico (considerando todo el sistema carboeléctrico a nivel nacional), pudiéndose inferir que este último resulta hasta cierto punto ineficiente en diversos aspectos, que a la postre resultan determinantes en su desempeño financiero.

Una vez determinada la viabilidad del cambio tecnológico, se debe de efectuar la evaluación de la capacidad de la organización para soportar financieramente el cambio tecnológico a través del tiempo. En este caso en particular, el flujo de efectivo de los ingresos por la venta de energía por parte de los sistemas de generación del tipo carboeléctrico en conjunto, no son suficientes como para posibilitar la implementación tecnológica a corto, mediano o largo plazo.

Figura 3. Evolución del Call de la opción real de cambio tecnológico a través del tiempo



Fuente: Elaboración propia.

Es por lo anterior que se requirió efectuar un análisis de la capacidad económica de la empresa CFE para tal fin, pudiéndose observar en el Cuadro A3 los flujos de efectivo derivados del producto de la venta de energía a nivel nacional. Para realizar la valoración de la viabilidad económica de la propuesta se utilizó un *Call* de una opción real de expansión (Black-Scholes, 1973), como es (Venegas, 2006):

$$c_{BS}(S_t, t) = S_t \Phi(d_1) - Ke^{-r(T-t)} \Phi(d_2) \quad (2)$$

Siendo

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_t}{K}\right) + \left(r + \frac{1}{2}\sigma^2\right)(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}} \quad (3)$$

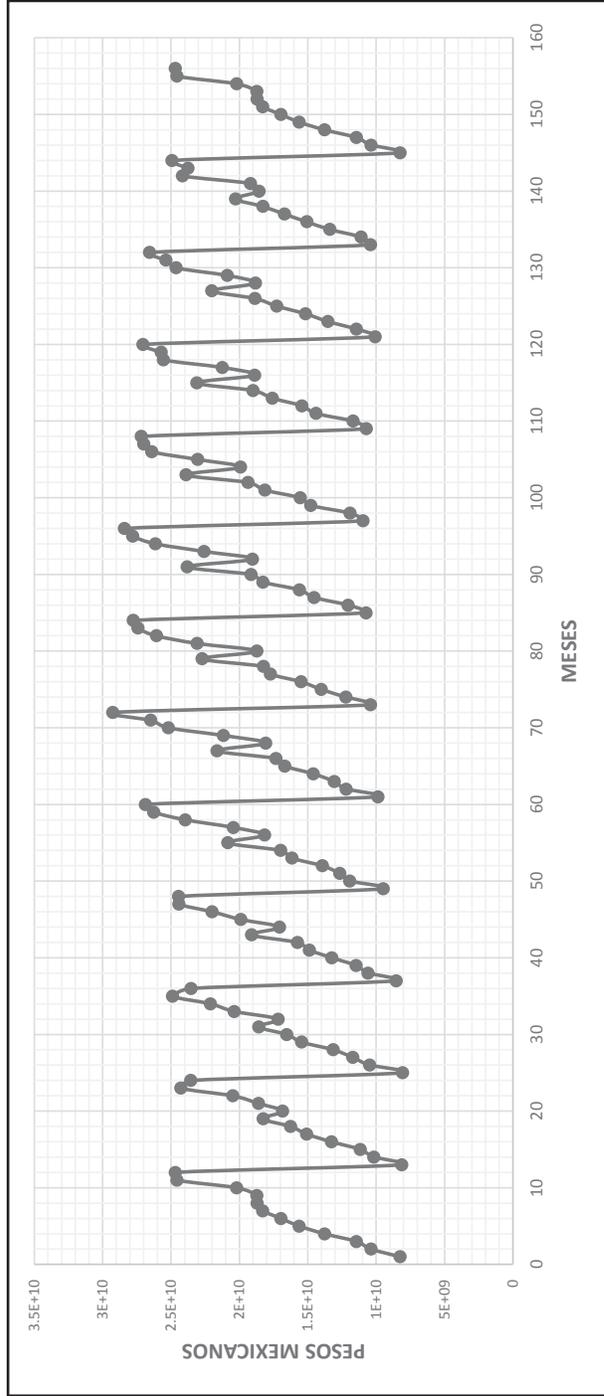
$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T-t} \quad \text{y} \quad d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T-t}$$

Donde S_t es el valor presente de los flujos esperados en t , K es el costo de inversión en T , r es la tasa de interés libre de riesgo, σ es la volatilidad de los flujos de efectivo del proyecto, y $T-t$ es el tiempo en que la oportunidad de invertir desaparece.

En la Figura 4 se presenta la distribución de los productos históricos totales obtenidos de la venta de energía a nivel nacional (todas las tecnologías), observándose que dicha distribución posee un fuerte componente estacional. Así mismo, se muestran los ingresos históricos por mes, a partir de la venta de energía a nivel nacional (de la Figura A1 a la Figura 12A, en el Anexo 1), advirtiéndose que, aunque la producción de energía ha aumentado, los ingresos por este rubro tienden a disminuir a través del tiempo (los cuales pueden predecirse a través de series polinómicas de orden seis, a excepción de los meses de abril, agosto y noviembre que pueden ser inferidos a través de series de tiempo con intervenciones y *outliers*).

Cabe mencionar que, para determinar la estructura de plazos de la tasa libre de riesgo de los flujos de efectivo antes presentados, se utilizaron los datos históricos de la tasa de los Certificados de la Tesorería (CETES) a 1 año (subastados mensualmente) con datos comprendidos entre el 26 de enero 2012 hasta el 11 de diciembre de 2014 (Banco de México, 2015). Para

Figura 4: Productos históricos totales mensuales por la venta de energía eléctrica a nivel nacional en México (2002-2014)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2015.

el cálculo de la tasa libre de riesgo (ver Figura 5) se utilizó el modelo de tasa corta de Cox, *et al.* (1979) el cual puede ser representado a través una ecuación diferencial estocástica como es la siguiente:

$$dr_t = a(b - r_t)dt + \sigma\sqrt{r_t}dW_t \quad (4)$$

cuya ecuación discreta puede escribirse como

$$y_{t+1} = \beta_1 y_t^{-1} + \beta_2 y_t + \varepsilon_t \quad (5)$$

donde

$$y_t = 2\sqrt{r_t}, \beta_1 = 2ab - (\sigma^2/2), \beta_2 = 1 - (a/2) \quad (6)$$

