

VALUACIÓN DE LA SUSTITUCIÓN DE LOS SISTEMAS CARBOELÉCTRICOS POR NUCLEOELÉCTRICOS, EN EL SECTOR ENERGÉTICO MEXICANO, A TRAVÉS DE LA UTILIZACIÓN DE OPCIONES REALES

XXI
CONGRESO
INTERNACIONAL
DE
CONTADURÍA
ADMINISTRACIÓN
E
INFORMÁTICA

Área de investigación: Administración de la tecnología

Francisco Antonio Álvarez Echeverría

Instituto de Ciencia, Tecnología e Innovación

Universidad Francisco Gavidia

El Salvador

franlve@yahoo.com.mx



VALUACIÓN DE LA SUSTITUCIÓN DE LOS SISTEMAS CARBOELÉCTRICOS POR NUCLEOELÉCTRICOS, EN EL SECTOR ENERGÉTICO MEXICANO, A TRAVÉS DE LA UTILIZACIÓN DE OPCIONES REALES



Resumen

El objetivo del presente trabajo se centra en valorar económicamente el 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.

Palabras clave: Opciones reales, nucleoelectricas, carboelectricas.



Introducción

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 financiera (Miller *et al*, 2003 y Chatterjee *et al*, 2003), ya que en la realidad dicho análisis resulta ser lineal y estático por naturaleza (Duku-Kaakyire *et al*, 2004), y asume que si las oportunidades de inversión no son totalmente reversibles, entonces no hay oportunidad de inversión. De la misma forma, dentro del *valor presente neto* (VPN) subyace la misma filosofía, en la que un proyecto resulta ser factible cuando la organización puede explotar una ventaja competitiva temporalmente en ausencia de arbitraje o que éste resulte ser neutral al riesgo (Pinches, *et al*, 1997).

El modelo utilizado para el desarrollo de Valor Presente Neto (VPN) resulta ser muy comprensivo en la práctica, y requiere de 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 *et al*, 2003).

Cuando se utilizan las técnicas tradicionales de evaluación de proyectos actuales (VPN, flujos DFC, tasa interna de retorno, etc.), 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, 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; 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 en 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, que puede ser incorporada al proceso de toma de decisiones en la selección de estrategias de negocios a implementarse (Amram, 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 (Kodukula *et al*, 2006; Lee, 2011; Venetsanos, 2002, Hull, 2002, Rogers, 2002 y Cuervo, 2014): (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 (5) El abandono de un proyecto, entre otras.

La organización del presente trabajo es como sigue. En la sección 2 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 dos tipos diferentes de opciones reales (opción real de cambio tecnológico y opción real de expansión). Cabe mencionar, que en la sección 2 se identificaron los costos de mantenimiento y operación, así como los posibles benéficos ambientales del cambio tecnológico para su posterior consideración. Presentándose en la sección 3 las conclusiones del trabajo.

Opciones reales y el cambio tecnológico

Las opciones antes enunciadas, han sido ampliamente utilizadas para la valuación de diversos activos en diferentes áreas como son (Lander *et al*, 1998): manufactura, bienes estatales, investigación y desarrollo, inventarios, 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 plantearse algunos supuestos para valorar adecuadamente dichas opciones energéticas, pudiéndose utilizar diferentes tipos de opciones reales para tal fin (Deng *et al*, 2001; Kirby *et al*, 2010; Moreira *et al*, 2004; Kjaerland *et al*, 2007; Laurikka,

2006; Deng *et al*, 2001; Barria *et al*, 2011; Madlener *et al*, 2012; Gollier *et al*, 2005; Naito *et al*, 2010; Lee, 2011; Mun, 2006 y Hua *et al*, 2013).

La viabilidad del uso de este tipo de herramientas para la valuación de proyectos de adopción tecnológica en el sector energético, puede verse ejemplificada en México, sobre todo si se considera no sólo la flexibilidad del método en sí, sino también la cuantificación de los beneficios ambientales derivados de un cambio tecnológico de tal magnitud. Por ejemplo, suponiendo que se pretenda reducir las emisiones contaminantes, y a la vez optimizar los costos operativos y de producción en el sistema de generación de energía eléctrica en la República Mexicana, a través de un cambio tecnológico, podría utilizarse este tipo de opciones para determinar la viabilidad de dicho proyecto a través del tiempo, bajo un método estocástico, que considere la opcionalidad del proyecto y sus posibles beneficios ambientales dentro de la opción de ejercicio.



