



ESTIMACIÓN ESTOCÁSTICA DEL COSTO TOTAL NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CENTRALES NUCLEARES Y CICLO COMBINADO

Área de investigación: Administración y sustentabilidad

María del Carmen Gómez Ríos

Facultad de Economía y Negocios

Universidad Anáhuac

México

maricarmen.gomez.2010@gmail.com, carmen.gomez@anahuac.mx

Leovardo Mata Mata

Facultad de Economía y Negocios

Universidad Anáhuac

México

leovardomata@gmail.com

XXII
CONGRESO INTERNACIONAL DE
CONTADURÍA, ADMINISTRACIÓN
E INFORMÁTICA

ESTIMACIÓN ESTOCÁSTICA DEL COSTO TOTAL NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CENTRALES NUCLEARES Y CICLO COMBINADO



Resumen

En este trabajo se encuentra evidencia, mediante simulación Monte Carlo, de que el Costo Total Nivelado de Generación (CTNG) esperado (Mega Watt hora) es mayor para las centrales generadoras de energía eléctrica de ciclo combinado que para las centrales nucleares. Los resultados encontrados señalan a los modelos estocásticos como una herramienta que proporciona mayor robustez, en relación a los modelos determinísticos, debido a que se incorpora información histórica y futura de las principales variables de entrada. Además de que se añade al CTNG del ciclo combinado, las externalidades del CO₂ que se emiten en su proceso de generación de electricidad.

Introducción

El objetivo de este trabajo es mostrar la conveniencia del uso de modelos estocásticos respecto a los modelos determinísticos para la evaluación de proyectos de largo plazo.

El problema que resuelve los modelos estocásticos es proporcionar mayor información para la toma de decisiones de inversión de proyectos de generación de electricidad que usualmente son de largo plazo, toda vez que considera la información histórica y utiliza modelos de simulación que permiten incorporar la incertidumbre y dar un intervalo de valores donde pudiera encontrarse la variable de interés (CTNG) con una alta probabilidad. Lo cual permite, a su vez, reducir el riesgo en las inversiones.

El uso de modelos determinísticos ya no es suficiente para evaluar la viabilidad económica de proyectos de largo plazo, tales como generación de energía eléctrica (Roques, 2006) (Karkhov, 2002), de ahí la necesidad de incorporar modelos estocásticos (Hrafinkelsson, 2016), donde se emplea simulación Monte Carlo, la cual es una técnica de simulación que bajo diferentes distribuciones de probabilidad permite estimar valores esperados para variables no controlables (Khindanova, 2013) (Faulín, 2005).

En el caso de la industria eléctrica se ha aplicado satisfactoriamente la simulación Monte Carlo, en la evaluación de proyectos, como se señala en (Rode, 2001), (Khindanova, 2013) y (Vithayasrichareon, 2010) (Wada). En este documento se utiliza la metodología del Costo Total Nivelado de Generación (CTNG), aplicando el modelo clásico determinístico a centrales nucleares y de ciclo combinado (Comisión Federal de Electricidad, 2012) (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015) (IAEA Nuclear



Energy Series, 2016). En este modelo los parámetros de entrada son fijos al igual que la variable de salida.

La incorporación de externalidad de las emisiones de CO₂ en el ciclo combinado se realiza a través del precio de los bonos carbón y se obtiene el CTNG con externalidades. Entendiéndose por externalidades “las actividades económicas y sociales de un grupo de personas que impactan negativamente a otro grupo y éste último solo recibe una compensación parcial, o no recibe compensación alguna del primer grupo por el daño ocasionado”. (Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency, 2003).

Posteriormente, se aplica el modelo estocástico, donde las variables de entrada siguen distribuciones de probabilidad que pueden simularse mediante el procedimiento de Monte Carlo, para lo cual se utiliza el software de Palisade @Risk versión 7.5 (www.palisade.com/risk) y se ejecutaron hasta 100,000 iteraciones. El resultado de salida es una función que indica donde pudiera encontrarse el CTNG con un alto nivel de probabilidad. Finalmente, se comparan los resultados de los modelos estocásticos de ambas tecnologías y se presentan conclusiones, recomendaciones y propuesta de trabajos futuros.