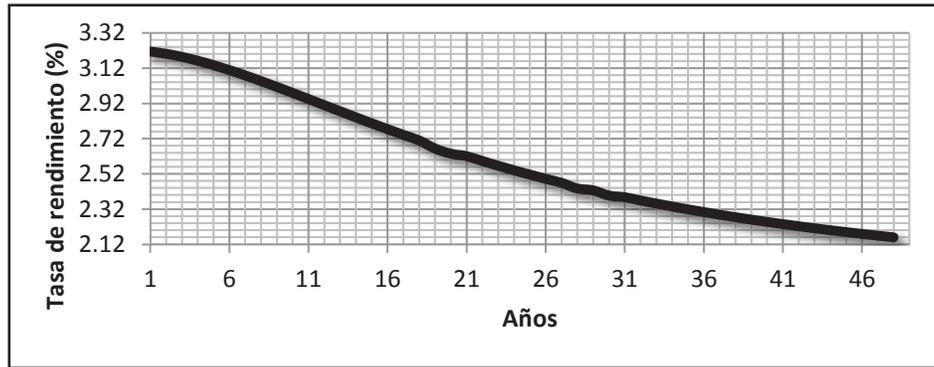
y

$$\varepsilon_t \approx N(0, \sigma^2) \text{ donde } \tilde{a} = 2\left(1 - \tilde{\beta}_2\right) \text{ y} \quad (7)$$

$$\tilde{b} = \frac{2\tilde{\beta}_1 + \sigma^2}{4\tilde{a}} = \frac{2\tilde{\beta}_1 + \sigma^2}{8\left(1 - \tilde{\beta}_2\right)}$$

Donde St es el valor presente de los flujos esperados en t , K es el costo de inversión en T , r es la tasa de interés libre de riesgo, σ (0.07432) es la volatilidad de los flujos de efectivo del proyecto, y $T-t$ es el tiempo en que la oportunidad de invertir desaparece.

Figura 5. Estimación de la estructura de plazos de la tasa libre de riesgo a través del modelo CIR a partir de la tasa de rendimientos de CETES



Fuente: Elaboración propia.

Parámetros: $\tilde{\alpha} = 0.4801$; $\tilde{b} = 2.8980$; $\sigma = 0.0743$

3.1.1 Beneficios ambientales derivados del cambio tecnológico

Cabe señalar a partir del cambio tecnológico antes planteado que es posible obtener ciertos beneficios asociados a éste, como son los beneficios adicionales de la no emisión de CO_2 (BANECO), es decir, que partiendo desde el año 2002 hasta el año 2014, se han emitido en promedio⁷ (debido a la producción de energía a través de los sistemas carboeléctricos), al menos 18,799,021 toneladas de CO_2 (ver Cuadro 4), además de otros contaminantes (SO_2 y NOx) de efecto invernadero y materia particulada.

Es por ello que el cambio tecnológico a un sistema de producción menos contaminante contribuiría al mejoramiento del entorno inmediato de forma importante a corto plazo. Sin embargo, dicho cambio tecnológico no sólo posee beneficios ambientales asociados, sino que existe la posibilidad de obtener recursos económicos adicionales por dicha transición tecnológica. Si esas no-emisiones se pudiesen titularizar bajo un esquema de CO_2 *bonus-malus system*⁸ (Baldi, 2010 y Kiriya *et al.*, 2004) estas emisiones podrían gene-

⁷ Considerando los datos de la COPAR (2013), donde se establece que por cada MWh producido a partir del carbón, se emiten 1082.98 kg de CO_2 , 4.52 kg de SO_2 , 1.30 kg de NOx y 1.01 kg de materia particulada.

⁸ Cabe destacar que dichos bonos de carbono, forman parte de las prioridades de la política fiscal de algunos países como Francia (Boreau, 2012 y D'Haultfoeuille *et al.*, 2014).

Cuadro 4. Emisiones anuales históricas producidas por la generación de energía en México a partir de tecnologías carboceléctricas

Año	MW-h total anual nacional	MW-h total anual carboceléctrica	Porcentaje del total	Emisiones anuales (en kilogramos)*				
				CO ₂	SO ₂	NOx	Material particulado	
2002	155,787,763.70	16,151,910.84	10.37%	17,492,196,401.50	73,006,637.00	20,997,484.09	16,313,429.95	
2003	155,839,635.90	16,681,198.88	10.70%	18,065,404,763.06	75,399,018.94	21,685,558.54	16,848,010.87	
2004	166,201,034.10	17,883,260.21	10.76%	19,367,213,142.23	80,832,336.15	23,248,238.27	18,062,092.81	
2005	167,157,905.70	18,380,281.63	11.00%	19,905,477,399.66	83,078,872.97	23,894,366.12	18,564,084.45	
2006	174,963,437.30	17,931,203.39	10.25%	19,419,134,647.30	81,049,039.32	23,310,564.41	18,110,515.42	
2007	18,2384,260.80	18,100,720.47	9.92%	19,602,718,254.60	81,815,256.52	23,530,936.61	18,281,727.67	
2008	193,325,773.80	17,789,404.47	9.20%	19,265,283,346.20	80,406,914.92	23,125,882.61	17,967,031.87	
2009	187,488,213.81	16,886,209.67	9.01%	18,28,7427,348.42	76,325,667.71	21,952,072.57	17,055,071.77	
2010	196,930,360.00	16,485,075.94	8.37%	17,853,007,541.50	74,512,543.25	21,430,598.72	16,649,926.70	
2011	207,733,426.70	18,1584,30.52	8.74%	19,665,217,084.55	82,076,105.95	23,605,959.68	18,340,014.83	
2012	211,951,447.50	17,724,031.4	8.36%	19,194,849,218.56	80,112,946.19	23,04,1334.08	17,901,344.17	
2013	208,349,308.20	16,044,399.99	7.70%	17,375,764,301.17	72,520,687.95	20,857,719.99	16,204,843.99	
2014	208,953,304.70	17,445,926.68	8.35%	18,89,358,9675.91	78,855,588.59	22,679,704.68	17,620,385.95	

* No se poseen datos sobre la eficiencia de los sistemas anticontaminantes instalados en las carboceléctricas, por lo que se supone que se emiten a la atmósfera en su totalidad todos los contaminantes.

Fuente: Elaboración propia.

rar rendimientos adicionales anuales por \$2,013,375,232,511 de pesos (considerando que cada acción pudiera colocarse a \$7.00 USD por tonelada (CEC, 2014). Entonces, si se parte del principio de que una opción real se encuentra circunscrita en un esquema donde una opción real es igual a $\overline{VPN} = VPN + c$ (Venegas, 2006 y Schwartz, 2013), dicha ecuación podría reescribirse, para este caso particular, como $\overline{VPN} = VPN + c + \overline{BANECO}$ donde \overline{BANECO} representaría los beneficios adicionales de la no emisión de CO_2 ; considerando que la no emisión de CO_2 al día de hoy tiene un costo o un beneficio, y que éste puede ser susceptible de cuantificarse y de incorporarse a la evaluación económica de cambio tecnológico.

Cuadro 5. Flujos de efectivo a nivel nacional provenientes de los productos por la venta de energía eléctrica. Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos a través de la SENER (2015) y COPAR (2013).