Entorno nacional

Bajo dicho contexto, la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, estarían en la posibilidad de sustituir las plantas carboeléctricas (que generan el 6.75% del total de energía a nivel nacional) por un sistema nucleoelectrico¹ (que genera el 3.74% del total de energía a nivel nacional); con el objeto de no sólo buscar mayor eficiencia en la generación energética, sino también disminuir considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero (Bazán-Perkins, 2005), 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, que pueden resultar a la postre, en sistemas menos costosos (operativamente hablando) que los sistemas carboeléctricos (MIT, 1977).

Este tipo de iniciativas, como bien lo plantea la SENER (2013), en el documento de Prospectiva del Sector Eléctrico, contribuyen también no sólo a la obtención de ahorros sustanciales en los costos de operación y

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.



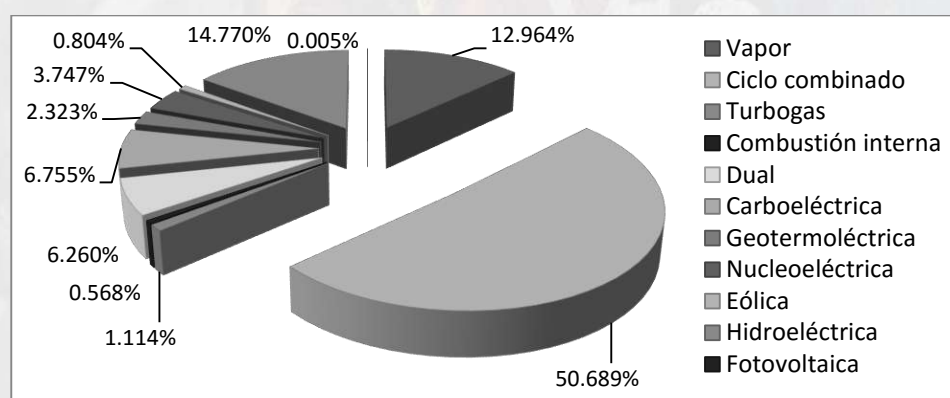
mantenimiento de los sistemas de generación, sino que de igual manera conllevan a reducir las perturbaciones generadas por el cambio climático debido a las emisiones de CO₂, las cuales en un futuro podrían tener un costo económico y ambiental alto y de difícil reversión (Xinhua *et al*, 2011).



Bajo este marco, 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, los cuales juegan un papel fundamental dentro de la valuación e implementación del cambio tecnológico. Es así, que con el objeto de determinar la viabilidad de la transición de un modo de producción a otro, se requiere analizar, de forma preliminar, la generación bruta de energía por tecnología en la República Mexicana (ver Figura 1), observándose que la mayor parte de la generación se realiza a través de proceso de ciclo combinado.

Es de esta forma que para valorar adecuadamente el cambio o sustitución tecnológica (Mun, 2006), se hizo necesario evaluar estas tecnologías para verificar la viabilidad e idoneidad del cambio, en lo que al modo de producir se refiere, considerándose también los costos e ingresos asociados a éstas tecnologías, así como los beneficios y riesgos a través del tiempo –lo cual es posible de realizarse a través de la utilización de opciones reales (Epaulard *et al*, 2001; Takizawa *et al*, 2001 Gollier *et al*, 2005 y Mun, 2006)–.

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.



En este sentido, evaluaron los flujos históricos de cada una de las tecnologías consideradas para tal fin, con el afán 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 dicha sustitución de tecnológica. Con este objeto, se recopiló la información base necesaria a partir del portal oficial de la (SENER, 2015,) obteniéndose²: (1) La generación bruta anual total a nivel nacional (ver Cuadro 1); (2) El histórico de generación mensual bruta de energía en *Megawatt-hora* (MW-h) de cada una de las tecnologías en cuestión (ver Cuadro 2); y (3) Los productos obtenidos por la venta de energía eléctrica (ver Cuadro 1).