1. Metodología del Costo Total Nivelado de Generación

En esta sección se describe brevemente la metodología señalada por la Comisión Federal de Electricidad (Comisión Federal de Electricidad, 2012) y por la NEA/IEA (IAEA Nuclear Energy Series, 2016) para estimar el Costo Total Nivelado de Generación (CTNG) de una central nuclear equipada con un reactor ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) de 1,425 MW de capacidad instalada) y una central de ciclo combinado que utiliza gas natural con 551 MW de capacidad.

Cabe señalar que no es objeto de este documento describir detalladamente las fórmulas aplicadas para la obtención de los costos, ya que esa parte fue desarrollada en el documento (Gómez-Ríos M. d., 2016). Por ello, se presentan brevemente las expresiones empleadas para obtener el CTNG y sus posteriores simulaciones.

Para determinar el CTNG se realiza la suma del costo nivelado de inversión (CNI); el costo nivelado del combustible (CNC) sin y con externalidades; y el costo nivelado de operación y mantenimiento (CNOM).

De acuerdo con Gómez-Ríos (Gómez-Ríos M. d., 2016) el Costo Total Nivelado de Generación (CTNG) sin externalidades se puede expresar como:

$$CTNG = CNI + CNC + CNOM$$

donde

CNI := Costo Nivelado de Inversión.

CNC := Costo Nivelado del Combustible.



$CNOM$:= Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento.

Y el CTNG con externalidades de emisiones de CO2 para el caso del ciclo combinado se expresa como:

$$CTNGE = CNI + CNCE + CNOM$$

donde

CNI := Costo Nivelado de Inversión.

$CNCE$:= Costo Nivelado del Combustible con Externalidades de CO2

$CNOM$:= Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento.

El CTNG indica la cantidad monetaria que tiene que destinarse para la construcción de la central (costos de inversión), para cubrir los costos de combustible, operación y mantenimiento por cada MWh generado.

Mientras que el CTNGE indica la cantidad monetaria que tiene que destinarse para la construcción de la central, para cubrir los costos de combustible y compensar a la sociedad por las externalidades ocasionadas por la emisión de CO2 en el proceso de generación, así como los costos de operación y mantenimiento por cada MWh generado.

2. Estimaciones y Resultados del Modelo Determinístico

2.1. Costo Total Nivelado de Generación sin Externalidades

En esta sección se aplica la metodología del CTNG que se utiliza para calcular el costo del MWh generado en una central nuclear y de ciclo combinado, utilizando un modelo determinístico, donde no se pueden modificar los parámetros de entrada a lo largo de la vida operativa de las centrales y donde se obtiene un resultado único de salida.

Entre las principales características que se pueden mencionar de las centrales nucleares están las siguientes: a) tecnología intensiva en capital, de tal modo que cualquier movimiento en las tasa de interés afecta de manera importante los costos de inversión; b) la participación de los costos del combustible en su operación son bajos por lo que cualquier movimiento al alza del combustible nuclear (uranio) afecta levemente los costos de combustible; c) es una tecnología con una larga vida económica (60 años de operación); y d) no emite CO2 al ambiente.

En tanto que la tecnología de ciclo combinado requiere: a) un bajo nivel de inversión, de ahí que las variaciones en las tasas de interés no tienen un fuerte impacto sobre los costos de inversión; b) tiene una alta participación del costo del combustible en su operación por lo que las variaciones en los precios del gas natural impactan de manera importante los costos de combustible; c) tiene una vida económica de 30 años y d) emite dióxido de carbono al ambiente.



La central nuclear objeto de este trabajo considera un reactor de tercera generación ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) con una capacidad de 1,425 MW eléctricos. Y la central de ciclo combinado 551 MW eléctrico.