Año	Producción bruta anual (MW-h)	Ventas totales por año (miles de pesos)	Volatilidad anualizada de ventas totales	M&O* (en pesos)	TOTAL - M&O (en pesos)
2002	200362,388.29	115593,715.44	15.83%	145988581.59	115447726861
2003	202595,550.71	136069,905.83	14.58%	150772536.27	135908268496
2004	207018,877.63	156128,125.29	16.58%	161637333.05	155966487957
2005	217158,778.07	174231,816.69	10.75%	166129646.84	174065687043
2006	223563,511.54	199551,308.13	14.64%	162070666.08	199389237464
2007	230926,638.93	212651,126.37	14.06%	163602841.33	212487523529
2008	234096,292.46	252569,493.08	16.98%	160786634.47	252408706446
2009	233471,637.74	219914,531.27	16.22%	152625520.40	219761905750
2010	241490,894.83	249234,879.31	19.98%	148999884.77	249085879430
2011	257883,545.48	286843,393.25	14.35%	164124451.97	286679268799
2012	260497,832.13	307927,933.96	13.60%	160198796.47	307767735161
2013	257860,107.02	314163,009.63	18.77%	145016847.89	314017992781
2014	258255,774.32	328197,628.04	14.57%	157684506.51	328039943529

* *M&O*: Los costos de mantenimiento y operación están conformados por los costos fijos y los variables. Los costos fijos son aquellos gastos relacionados a la operación de la central, pero no varían significativamente con la generación de energía eléctrica (salarios, prestaciones, mantenimientos, contratos de servicios generales, materiales, insumos, gastos generales). Los costos variables son aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica (consumo de agua, lubricantes y sustancias químicas, catalizadores, gases, y sustancias para operar la central y los equipos anticontaminantes, equipos, materiales y refacciones relacionadas a la generación de energía y mantenimiento mayor refacciones, equipo y servicios– COPAR, 2013–).

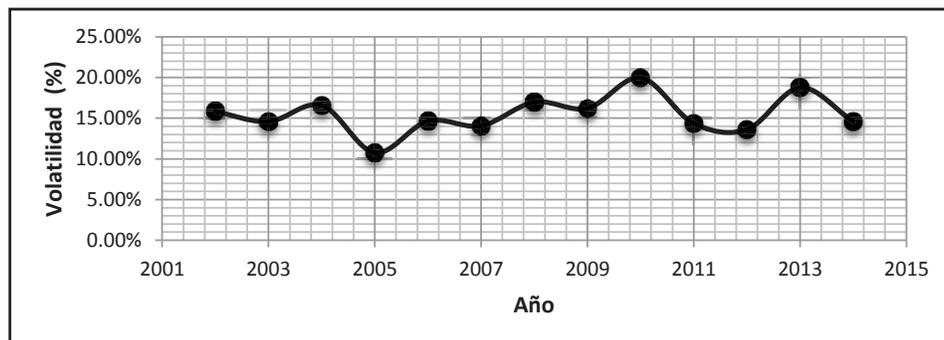
3.2 Valuación de la opción real de expansión

Los flujos de efectivo requeridos para la evaluación de la opción real fueron obtenidos a partir de los productos por la venta de energía eléctrica totales mensuales a nivel nacional (SENER, 2015), los cuales pueden observarse en el Cuadro 5 (ventas totales por año). De igual manera la volatilidad periódica anualizada de los flujos de efectivo (ver Cuadro 5), fue en promedio de 15.35% (ver Figura 6). Cabe señalar que se incorporaron los gastos de mantenimiento y operación a través de un costo promedio, cuyo valor resultó ser de \$9.03 USD/MW-año (se realizó un promedio de costos en donde se involucraron los costos de mantenimiento y operación de todas las tecnologías).

A partir de lo antes enunciado, el costo de *M&O* promedio (USD/MW-año) se multiplicó por la generación bruta de energía anual producida por todas las tecnologías que conforman el sistema, y se descontó de los productos totales anuales por la venta de energía eléctrica. Adicionalmente al descuento de los costos de operación y mantenimiento, se supuso que la entidad gubernamental no poseía otro tipo de obligaciones de inversión o pago, es decir, se consideró que los flujos de efectivo antes de impuestos es el capital con el que se cuenta para el desarrollo de inversiones en nuevos proyectos y modernización tecnológica.

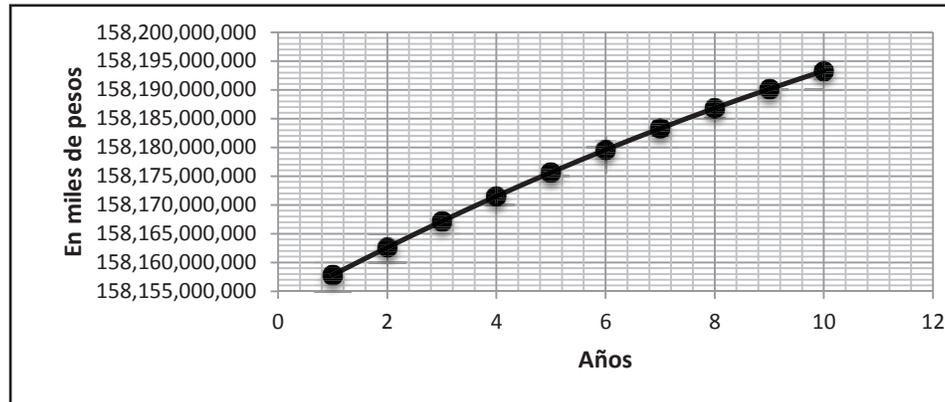
Los resultados del análisis de la opción real de expansión a través de una opción europea se muestran en la Figura 7 donde se observa el valor del *Call* de la opción a través del tiempo; y al igual que la valuación de la opción real de cambio tecnológico, en donde la opción de expansión resulta factible

Figura 6. Volatilidad periódica anualizada de los productos anuales totales por la venta de energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia.

Figura 7. Factibilidad de la de la opción real de expansión a través del tiempo.



Fuente: Elaboración propia.

desde el primer año, por lo que es posible concluir que el cambio tecnológico y la implementación de dicho proyecto no sólo resultan rentables a través del tiempo, sino también se presenta como una opción viable para la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero a largo plazo.

4. Conclusiones

Las fuentes renovables en la actualidad, se presentan como una opción viable para la generación de energía eléctrica, como sustitutos de los combustibles fósiles, ya que éstas de una forma u otra, evitan la emisión de gases de tipo invernadero, los cuales han contribuido al deterioro y desequilibrio del entorno de forma acelerada. Sin embargo, estas energías renovables, en su mayoría se encuentran condicionadas a diversos factores que determinan su viabilidad, lo que las hace dependientes de elementos climatológicos y/o geológicos, a la disposición de superficies extensas (en ocasiones), y en algunos casos, de la erogación de subsidios importantes para su operación. Es en este punto en donde la generación de energía eléctrica a través de sistemas nucleoelectricos cobra importancia como un activo estratégico dentro de la República Mexicana, ya que de acuerdo al análisis efectuado en el presente trabajo, no sólo se demuestra que dichos sistemas son económicamente viables, sino también conllevan a disminuir, de forma importante, la contaminación debida a la liberación de materia particulada a la atmósfera, y a la reducción de la emisión

de gases tipo invernadero, contribuyendo así a mantener el equilibrio en el ambiente, en lo que al calentamiento global se refiere.