Valuación de la opción real de cambio tecnológico

Toda vez obtenidos los datos de producción bruta de energía en MW-h por cada tecnología y los productos obtenidos por la venta de energía eléctrica (ver cuadro 1), se calculó el precio de venta por *Megawatt* producido (\$/MW-h) por año de operación (columna 4 del Cuadro 1). Para tal efecto, se dividió la columna 3 del Cuadro 1 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 2 (el 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 3). La comparativa de los flujos de efectivo de las tecnologías se realizó utilizando un *Call* de una opción real europea (Mun, 2006) de cambio tecnológico (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:

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

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 1

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.

Bajo este entendido, se calculó la volatilidad periódica anualizada de los flujos de efectivo para ambas tecnologías (ver Figura 2) a través del método logarítmico. Para el cálculo de la volatilidad se realizó un promedio³ 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 3. 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 COPAR⁴ (Capítulo 2, Costos de Inversión, 2013), donde se especifica que los costos unitarios de inversión por tecnología (en dólares por kW_{bruto} generado o a

³ Todos los promedios calculados en el presente trabajo se obtuvieron a través el método geométrico, ya que éste método no es tan sensible, como la media aritmética, a los valores extremos.

⁴ 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.

generarse) son de alrededor de 4,500 USD/ kW_{bruto} para las nucleoelectricas⁵, y de 6,054 USD/ kW_{bruto} para el sistema carboeléctrico. 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).



⁵ 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 el 57.4% podría ser de suministros nacionales de equipos, materiales y servicios (...)”.

Cuadro 2

Histórico De Generación Mensual Bruta De Energía (Mw-H)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CARBOELÉCTRICA													
ENE	1198,639.81	1446,067.40	1505,231.59	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	1568,006.48	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	1379,058.70	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	785,130.22	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	957,926.62	980,552.50	976,359.60	962,929.80	390,647.25	1015,333.09	960,483.27	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	640,656.75	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	593,556.55	776,695.00	477,366.72	946,766.56	935,050.77	828,558.36	454,269.98	833,141.73	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	954,729.44

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



Cuadro 3

Histórico De Flujos De Efectivo Energía Por Tecnología (En Miles De Pesos)

CUADRO 3. HISTÓRICO DE FLUJOS DE EFECTIVO ENERGÍA POR TECNOLOGÍA (En miles de pesos)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CARBOLÉCTRICA													
ENE	691,523.14	720,930.91	816,533.30	804,915.44	764,673.64	814,763.56	857,443.56	782,557.26	781,386.67	822,082.54	763,861.81	697,740.67	9318,412.51
FEB	834,569.87	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	868,335.32	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	823,069.72	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	638,258.47	9256,387.01
NUCLEOLÉCTRICA													
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	369,699.76	283,262.23	342,436.56	513,111.11	506,552.02
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	566,685.16	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	566,685.16
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	505,703.51	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.