2.1.1. Costo Nivelado de Inversión

En Tabla 1, se muestran los parámetros de entrada para calcular el costo nivelado de inversión (CNI):



Tabla 1. Parámetros de entrada para calcular el CNI

COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN			
Concepto	Unidades	ABWR	CC
Capacidad	MW	1,425	551
Factor de planta	%	90%	80%
Usos propios	%	3.5%	3.0%
Costo unitario de inversión	Dólares/kW	5,241	1,108
Vida económica	años	60	30
Tasa anual de descuento	%	5.02%	5.02%

Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015.

Por otro lado, en la Tabla 2 se muestra el programa de inversión de la construcción de la central nuclear y de ciclo combinado, desarrollado por Gómez-Ríos (Gómez-Ríos M.-d.-C. , 2008).

Tabla 2. Programa de Inversión – ABWR y Ciclo Combinado

	ABWR	CC
Año	%Inversión	%Inversión
-5	3.5%	
-4	16.1%	
-3	41.7%	9.3%
-2	30.7%	71.7%
-1	8.0%	19.0%
0	100.0%	100.0%

Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015.

Aplicando la metodología del Costo Nivelado de Inversión (CNI) se obtienen los conceptos de inversión sin y con intereses, la generación bruta y neta, así como el mismo CNI de cada una de las centrales, los cuales se presentan en la Tabla 3

Tabla 3
Costo Nivelado de Inversión – Modelo Determinístico

CNI - MODELO DETERMINÍSTICO			
Concepto	Unidades	ABWR	CC
Inversión sin intereses	Millones de dólares	7,468.4	610.5
Inversión con intereses	Millones de dólares	8,560.1	670.4
Generación bruta anual	MWh	11,234,700	3,861,408
Generación neta anual	MWh	10,841,486	3,745,566
Costo nivelado de inversión (CNI)	Dólares/MWh	39.85	11.11

Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015

2.1.2. Costo Nivelado del Combustible

En el caso de la central nuclear el costo del combustible se divide en dos fases: *front end* y *back end*. La fase *front end* se refiere a las actividades asociadas a la conversión, enriquecimiento del uranio y producción del combustible que se incorpora al reactor nuclear. Mientras que la fase *back end* contempla el reciclado del combustible, la disposición final del mismo, así como la limpieza, desmantelamiento y rehabilitación del sitio de la planta. (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015)

En el caso de México la fase *front end* tiene un costo de 4.67 dólares por MWh, según cifras del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ) y la fase *back end* un costo de 2.33 dólares/MWh (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015). En conjunto estas dos cifras suman 7 dólares por MWh, lo cual se emplea en este trabajo para los ejercicios de simulación y análisis.

Al multiplicar el costo del combustible nuclear (7.0 dolares/MWh) por la generación bruta anual de la central se obtiene un costo del combustible nuclear de \$78.6 millones de dólares anuales.



Tabla 4
Costo Anual del Combustible en el Ciclo Combinado.

Periodo	Precio del gas natural dólares/mmbtu	Costo de Combustible dólares/MWh	Costo Total del Combustible Millones de dólares
0	3.6	20.5	79,233,724
1	4.0	22.6	87,093,587
2	4.4	25.3	97,599,792
3	4.9	28.1	108,327,381
4	5.1	28.9	111,636,604
5	5.2	29.3	113,119,812
6	5.3	30.1	116,216,414
7	5.5	31.6	121,845,227
8	5.8	33.1	127,863,304
9	6.1	34.7	133,882,237
10	6.4	36.4	140,475,116
11	6.7	38.0	146,605,983
12	6.9	39.5	152,554,694
13	7.1	40.7	156,981,451
14	7.3	41.7	161,022,636
15	7.5	42.5	164,258,451
16	7.6	43.0	165,942,507
17	7.7	44.0	169,966,273
18	8.1	45.8	176,830,639
19	8.2	46.7	180,507,138
20	8.4	47.9	185,096,370
21	8.6	48.9	188,913,028
22	8.8	50.2	193,660,189
23	8.9	50.7	195,906,153
24	9.1	51.9	200,375,105
25	9.4	53.5	206,625,857
26	9.8	55.5	214,175,355
27	10.1	57.4	221,472,694
28	10.5	59.4	229,534,284
29	10.8	61.4	237,240,809

Fuente: elaboración propia con datos de COPAR (CFE, 2012).