La generación de energía en una nación se encuentra directamente relacionada con el desarrollo de éste, considerándose por ende como un bien estratégico debido a que la energía forma parte fundamental del desarrollo nacional. La escasez de dicho recurso conlleva a depender de terceros para su obtención o generación, supeditando el plan de desarrollo a algún otro país o ente suministrante (ya sean los insumos o del abastecimiento de la energía misma). Entonces la independencia energética podría entenderse como la autonomía necesaria para la generación de energía necesaria, sin depender significativamente de terceros para su producción y/o generación. Desde esta perspectiva entonces resulta no solamente viable, sino también deseable, la inversión en proyectos nucleoelectricos que no sólo propician la independencia energética, sino que también presentan costos competitivos de generación y reducen significativamente las emisiones de CO₂ a la atmósfera, aunado a que dichas no emisiones de CO₂ pueden ser susceptibles de titularizarse, pudiendo generar recursos adicionales a los rendimientos obtenidos por la venta de energía.

De manera particular dentro del análisis previo se advierte que, aunque el desempeño de los sistemas carboeléctricos permiten generar una cantidad importante de ingresos por medio de la venta de energía, los costos asociados a la operación y al mantenimiento resultan ser excesivos, ocasionando que la rentabilidad de éstos disminuya considerablemente. De la misma forma, el sistema nucleoelectrico presenta una volatilidad grande en lo que a los flujos de efectivo se refiere, en donde dicha variabilidad es un indicador de que el sistema opera de forma subóptima, por lo que sería conveniente realizar un estudio posterior, con el objeto de mejorar el proceso y la operación del sistema.

En síntesis, es posible afirmar que de acuerdo al análisis anterior, la generación de energía eléctrica a partir de un sistema nucleoelectrico, resulta ser una inversión económicamente viable, en donde el retorno de ésta y su rentabilidad económica es positiva a mediano plazo. Sin embargo, resulta importante señalar que la viabilidad no solamente va acompañada por aspectos financieros, sino también por beneficios ambientales tangibles inmediatos que hacen aún más atractiva dicha opción, permitiendo a su vez, alcanzar una mayor independencia energética al no depender enteramente de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica a nivel interno.

Referencias bibliográficas

- Alvarez F, López P. y Venegas F. (2012). Valuación económica de proyectos energéticos mediante opciones reales: el caso de energía nuclear en México. *Ensayos Revista de Economía*, Volumen XXXI, núm. 1, mayo 2012, pp. 75-98.
- Amram, M. y Kulatilaka, N. (2000). Strategy and Shareholder Value Creation: The Real, Options Frontier. *Journal of Applied Corporate Finance*, Bank OF America, Volume 13, Number 2, Summer, pp 8-21.
- Baldi, F. (2010). "Switch, Switch, Switch! a Regime-Switching Option-Based Model for Valuing a Tolling Agreement". *The Engineering Economist*, 55, pp 268-304, DOI: 10.1080/0013791X.2010.504807.
- Banco de México (2015). <http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF114§or=18&locale=es>
- Barria, C. y Rudnick H. (2011). "Investment under uncertainty in power generation: Integrated electricity prices modelling and real options approach". *IEEE Latin American Transactions*, 9(5), pp. 785-792.
- Bazán Perkins, S. (2005). "La energía nuclear, una alternativa de sustentabilidad para resolver la demanda eléctrica de México (Primera parte)". *Revista Ingeniería Investigación y Tecnología*, VI. 3, pp. 187-205.
- BID. (2010). "Oportunidades y retos de la energía nuclear en México". Nota Técnica No. 170, Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente. Banco Interamericano de Desarrollo, New York.
- Black, F. y Scholes, M. (1973). "The Pricing of Options and Corporate Liabilities". *Journal of Political Economy* 81 (3), pp. 637-654. doi:10.1086/260062.
- Bollen, N. (1998). "Valuing options in regime-switching models". *Journal of Derivatives*, 6, pp. 8-49.
- Boreau, D. (2012). "The Political Economy of the 2009 French Carbon Tax Project". Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD Headquarters, Paris.
- CEC (Climate Economic Chair). (2014). "What Economic are There for an International Agreement? Economic instruments in the climate negotiations". Annual Conference October 15, 2014. Paris-Dauphine University-Amphitheatre Raymond ARON.
- Chatterjee, S., Wiseman R. M., Fiegenbaum A. y Devers, C. E. (2003). "Integrating Behavioral and Economic Concepts of Risk in to Strategic Management: The Taiwan Shall Meet". *Long Range Planning*, 36, pp. 61-79.

- COPAR. (2013). "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, generación". Edición 33, México, DF, Comisión Federal de Electricidad (CFE).
- Cox, J., Ross, S. y Rubinstein M. (1979). "Option pricing: A simplified approach". *Journal of Financial Economics* 7(3), pp 229–263, doi:10.1016/0304-405X(79)90015-1.
- Cruz S. and Sánchez A. M. (2017). "The Option to Expand a Project: its Assessment with the Binomial Options Pricing Model". *Operations Research Perspectives*, Available online 11 January 2017, doi.org/10.1016/j.orp.2017.01.001.
- Cuervo, F. y Botero S. (2014). "Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad". *Estudios Gerenciales*, Volumen 30, No. 133, (oct.-dic.), pp 397–407.
- D'Haultfœuille, X., Givord P. y Boutin X. (2014). "The Environmental Effect of Green Taxation: The Case of French Bonus/Malus". *The Economic Journal*, volume 124, Issue 578, August, pp 444–480.
- Damasceno do Nascimento W. J., Cavalcanti M. A., Guimarães M. A. and Soares M. A. (2016). "A Portfolio Analysis for Termopower Generation Using Fuzzy Real Options and Genetic Algorithm". *Procedia Computer Science*, Volume 91, pp 901-908.
- Deng, S. J., Johnson, B. y Sogomonian A. (2001). "Exotic Electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission Assets". *Decision Support Systems*, 30(3), pp 383–392.
- Dixit A. K., Pindick R. S. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton University Press, Princeton, New Jersey.
- Doraszelski, U. (2001). "The Net Present Value method versus the option value of waiting: a note on Farzin, Huisman and Kort (1998)". *Journal of Economic Dynamics & Control*, 25, pp. 1109–1115.
- Duku-Kaakyire, Nanang D. (2004). "Applications of Real Options Theory Investment Analysis". *Forest Policy and Economics*, 6, pp 539–552.
- Epaulard, A. y Gallon, S. (2001). La Valorization du Project Nucléaire EPR par la Méthode des Options Réelles". *Economie et Prevision* 149, (July-September): pp 29–50.
- Gollier, C., Prault, D., Thais F. y Wlagentz G. (2005). "Choice of Nuclear Power Investments Underprice Uncertainty: Valuing Modularity". *Energy Economics*, 27(4), pp. 667–685.
- Hua Yu, S. y Hai Tao, S. (2013). "Applying the Real Option Approach on Nuclear Power Project Decision Making". *Energy Procedia* 39, pp 193–198.