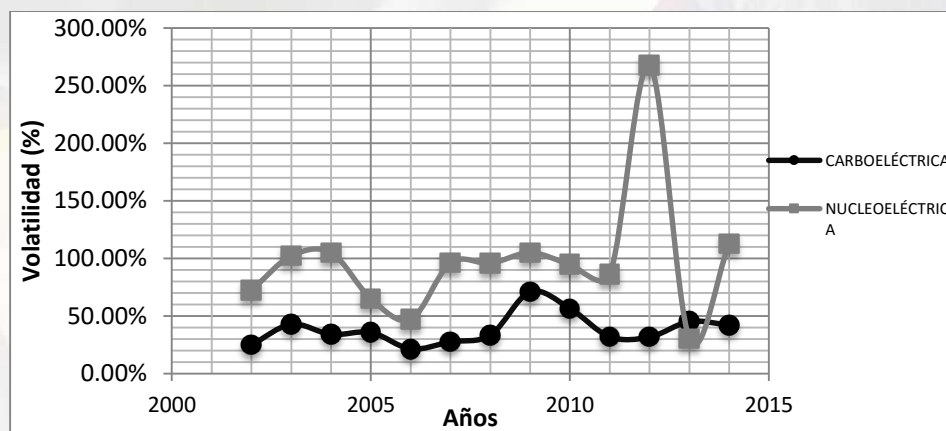


Así mismo, cabe señalar que cada una de las tecnologías genera una serie de costos derivados de la operación y el mantenimiento de las mismas (fijos y variables), teniéndose un costo integrado de mantenimiento y operación (M&O, por sus siglas en inglés) para los sistemas nucleoelectricos de \$14.14 USD por cada MW producido (COPAR, 2013), y para el caso de los sistemas carboelectricos, de forma integrada, éstos generan un costo de mantenimiento y operación de \$ 24.94 USD por MW producido (COPAR, 2013).



Figura 2

Volatilidad periódica anualizada de los flujos de efectivo de los sistemas de generación carboeléctrico y nucleoelectrico.



Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de los costos de O&M totales, se multiplicó la fila 1 del Cuadro 4 por el costo respectivo correspondiente a cada tecnología para obtener los flujos de efectivo promedio por tecnología (fila 2 del Cuadro 4), obteniéndose los siguientes valores:

Cuadro 4

Flujos de efectivo promedio y costos de mantenimiento y operación

	Carboeléctrica	Nucleoeléctrica
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

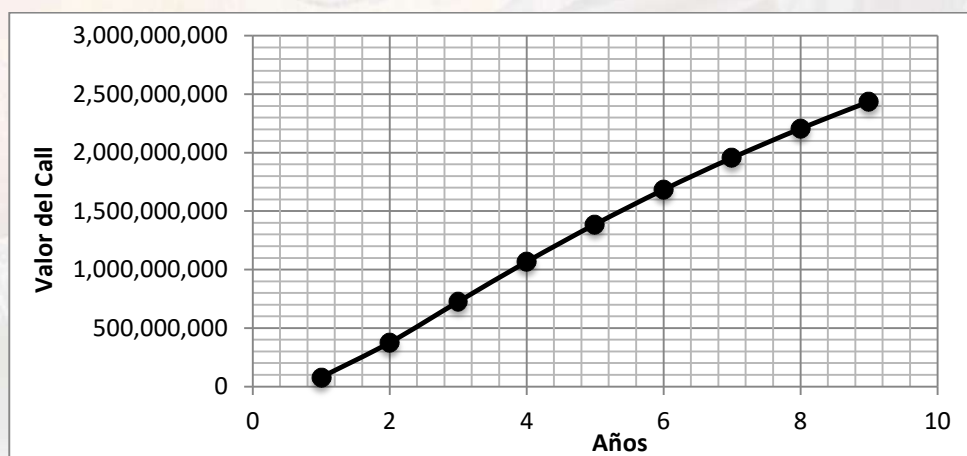
*Los promedios de generación se obtuvieron a través de los datos contenidos en el Cuadro 5. ** Cuando no se tienen datos específicos para el cálculo de los flujos de efectivo para el caso de las nucleoelectricas, es posible calcularlos a través de modelos específicos como el de Rothwell (2006). Fuente 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 nucleoelectrico; 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 de las nucleoelectricas representan el 37.49% de sus ingresos, es decir, que en términos totales las ganancias netas antes de impuestos del sistema nucleoelectrico son 1.04 veces mayores que el del sistema carboeléctrico en conjunto, pudiéndose inferir que éste último resulta hasta cierto punto ineficiente en diversos aspectos, que a la postre resultan determinantes en su desempeño financiero.



Figura 3

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



Fuente: Elaboración propia.