En el caso del costo del combustible de la central de ciclo combinado se utilizan las estimaciones anuales del precio del gas natural de la AEO (American Energy Outlook, 2017), por lo que se modifican cada año. No obstante, se mantienen sin cambio a lo largo de cada uno de los años. El precio del gas natural y los costos del combustible de presentan en la Tabla 4.

El costo anual de combustible del ciclo combinado se obtiene al multiplicar el costo del combustible por MWh y la generación bruta de energía, con lo cual se obtiene un valor de 37.91 dólares/MWh al año.

2.1.3. Costo Nivelado del Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento (CNOM) de la central nuclear es de 123.6 millones de dólares anuales y para el ciclo combinado de 18.0 millones de dólares al año.



Siendo el costo nivelado para la nuclear de 11.0 dólares/MWh y de 4.65 dólares/MWh para el ciclo combinado.

2.1.4. Costo Total Nivelado de Generación sin Externalidades

El resultado del CTNG utilizando el modelo determinístico se obtiene al sumar los costos nivelados calculados para cada una de las tecnologías, como se muestran en la Tabla 5.



Tabla 5

Costo Total Nivelado de Generación – Nuclear y Ciclo Combinado

COSTOS NIVELADOS – Dólares/MWh		
	ABWR	CC
Costo Nivelado de Inversión	\$ 39.85	\$ 11.11
Costo Nivelado de Combustible	\$ 7.0	\$ 37.91
Costo Nivelado de Operación y Mto.	\$ 11.0	\$ 4.65
Costo Total Nivelado de Generación	\$ 57.85	\$ 53.67

Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

En la Gráfica 1, se muestra el porcentaje que cada uno de los costos nivelados tiene dentro del CTNG de cada tecnología. Se observa que el costo nivelado de inversión (CNI) en la central nuclear representa el mayor porcentaje (69%), de ahí la alta sensibilidad que tiene a cambios en la tasa de interés. Mientras que en el ciclo combinado es el costo nivelado del combustible (70%), por lo que el CTNG será muy sensible a cambios en el precio del gas natural.

Gráfica 1. Porcentaje de los costos nivelados dentro del CTNG – Nuclear y Ciclo Combinado



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

En la siguiente sección se incorporan las externalidades de las emisiones de CO2 en los costos del ciclo combinado

2.2. Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades

La razón por la cual se incorporan las externalidades de las emisiones de CO₂ de la tecnología de ciclo combinado, es debido a que en la actualidad la industria de generación de electricidad está considerando fuentes más limpias de generación (Secretaría de, 2016), y solicitando que las tecnologías que emiten CO₂ compensen a terceros a través de los bonos carbón (Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency, 2003).

El costo anual de las externalidades se obtiene al multiplicar la generación bruta por las emisiones de CO₂/MWh, que se estiman en 0.38 ton CO₂/MWh, según Gómez-Ríos (Gómez-Ríos M.-d.-C. , 2008), y por el precio de bonos carbón que se estiman en 19.167 dólares/MWh (éste valor se obtiene al aplicar la simulación Monte Carlo en la siguiente sección de este documento).