- Hull, C. (2002). *Options, Futures, and Other Derivatives*. Prentice Hall, 5th Edition, New Jersey.
- Kirby, N. y Davison, M. (2010). "Using Spark Spread Valuation to Investigate the Impact of Corn-Gasoline Correlation on Ethanol Plant Valuation". *Energy Economics*, 32(6), pp. 1221–1227.
- Kiryama, E. y Suzuki, A. (2004). "Use of Real Options in Nuclear Power Plant Valuation in the Presence of Uncertainty with CO₂ Emission Credit". *Journal of Nuclear Science and Technology*, 41(7), pp 756–764.
- Kjaerland, F. (2007). "A Real Option Analysis of Investments in Hydropower —The Case of Norway". *Energy Policy*, 35(11), pp. 5901–5908.
- Kodukula, P. y Papudesu, C. (2006), *Project valuation using real options: A practitioner's guide*. J. Ross Publishing, New York.
- Kokkaew N. and Sampima T. (2014). "Improving Economic Assessments of Clean Development Mechanism Projects Using Real Options". *Energy Procedia*, Volume 52, pp 449-458.
- Kulatilaka, N. and A. J. Marcus. (1992). "Project Valuation under Uncertainty: When Does DCF fail?". *Journal of Applied Corporate Finance*, 5 (Fall), pp 92–100.
- L. Trigeorgis L. (1995). *Real Options in Capital Investment: Models, Strategies and Applications*, (1st ed.), Praeger, London.
- Lander, D. M. y Pinches, G. (1998). Challenges to the practical implementation of modeling and valuing real options. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, Vol. 38, 1998, Special Issue, pp. 537–567.
- Laurikka, H. (2006). "Option Value of Gasification Technology Within an Emissions Trading Scheme". *Energy Policy*, 34(18), pp. 3916–3928.
- Lee, S. (2011). "Using Real Option Analysis for Highly Uncertain Technology Investments: The Case of Wind Energy Technology". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), pp. 4443–4450.
- MacDougall, S. L. y Pike, R. H. (2003). "Consider your Options: Changes to Strategic Value During Implementation of Advanced Manufacturing Technology Omega". *The International Journal of Management Science*, 31, 2003, pp. 1–15.
- Madlener, R. y Stoverink, S. (2012). "Power Plant Investments in the Turkish Electricity Sector: A Real Options Approach Taking in to Account Market Liberalization". *Applied Energy*, 97, pp. 124–134.
- Margrabe W. (1978). "The Value of an Option to Exchange One Asset for Another". *Journal of Finance*, Volume 33, Issue 1, pp 177–186.
- Marques J., Cunha M. and Savic D.A. (2014). "Decision Support for Optimal Design of Water Distribution Networks: A Real Options Approach". *Procedia Engineering*, Volume 70, pp 1074-1083.

- Merton R. (1973a). "An Intertemporal Capital Asset Pricing Model". *Econometrica*, Volume 41, September, pp. 867–887.
- Merton R. (1973b). "The Theory of Rational Option Pricing". *The Bell Journal Of Economic and Management Science*, Volume 4, Spring, pp 141–183.
- Merton R. (1973c). "The Relationship Between Put and Call Option Prices: Comment". *Journal of Finance*, 28, March, pp 183–184.
- Milanesi G., (2014). "Valoración probabilística versus borrosa, opciones reales y el modelo binomial. Aplicación para proyectos de inversión en condiciones de ambigüedad". *Estudios Gerenciales*, Volume 30, Issue 132, July–September, pp 211-219.
- Miller, K. D. y Waller, H. G. (2003). "Scenarios, Real Options, and Integrated Risk Management". *Long Range Planning*, 36, pp. 93–107.
- MIT. (1977). "Documentation: Nuclear Power Issues and Choices". *International Security*. The MIT Press Vol. 2, No. 1 (Summer), pp 110–119.
- Moreira, A., Rocha, K. y David, P. (2004). "Thermopower generation investment in Brazil". Economic conditions. *Energy Policy*, 32(1), pp. 91–100.
- Mun, J. (2006). *Real Options Analysis, Tools and Techniques for valuing Strategic Investments and Decisions*. John Wiley & Sons, Inc., New Jersey.
- Naito, Y., Takashima, R., Kimura, H. y Madarame, H. (2010). "Evaluating Replacement Project of Nuclear Power Plants Under Uncertainty". *Energy Policy*, 38, pp. 1321–1329.
- Pareja J., Cadavid C. (2016). "Valoración de patentes farmacéuticas a través de opciones reales: equivalentes de certeza y función de utilidad". *Contaduría y Administración*, Volume 61, Issue 4, October–December 2016, pp 794-814.
- Pinches, G. y Lander, D. (1997). "The Use of NVP in Newly Industrialized and Developing Countries: a.k.a. "What Have We Ignored?"", *Managerial Finance: Capital Budgeting*, 23 (9), pp 24–45.
- Rogers, J. (2002). *Strategy, Value and Risk–Real Options Approach*. Palgrave MacMillan, NY.
- Rothwell, G. (2006). "A Real Options Approach to Evaluating New Nuclear Power Plants". *The Energy Journal*, Vol. 27. No. 1: 37-53.
- Schwartz, E. (2013). "The Real Options Approach to Valuation: Challenges and Opportunities". *Journals of Economics*, Vol. 50, No. 2, (Nov.), pp. 163-177.
- SENER (2009). "Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2024". México, Secretaría de Energía.
- SENER (2013). "Prospectiva del sector eléctrico 2013–2017". México, Secretaría de Energía.

- SENER. (2015). <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>.
- Shah M., Maybee B., Whale J y McHugh A. (2015). "Climate Policy Uncertainty and Power Generation Investments: A Real Options-CVaR Portfolio Optimization Approach". *Energy Procedia*, Volume 75, August, pp 2649-2657.
- Takizawa, S., Omori, R., Suzuki, A., y Ono K. (2001). "Analysis of Critical Electricity Price for the Investment for Constructing a Nuclear Power Plant using Real Options Approach". *Journal of Nuclear Science and Technology* 38(10), pp. 907-909.
- Tian L., Shan H., y Zhu N. (2016). "Analysis of the Real Options in Nuclear Investment under the Dynamic Influence of Carbon Market". *Energy Procedia*, Volume 104, December, pp 299-304.
- Trigeorgis, L. (1996). *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*. Cambridge, MA, MIT Press.
- US Nuclear Energy Institute, Report. (1995-2008). http://www.nei.org/resourcesandstats/nuclear_statistics/usnuclearpowerplants/.
- Venegas Martínez, F. (2006). *Riesgos financieros y económicos: Productos derivados y decisiones económicas bajo incertidumbre*. Internacional Thomson Editores, Tomson Learning.
- Venetsanos, K., Angelopoulou, P. y Tsoutsos, T. (2002). "Renewable Energy Sources Project Appraisal Under Uncertainty: The Case of Wind Energy Within a Changing Energy Market Environment". *Energy Policy*, 30(4), pp. 293-307.
- Xinhua, Z. and Wei, L. (2011). "Power Producer's Carbon Capture Investment Timing under Price and Technology Uncertainties". *Energy Procedia* 5, pp. 1713-1717.
- Zhu L. (2012). "A Simulation Based Real Options Approach for the Investment Evaluation of Nuclear Power". *Computers & Industrial Engineering*, Volume 63, Issue 3, November 2012, pp 585-593.