Una vez determinada la viabilidad del cambio tecnológico se debe de realizarse la valoración de la capacidad de la organización de soportar financieramente el cambio tecnológico a través del tiempo, ya que una adopción tecnológica puede ser técnicamente viable pero no necesariamente económicamente factible. En este caso en particular, el flujo de efectivo de los ingresos por la venta de energía por parte de las tecnologías carboeléctricas en cuestión, no son suficientes como para posibilitar la implementación tecnológica a corto, mediano o largo plazo. Es por ello que se requirió efectuar un análisis de la capacidad económica de la empresa (CFE) para tal fin, pudiéndose observar en el Cuadro 5 los flujos de efectivo derivados del producto de las 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 and Scholes, 1973), como es:

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

siendo

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_t}{K}\right) + \left(r + \frac{1}{2}\sigma^2\right)(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}} \quad \text{y} \quad d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T-t} \quad (3)$$



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 es la volatilidad de los flujos de efectivo del proyecto, y $T - t$ es el tiempo en que la oportunidad de invertir desaparece.



Cuadro 5

Productos Totales Por La Venta De Energía Eléctrica A Nivel Nacional (En Pesos)

CUADRO 5. 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	9863450470	10411583740	10742546210	10945804150	10716881430	10066052480	10405832550	8243714737
FEB	10363193099	10168217813	10465153020	10583746149	11924477146	12198784388	12214922900	12041002034	11903291783	11673843647	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	16979070980	17330320670	18240328790	19137263990	19360020700	18999478990	18856931220	18275884690	16951073730
JUL	18299773000	18260855030	18574428320	19111428210	20850999350	21640113780	22728363220	23818143600	23899102580	23109619750	22008625240	20268041000	18299773000
AGO	18702211772	16838302454	17163711714	17062389986	18151253821	18073094358	18713013940	19043676775	19919668871	18871215793	18816625805	18559365981	18702211772
SEP	18711532017	18604713916	20369413240	19897879933	20442106756	21173635002	23092936889	22574746922	23053702021	21246668629	20878080472	19189463518	18711532017
OCT	20187475411	20484075727	22116195196	21987137571	23953236144	25198005212	26067025603	26133774017	2639751783	25516690188	24621688451	24150339948	20187475411
NOV	24551716057	24278097159	24880644747	24422582427	26251106307	26482581641	27422033367	27799543813	26994053931	25719275193	25374612884	23751686431	24551716057
DIC	24675615264	23559179923	23525971365	24444246660	26859063684	29246349940	27763782445	28397901206	27167661455	27045152330	26562661472	24915423885	24675615264
TOTAL	115593715443	136069905829	156128125290	174231816690	199551308130	212651126370	252569493080	219914531270	249234879315	286843393251	307927913957	314163009629	328197628036

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



Cabe mencionar que para determinar la estructura de plazos de la tasa libre de riesgo (ver Figura 4), 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 26/01/2012 hasta el 11/12/2014 (Banco de México, 2015). Para el cálculo se utilizó el modelo de tasa corta de Cox, Ross y Rubinstein (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

$$\varepsilon_t \approx N(0, \sigma^2) \quad \text{donde}$$

$$\tilde{a} = 2(1 - \tilde{\beta}_2)$$

y

$$\tilde{b} = \frac{2\tilde{\beta}_1 + \sigma^2}{4\tilde{a}} = \frac{2\tilde{\beta}_1 + \sigma^2}{8(1 - \tilde{\beta}_2)} \quad (7)$$

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 es la volatilidad de los flujos de efectivo del proyecto, y $T - t$ es el tiempo en que la oportunidad de invertir desaparece. Siendo importante recalcar que para determinar la estructura de plazos de la tasa libre de riesgos (ver Figura 4), 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 26/01/2012 hasta el 11/12/2014 (Banco de México, 2015). Para el cálculo de la tasa (ver figura 4) 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:



$$dr_t = a(b - r_t)dt + \sigma\sqrt{r_t}dW_t \quad (8)$$

cuya ecuación discreta puede escribirse como

$$y_{t+1} = \beta_1 y_t^{-1} + \beta_2 y_t + \varepsilon_t \quad (9)$$

donde

$$y_t = 2\sqrt{r_t}, \beta_1 = 2ab - (\sigma^2/2), \beta_2 = 1 - (a/2) \quad (10)$$