Tabla 6
Costo Total Nivelado de Generación incluye emisiones de CO₂ en el Ciclo Combinado

COSTOS NIVELADOS – Dólares/MWh		
	ABWR	CC
Costo Nivelado de Inversión	\$ 39.85	\$ 11.11
Costo Nivelado de Combustible	\$ 7.0	\$ 37.91
Costo Nivelado CO ₂	\$ 0.0	\$ 7.51
Costo Nivelado de O&M	\$ 11.0	\$ 4.65
Costo Total Nivelado de Generación	\$ 57.85	\$ 61.18

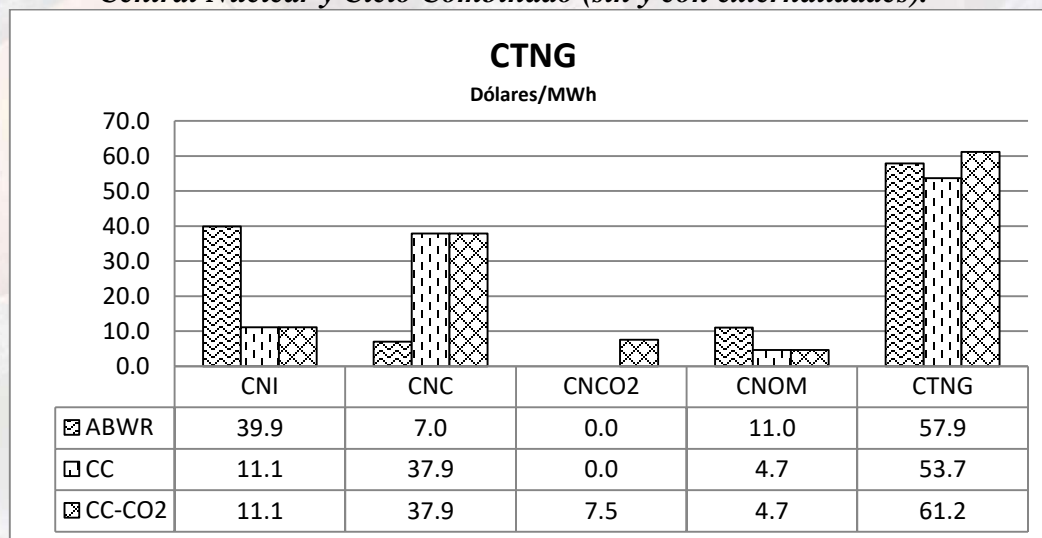
Fuente: elaboración propia con datos de COPAR (CFE, 2012).

El costo anual de las emisiones de CO₂ es de 28.1 millones de dólares. En la Tabla 6 se presenta un comparativo del CTNG de la central nuclear y del ciclo combinado que incluye las externalidades del CO₂.

Es importante mencionar que cuando se incluyen las emisiones de CO₂ en el ciclo combinado el CTNG es mayor que el obtenido en la central nuclear. Ver Gráfica 2.



Gráfica 2
Comparativo del Costo Total Nivelado de Generación de la Central Nuclear y Ciclo Combinado (sin y con externalidades).



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

Cabe señalar que en simulación Monte Carlo solo se considera el caso del ciclo combinado con externalidades y la nuclear.

3. Estimaciones y Resultados del Método Estocástico

El objetivo del modelo estocástico es incorporar información histórica de las principales variables de entrada, a través de funciones de densidad de probabilidad, que permitan incorporar mayor información al momento de generar las variables de salida. Lo anterior, es de suma importancia cuando se evalúan proyectos de inversión de largo plazo, como es el caso que nos ocupa, donde es poco probable que las variables de entrada permanezcan constantes.

La simulación, en este caso Monte Carlo, se usa para problemas con condiciones de operación complejas (que involucran un número relativamente alto de eventos), que desde hace varios años está siendo aplicada en la industria de generación de energía eléctrica en la cual el modelado analítico es demasiado complicado (Richard M Fledman, 2010). Utilizar un programa de computación (software) que genere variables aleatorias es de gran utilidad ya que se reduce el número de operaciones a realizar, así como el tiempo para obtener los resultados. Cabe indicar que la simulación Monte Carlo solo entregará datos tan precisos como sea el modelo al que se aplica, por lo que el tener un entendimiento completo del problema es vital para que los resultados obtenidos sean relevantes (Li, 2013).