Anexo 1

Cuadro A1. Histórico de generación mensual bruta de energía por tecnología (MW-h)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ENE	1198,639.81	1446,067.40	1506,231.59	1293,983.27	1337,135.97	1646,572.38	1563,063.88	1540,015.43	1583,202.50	1420,880.69	1255,297.87	1370,914.38	1226,110.69
FEB	1249,613.26	1291,064.74	1521,937.16	1248,642.67	1380,747.95	1434,986.11	1307,193.39	1071,807.06	1613,382.71	1383,544.04	1325,546.45	1197,218.01	1325,847.43
MAR	1415,324.03	1415,877.87	1677,191.29	1634,597.77	1399,031.09	1503,451.66	1258,387.62	1560,838.12	1527,626.01	1599,601.19	1387,608.34	1391,532.47	1663,051.01
ABR	1395,186.41	1434,799.67	1511,446.41	1661,237.33	1519,963.66	1497,188.25	1349,202.76	1275,609.13	1239,244.62	1482,954.51	1524,780.77	1294,098.20	1556,761.12
MAY	1325,433.96	1613,254.82	1574,885.54	1749,564.78	1560,251.57	1559,011.01	1568,213.53	1343,168.78	1235,416.91	1569,946.11	1532,975.41	1316,525.04	1682,528.34
JUN	1412,256.47	1588,006.48	1607,750.40	1632,826.84	1529,164.91	1616,492.10	1430,120.48	1487,631.39	1463,658.79	1715,257.00	1709,320.31	1478,693.19	1648,861.22
JUL	1486,235.12	1542,591.67	1643,289.22	1636,161.51	1565,114.47	1578,635.13	1498,398.80	1632,611.72	1188,289.15	1734,237.27	1701,712.54	1634,064.98	1716,390.83
AGO	1356,432.24	1527,015.01	1639,725.79	1481,635.89	1499,914.17	1600,364.93	1438,701.66	1594,712.27	1632,877.69	1787,668.96	1786,348.46	1710,327.50	1733,310.37
SEP	1354,403.20	1173,229.35	1330,803.49	1571,802.64	1379,088.70	1425,879.70	1434,134.50	1289,271.21	1399,676.06	1517,588.51	1615,612.04	1307,896.44	1377,527.55
OCT	1424,942.70	1233,691.15	1175,878.47	1437,176.38	1512,565.62	1498,746.64	1630,414.30	1366,550.11	1262,237.98	1444,757.37	1491,090.51	1210,806.87	1179,134.40
NOV	1324,026.80	1107,893.19	1314,732.00	1534,446.52	1518,397.35	1312,046.56	1608,691.27	1250,485.56	1130,537.74	1270,991.43	1234,332.23	1043,341.85	1187,528.02
DIC	1209,416.86	1327,707.52	1380,388.86	1498,206.03	1729,857.93	1427,346.00	1702,618.28	1473,508.89	1208,925.80	1231,003.46	1159,478.22	1088,981.07	1148,875.72
NUCLEOELÉCTRICA													
ENE	876,289.94	992,893.61	1002,767.38	982,254.03	1003,830.77	953,012.61	1005,625.01	957,932.36	1026,665.31	508,564.01	726,190.85	1005,574.83	1058,735.57
FEB	754,325.92	900,318.96	888,623.39	836,743.27	872,213.44	884,814.39	941,393.38	912,359.00	884,994.48	732,546.89	786,130.22	896,006.03	904,446.87
MAR	856,624.50	996,844.37	890,530.66	984,458.78	912,876.14	527,367.16	995,613.80	969,952.51	719,976.49	855,660.03	1176,055.88	1015,175.96	760,547.73
ABR	959,951.13	869,261.48	614,109.64	958,967.10	768,902.78	890,071.38	934,997.67	526,341.94	486,696.19	715,032.38	1142,522.98	1013,613.17	476,513.27
MAY	985,242.91	455,165.76	495,340.99	974,412.59	676,425.04	978,976.04	987,806.49	473,705.75	504,147.57	886,492.07	1137,919.65	1043,170.52	791,289.08
JUN	905,167.81	643,793.80	579,457.24	949,720.34	940,989.23	915,344.73	875,803.08	956,983.63	487,365.06	718,316.33	1056,438.61	1000,962.78	601,924.12
JUL	906,859.25	969,803.80	929,977.72	970,397.46	952,926.62	980,552.50	976,359.60	965,929.80	390,647.25	1015,333.09	960,483.37	939,105.43	519,269.48
AGO	887,566.27	974,585.60	968,657.53	800,370.65	972,123.04	961,821.02	862,456.35	997,911.14	366,775.77	1042,552.94	325,234.87	1032,722.55	888,151.30
SEP	640,686.75	938,513.08	839,409.39	581,702.33	933,948.44	889,194.36	479,263.06	970,213.79	374,989.26	997,193.14	67,531.25	923,267.91	987,924.10
OCT	490,987.73	989,355.07	707,140.58	852,487.05	905,855.33	640,703.17	460,124.29	968,364.62	173,715.08	883,169.73	212,845.37	883,020.43	748,538.58
NOV	593,536.55	776,695.00	477,366.72	946,766.56	935,050.77	828,558.36	454,269.98	853,141.73	232,985.39	683,181.20	503,575.88	990,726.12	945,138.53
DIC	889,392.36	994,277.25	800,554.13	966,625.88	991,099.49	970,309.30	830,263.57	951,242.63	230,282.80	1051,153.22	674,669.88	1056,523.88	994,729.44

Fuente: Elaboración propia a partir de la de datos de SENER, 2015.