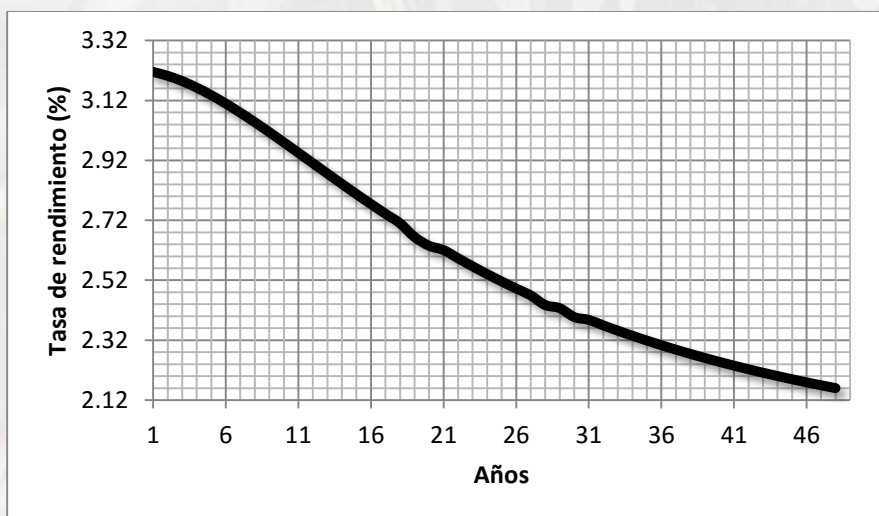
y

$$\varepsilon_t \approx N(0, \sigma^2) \quad \text{donde} \quad \tilde{a} = 2\left(1 - \tilde{\beta}_2\right) \quad \text{y} \quad (11)$$

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

Figura 4

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

Beneficios ambientales derivados del cambio tecnológico

Cabe señalar a partir del cambio tecnológico antes planteado, es posible obtener ciertos beneficios asociados a éste, como son los beneficios adicionales de la no emisión de CO₂ (BANECA), es decir, que partiendo desde el año 2002 hasta el año 2014, se han emitido en promedio⁶ (debido a la producción de energía a través de los sistemas carboeléctricos), al menos 18,799,021 toneladas de CO₂ (ver Cuadro 6), además de otros contaminantes (SO₂ y NO_x) 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 CO₂ *bonus-malus system*⁷ (Baldi, 2010 y Kiriya et al, 2004) estas emisiones podrían generar 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 $\overline{VPN} = VPN + c + BANECA$ donde BANECA representaría los beneficios adicionales de la no emisión de CO₂; considerando que la no emisión de CO₂ 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.

⁶ Considerando los datos de la COPAR (2013), donde se establece que por cada MW-h producido a partir del carbón, se emiten 1082.98 kg de CO₂, 4.52 kg de SO₂, 1.30 kg de NO_x y 1.01 kg de materia particulada.

⁷ 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'Haultfœuille, 2014).

Cuadro 6

Emisiones anuales históricas producidas por la generación de energía en México a partir de tecnologías carboeléctricas

Año	MW-h total anual nacional	MW-h total anual carboeléctrica	Porcentaje del total	Emisiones anuales (en kilogramos)*			
				CO ₂	SO ₂	NO _x	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%	18,06,5404,763.06	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	17,789,140.47	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	18,158,430.52	8.74%	19,665,217,084.55	82,076,105.95	23,605,959.68	18,340,014.83
2012	211,951,447.50	17,724,103.14	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

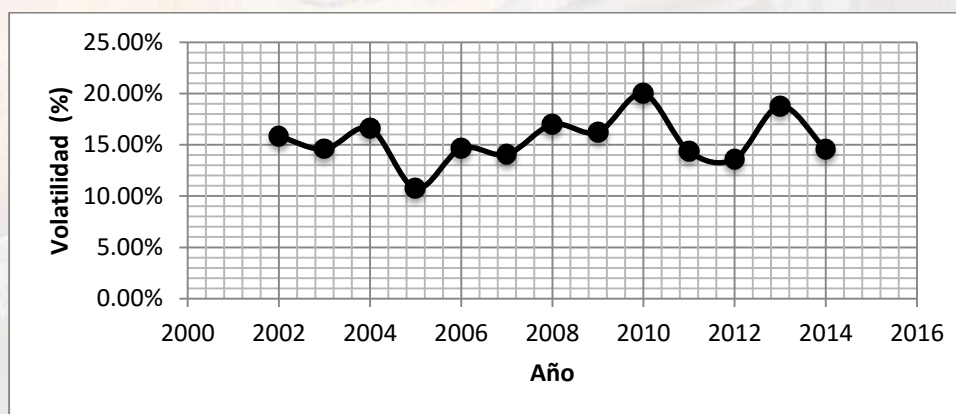
*No se poseen datos sobre la eficiencia de los sistemas anticontaminantes instalados en las carboeléctricas, por lo que se supone que se emiten a la atmósfera en su totalidad todos los contaminantes. Fuente: Elaboración propia.