De acuerdo con Feldman (Richard M Fledman, 2010), en proyectos que involucran grandes inversiones, como los analizados en este documento



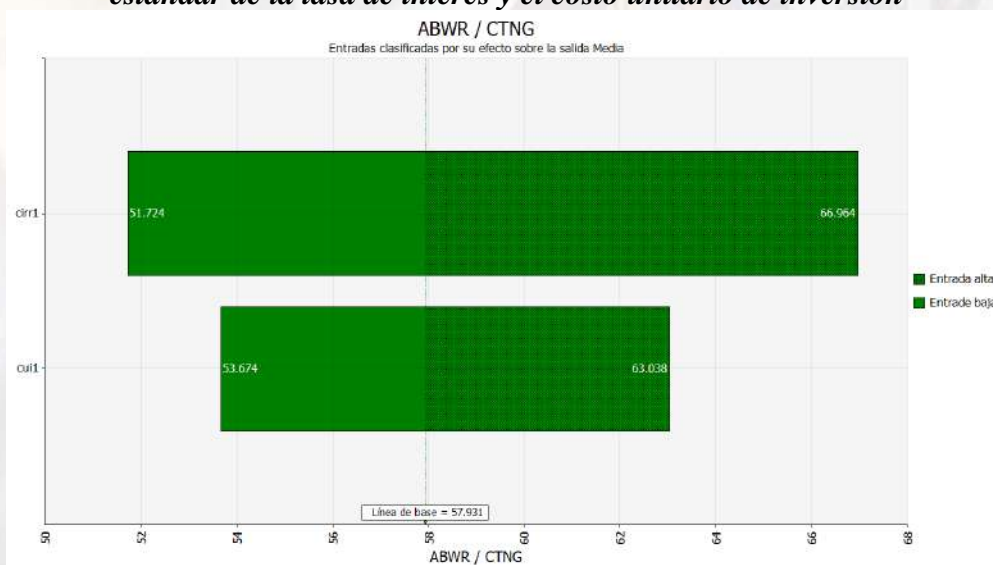
(centrales nucleares y de ciclo combinado), es una práctica común utilizar tanto modelos determinísticos como modelos estocásticos para una toma de decisiones robusta.

En esta sección se emplea información histórica de las variables de entrada $X_{1t}, X_{2t}, \dots, X_{nt}$, $t = 1, 2, \dots, T$, bajo su función de densidad de probabilidad asociada $f_j(x_{jt})$, $j = 1, 2, \dots, n$. Mediante la función de distribución de probabilidad acumulada de mejor ajuste de cada una de las variables de entrada es posible simular su comportamiento en diferentes escenarios (Richard M Fledman, 2010) y estimar el valor esperado de diferentes variables (Li, 2013). Las variables de entrada que se han considerado en este documento son: el costo unitario de inversión (OECD Organisation for Economic Co-operation and Development, 2017), la tasa de descuento mensual CIRR (Commercial Interest Reference Rate) en el periodo enero 2009 marzo 2017 publicada por la OECD, y proyecciones del precio del gas natural 2017-2046 (American Energy Outlook, 2017).



Gráfica 3

Rango de variación del CTNG (nuclear) ante la variación de una desviación estándar de la tasa de interés y el costo unitario de inversión



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

En la Gráfica 3 se puede apreciar que el CTNG es más sensible a variaciones en la tasa de interés que a los costos de inversión, ya que si la tasa de interés aumenta una desviación estándar, el impacto sobre el CTNG pasa de 57.931 a 66.964 USD/MWh, en tanto que si disminuye una desviación estándar, el efecto sobre el CTNG pasa de 57.931 a 51.724 USD/MWh. Asimismo, si se incrementa el costo unitario de inversión, en una desviación estándar, entonces el CTNG se mueve de 57.931 a 63.038 USD/MWh. En el otro caso, si existe