Cuadro A2. Histórico de flujos mensuales de efectivo energía por tecnología (En miles de pesos)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ENE	691,523.14	720,930.91	816,533.30	804,915.44	764,673.64	814,763.36	857,443.36	782,557.26	781,386.67	822,082.54	763,861.81	697,740.67	9318,412.51
FEB	834,269.87	744,845.23	816,852.83	827,769.25	930,724.18	904,619.36	889,956.96	880,970.43	676,863.26	711,745.08	639,169.32	765,985.31	9623,771.07
MAR	868,403.06	878,040.90	967,610.61	871,988.54	908,588.05	927,548.55	948,051.72	945,995.89	767,771.44	678,391.60	758,499.42	796,378.39	10317,268.17
ABR	746,529.00	720,370.96	943,037.42	958,406.40	1009,364.56	942,015.73	943,939.58	854,790.16	906,809.45	829,140.43	885,257.84	864,349.86	10604,011.37
MAY	771,424.80	796,585.56	807,133.53	876,902.34	900,145.37	882,210.75	902,950.89	865,335.32	795,610.99	872,634.24	875,998.70	997,995.22	10344,927.71
JUN	949,945.85	827,876.82	867,376.18	863,762.68	899,429.66	932,591.84	910,751.27	923,287.70	822,623.12	864,661.75	756,950.13	823,469.06	10442,726.05
JUL	901,767.86	754,150.23	725,993.05	778,386.41	904,738.81	825,069.72	864,461.07	830,020.40	827,385.50	940,623.88	928,091.36	982,280.03	10262,968.31
AGO	888,470.67	618,350.39	900,483.76	735,928.53	774,905.27	858,249.10	941,891.62	920,026.55	743,810.51	788,394.50	721,434.16	850,101.50	9742,046.56
SEP	913,386.29	930,797.96	881,322.92	714,949.00	712,740.71	844,418.75	685,551.61	942,045.07	807,505.63	728,214.40	652,233.48	697,457.37	9510,623.20
OCT	819,739.07	798,198.69	922,847.08	855,550.90	905,738.37	989,571.60	1000,521.76	1031,347.74	875,532.06	833,514.08	733,264.47	710,194.49	10476,020.32
NOV	724,210.50	764,738.53	800,543.48	879,681.44	884,409.12	986,146.59	981,757.49	1030,585.92	932,084.11	860,244.75	712,114.93	668,929.91	10225,446.77
DIC	790,912.35	690,702.88	802,807.40	746,595.31	759,533.87	853,092.45	942,730.04	986,727.66	754,555.83	698,542.61	601,928.15	628,258.47	9256,387.01
NUCLEOELÉCTRICA													
ENE	505,552.02	435,188.14	494,206.57	553,818.10	568,409.52	522,212.33	523,188.17	512,057.60	369,609.76	283,262.23	342,436.56	513,111.11	505,552.02
FEB	572,823.38	519,414.92	575,102.67	501,497.14	262,595.70	371,419.60	559,502.34	562,261.07	541,449.99	570,781.92	448,093.39	573,621.64	572,823.38
MAR	578,519.79	512,667.47	513,767.82	354,294.11	285,773.72	334,302.34	536,525.75	558,841.03	484,274.77	407,965.82	275,403.95	461,858.27	578,519.79
ABR	566,683.16	482,736.63	567,957.14	553,250.39	562,161.25	547,915.72	559,844.83	461,752.42	335,597.58	491,819.58	546,211.62	557,668.92	566,683.16
MAY	579,133.29	503,200.19	526,659.45	443,597.87	390,245.32	542,878.54	549,765.50	560,840.36	538,816.55	522,608.98	539,452.51	571,788.32	579,133.29
JUN	549,815.11	510,469.97	304,250.36	513,502.85	564,794.02	528,083.63	565,703.51	554,896.89	512,996.88	369,636.54	478,014.56	559,793.97	549,815.11
JUL	580,168.43	543,111.71	574,392.73	539,421.87	569,888.51	505,271.14	563,284.53	497,571.10	276,497.99	265,456.39	262,078.90	478,998.34	580,168.43
AGO	552,653.43	526,361.10	559,588.13	303,658.89	273,291.85	552,106.08	555,536.57	575,718.11	559,738.87	558,672.04	492,197.28	548,793.97	552,653.43
SEP	592,307.06	510,573.87	415,371.16	280,786.34	290,854.44	281,172.22	225,373.47	211,601.46	216,340.01	100,220.26	134,414.68	132,855.50	592,307.06
OCT	293,402.39	422,623.32	493,650.14	412,518.78	511,437.87	414,413.38	585,769.24	601,473.00	575,303.88	509,521.13	394,143.10	606,434.71	293,402.39
NOV	418,956.37	453,536.78	678,493.95	659,148.04	656,492.27	609,483.97	554,125.17	187,635.55	38,960.35	122,795.44	290,524.62	389,232.72	418,956.37
DIC	580,139.47	516,926.69	585,678.59	584,776.98	601,829.30	577,478.68	541,791.74	595,801.63	532,654.70	509,434.99	571,572.91	609,533.17	580,139.47

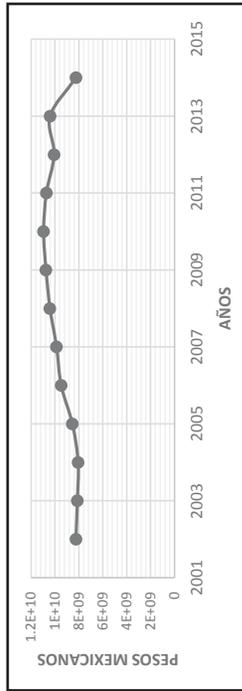
Fuente: Elaboración propia.

Cuadro A3. Productos totales por la venta de energía eléctrica a nivel nacional (en pesos)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ENE	8243714737	8124769623	8057641469	8539062584	9476286000	9863540470	10411583740	10742546210	10945804150	10716881430	10066052480	10405832550	8243714737
FEB	10363193099	10168217813	10465153020	10583746149	11924477146	12198784388	12214922900	12041002034	11903291783	11675843647	11438738982	11092534868	10363193099
MAR	11449212233	11166981788	11701056342	11462990227	12654071498	13067628481	14001661017	14540566527	14772268637	14399474068	13531105425	13381109047	11449212233
ABR	13775359450	13265130990	13133790680	13231927850	13929564020	14596503520	15482649570	15607008040	15549588680	15427936830	15162611890	15069745170	13775359450
MAY	15619045100	15073171450	15441571380	14874563490	16158957110	16673833200	17736836950	18280518620	18142125780	17594929770	17257511920	16698243360	15619045100
JUN	16951073730	16247938000	16527149810	15745664800	16979070680	17330320670	18240328790	19137263990	19560020700	18999478990	18856931220	18275884690	16951073730
JUL	18299773000	1826085030	18574428320	19111428210	2085099350	21640113780	22728363220	23818143600	23899102580	2310919750	22008625240	20268041000	18299773000
AGO	18702211772	16838302454	17163711714	170623389986	18151253821	18073094358	18713013940	19045676775	19919668871	18871215793	18816625805	18559365981	18702211772
SEP	18711532017	18604713916	20369413240	19897879933	20442106756	21173635002	23092936889	22574746922	23055702021	21246668629	20878080472	19189463518	18711532017
OCT	20187475411	20484075727	22116195196	21987137571	23953236144	25198003212	26067023603	26133774017	26397751783	25546690188	24621688451	24150339948	20187475411
NOV	24551716057	24278097159	24880644747	24422582427	26251106307	26482581641	27422033367	27799543813	26994053931	25719275193	25374612884	23751686431	24551716057
DIC	24675615264	23559179923	23525971365	24444246660	26859063684	29246349940	27765782445	283979901206	27167661455	27045152330	26562661472	24915423885	24675615264
TOTAL	115593715443	13606905829	156128125290	174231816690	199551308130	212651126370	252569493080	219914531270	249234879315	286843393251	307927933957	314163009629	328197628036

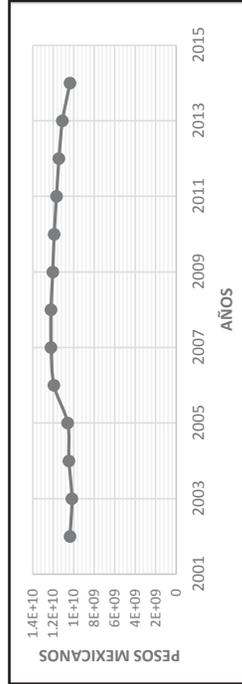
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER, 2015.