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 7 (ventas totales por año). De igual manera la volatilidad periódica anualizada de los flujos de efectivo (ver Cuadro 7), fue en promedio del 15.35% (ver Figura 5). 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).

Figura 5

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



Fuente: Elaboración propia



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.



Cuadro 7

Flujos de efectivo a nivel nacional provenientes de los productos por la venta de energía eléctrica

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 conformado 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-).

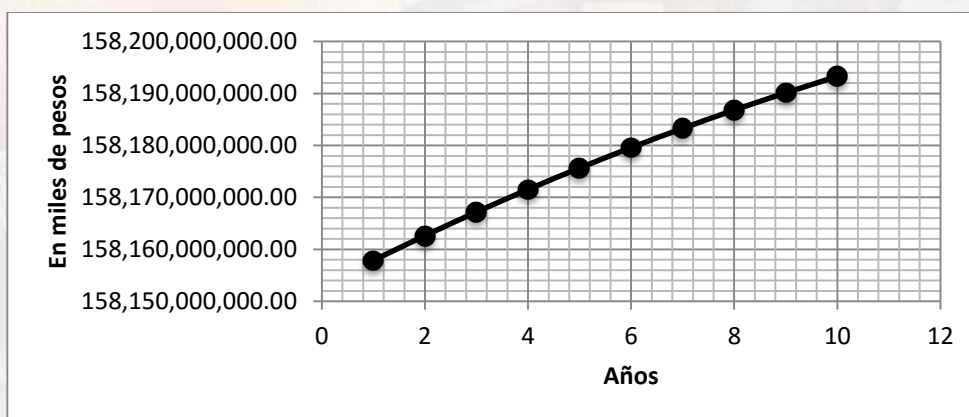
Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos a través de la SENER (2015) y COPAR (2013).

Los resultados del análisis de la opción real de expansión a través de una opción europea se muestran en la Figura 6 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 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.

Figura 6

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



Conclusiones

A través de la valuación de la viabilidad de cambio tecnológico, se observa de que los sistemas carboeléctricos, si bien es cierto que generan una cantidad importante de ingresos por medio de la venta de energía, los costos asociados a la operación y al mantenimiento resultan ser excesivos, ocasionado que la rentabilidad de éstos disminuya considerablemente, dando a lugar a puedan ser sustituidas por otro tipo de tecnologías más eficientes y menos contaminantes.

Aunque dentro del análisis del cambio tecnológico, a través del uso de las opciones reales, resulta viable la adopción de un sistema nucleoelectrico en sustitución de un sistema de generación carboeleléctrico, la volatilidad periódica anualizada de los flujos de efectivo permite inferir que existe una variabilidad importante dentro del proceso de generación de energía (ya sea que ésta se derive de la operación, la generación, del mantenimiento, la comercialización o la atención de demandas extraordinarias), la cual es susceptible de administrarse de una mejor manera, con el objeto de obtener una mayor rentabilidad a través de una generación continua y acorde a la capacidad de producción de la planta, ya que de acuerdo al análisis pareciera que el sistema de generación de energía nucleoelectrico se encuentra hasta cierto punto subutilizado.

La utilización de las opciones reales para la valuación del cambio tecnológico permiten determinar en primer lugar, la viabilidad del cambio o transición tecnológica; y en segundo lugar, si la empresa cuenta con la capacidad financiera para soportar el cambio tecnológico en un tiempo $T - t$ dado.