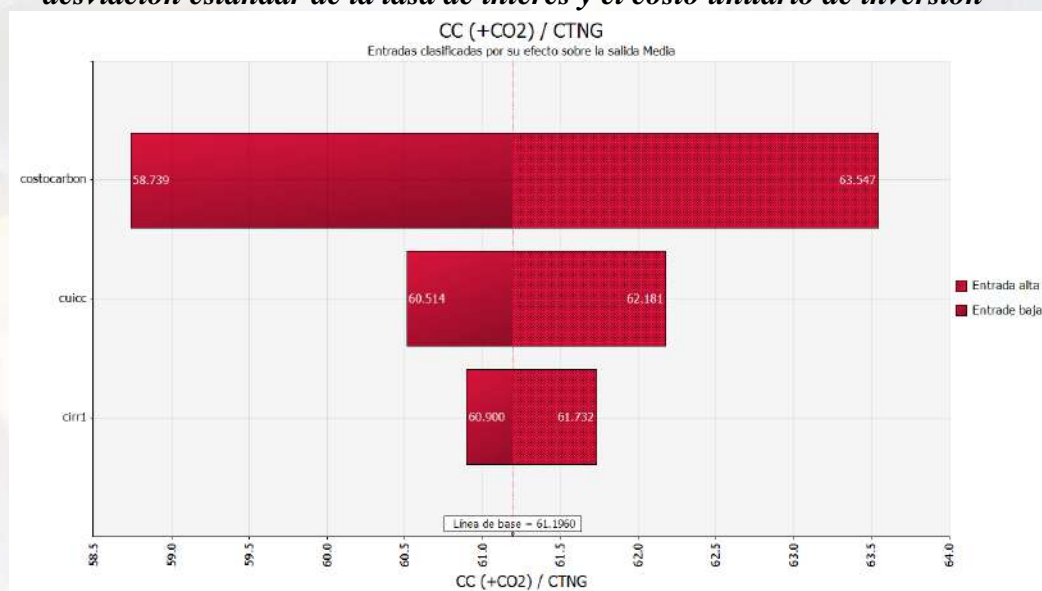
una caída en el costo unitario de inversión, el impacto sobre el CTNG pasa de 57.931 a 53.674 USD/MWh.

En la Gráfica 4 se puede observar que el CTNG es más sensible al costo de las emisiones de CO₂, luego al costo unitario de inversión y finalmente a la tasa de interés. De hecho, los rangos de variación, respectivamente, ante una variación de una desviación estándar pasan de 61.1960 a los intervalos (58,739, 63.547), (60.514, 62.181) y (60.900, 61.732) USD/MWh. Esto es un indicador exploratorio de la conveniencia de la central nuclear, frente al ciclo combinado



Gráfica 4

Rango de variación del CTNG (ciclo combinado) ante la variación de una desviación estándar de la tasa de interés y el costo unitario de inversión



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

En la Gráfica 5 se muestra la función de densidad de probabilidad de mejor ajuste para el costo unitario de la central nuclear equipada con un reactor ABWR de tercera generación +, según el procedimiento de máxima verosimilitud, y el valor máximo (\$6,217 dólares/kWe), mínimo (\$4,480 dólares/kWe) y medio (\$5,025 dólares/kWe) (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015). La distribución de probabilidad encontrada es de tipo triangular, con una media y desviación estándar de \$5,240.57 dólares/kWe y \$362.67 dólares/kWe, respectivamente, y se ajustaron sus parámetros según la expresión de log-verosimilitud.