Figura A1. Productos históricos totales del mes de enero por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



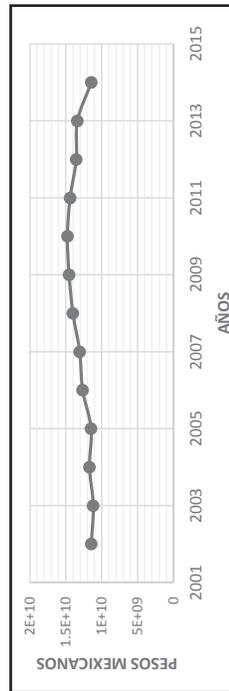
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de febrero por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



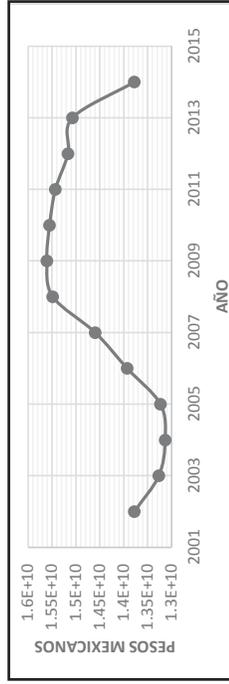
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A3. Productos históricos totales del mes de marzo por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



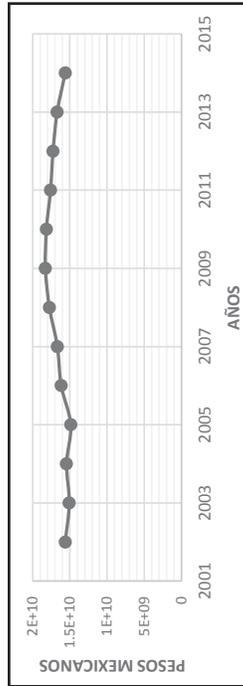
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura Aa. Productos históricos totales del mes de abril por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



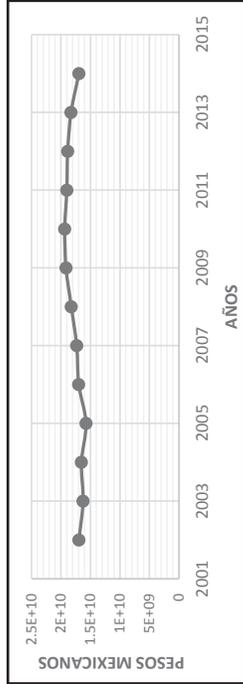
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de mayo por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



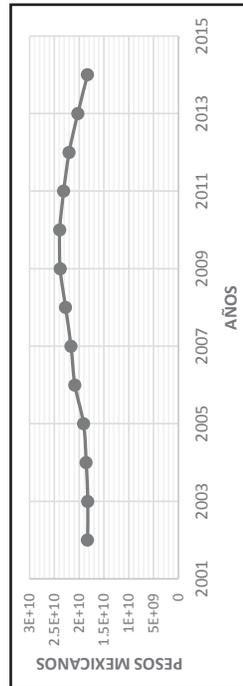
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de junio por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



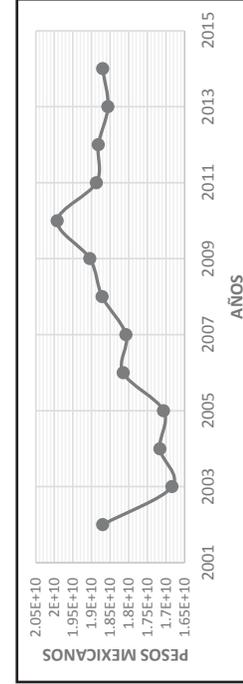
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de julio por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



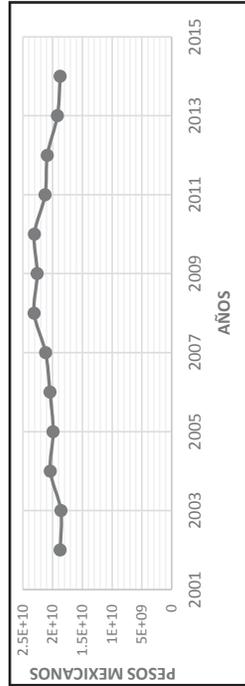
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de agosto por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



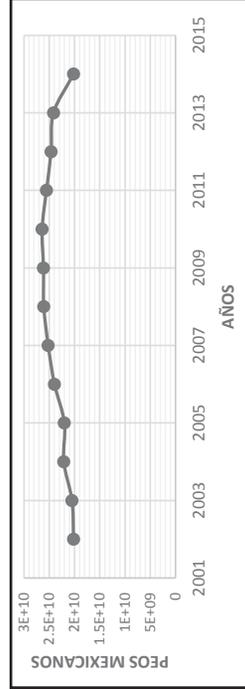
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de septiembre por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



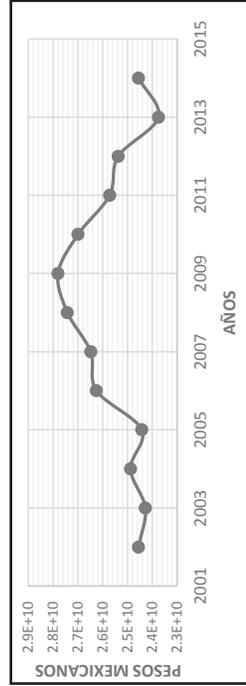
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de octubre por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



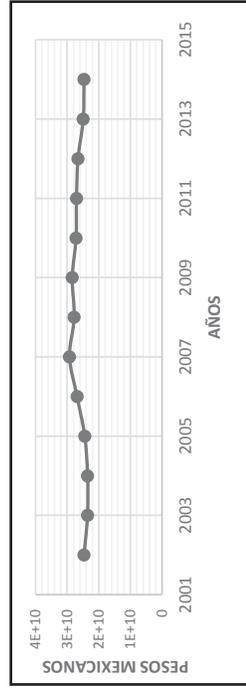
Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de noviembre por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

Figura A2. Productos históricos totales del mes de diciembre por la venta de energía eléctrica a nivel nacional México (2002-2014).



Fuente: Elaboración propia con datos de Sener, 2015.