Finalmente, la valuación del cambio tecnológico por medio de opciones reales puede mejorar la capacidad del proceso de evaluación de alternativas, ya que éstas resultan ser herramientas flexibles para la toma de decisiones, permitiendo considerar las probabilidades de riesgo en la inversión, obteniéndose resultados y valores consistentes en condiciones reales de operación.

Bibliografía

Amram M. and 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: 8–21.

Baldi F., 2010, SWITCH, SWITCH, SWITCH! A REGIME-SWITCHING OPTION-BASED MODEL FOR VALUING A TOLLING AGREEMENT, The Engineering Economist, 55: 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), 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): 637–654. doi:10.1086/260062.

Bollen, N., 1998, Valuing options in regime-switching models. Journal of Derivatives, 6, 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.

Chatterjee S., Wiseman R. M., Fiegenbaum A. and Devers C. E., 2003, Integrating behavioral and economic concepts of risk into strategic management: The Taiwan Shall meet, Long Range Planning, 36, pp. 61 – 79.

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.



COPAR, 2013, COSTOS Y PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO, GENERACIÓN, COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, EDICIÓN 33, MÉXICO DF.



Cox, J., Ross, S. and Rubinstein M., 1979, Option pricing: A simplified approach. Journal of Financial Economics 7 (3): 229. doi:10.1016/0304-405X(79)90015-1.

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.



Deng, S. J., Johnson, B. and Sogomonian, A., 2001, Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets. Decision Support Systems, 30(3), 383–392.

D'Haultfœuille X., Givord P. and Boutin X., 2014, The Environmental Effect of Green Taxation: The Case of French “Bonus/Malus, The Economic Journal, Volume 124, Issue 578, August: 444–480.



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. and Gallon S., 2001, La valorization du Project Nucléaire EPR par la Méthode des Options Réelles, *Economie et Prevision* 149 (July-September): 29-50.

Gollier C., Proult, D., Thais, F. y Wlagenwitz, G., 2005, Choice of nuclear power investments under price uncertainty: Valuing Modularity. *Energy Economics*, 27(4), 667–685.

Hua Yu S. and Hai Tao S., 2013, Applying the Real Option Approach on Nuclear Power Project Decision Making, *Energy Procedia* 39 193–198.

Hull C., 2002, *Options, Futures, and Other Derivatives*, Prentice Hall, 5th Edition, New Jersey.

Kirby, N. and Davison, M. (2010). Using spark spread valuation to investigate the impact of corn-gasoline correlation on ethanol plant valuation. *Energy Economics*, 32(6), 1221–1227.

Kiriyaama. E. and 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): 756-764.

Kjaerland, F., 2007, A real option analysis of investments in hydropower – The case of Norway. *Energy Policy*, 35(11), 5901–5908.

Kodukula P. and Papudesu, C., 2006, *Project valuation using real options: A practitioner's guide*, J. Ross Publishing, New York.

Lander D. M. and 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), 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): 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. and Stoverink, S., 2012, Power plant investments in the Turkish electricity sector: A real options approach taking into account market liberalization *Applied Energy*, 97, 124–134.

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), 110–119.

Moreira, A., Rocha, K. y David, P., 2004, Thermopower generation investment in Brasil — Economic conditions. *Energy Policy*, 32(1), 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, 1321–1329.



Pinches G. and 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, Ed. 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): 163-177.



SENER, 2015, <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>

SENER, 2013, PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2013 – 2017, SECRETARÍA DE ENERGÍA, MÉXICO.

Takizawa. S., Omori R., Suzuki A., and 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): 907-909.



Trigeorgis, L., 1996, Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation, Cambridge, MA: MIT Press.

Venegas Martínez F., 2006, Riesgos financieros y económicos: Productos derivados y decisiones económicas bajo incertidumbre, México, Internacional Thomson Editores, Tomson Learning.



Venetsanos, K., Angelopoulou, P. and 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), 293–307.

Xinhua Z. and Wei L., 2011, Power Producer's Carbon Capture Investment Timing under Price and Technology Uncertainties, Energy Procedia 5 (2011) 1713–1717.