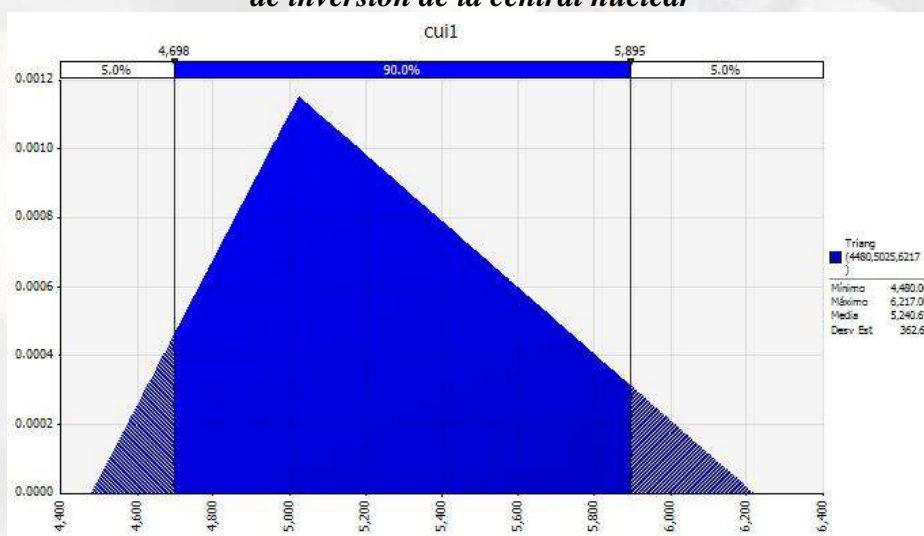
$$\max l = \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})]$$

$$f_i(x_{jt}) = I_{[a,c]} \left[\frac{2(x_{jt} - a)}{(b-a)(c-a)} \right] + I_{[c,c]} \left[\frac{2}{b-a} \right] + I_{(c,b]} \left[\frac{2(b-x_{jt})}{(b-a)(b-c)} \right]$$



y la prueba de razón de verosimilitud $\lambda = \frac{\max \theta_0}{\max \theta_1}$. Más aún, en la Gráfica 5 se puede observar que existe un 90% de probabilidad de que el costo unitario de inversión se encuentre en el rango de \$4,698 dólares/kWe y \$5,895 dólares/kWe.

Gráfica 5
Distribución de probabilidad del costo unitario de inversión de la central nuclear



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

En la Gráfica 6 se muestra la función de densidad de probabilidad de mejor ajuste para el ciclo combinado, con valor máximo (\$1,289 dólares/kWe), mínimo (\$1,014 dólares/kWe) y medio (\$1,021 dólares/kWe) (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015). La distribución de probabilidad encontrada es de tipo triangular, con una media y desviación estándar de \$1,108.0 dólares/kWe y \$64.0 dólares/kWe, respectivamente, y se ajustaron sus parámetros según la expresión de log-verosimilitud



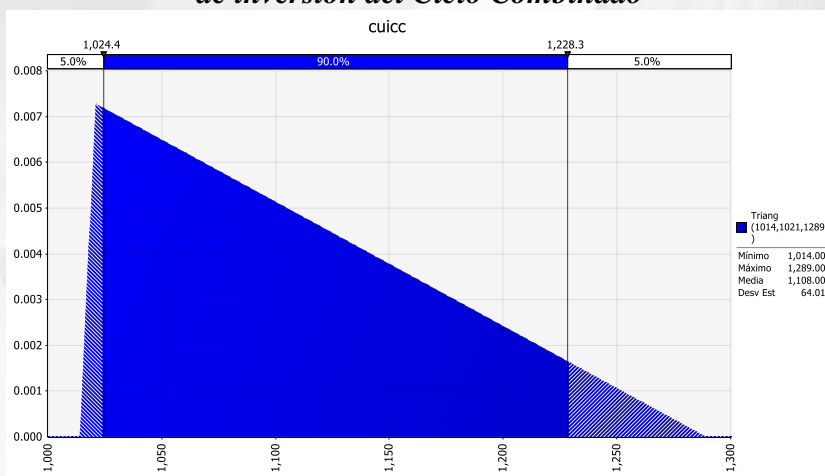
$$máx l = \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})]$$

$$f_i(x_{jt}) = I_{[a,c]} \left[\frac{2(x_{jt} - a)}{(b - a)(c - a)} \right] + I_{[c,c]} \left[\frac{2}{b - a} \right] + I_{(c,b]} \left[\frac{2(b - x_{jt})}{(b - a)(b - c)} \right]$$



y la prueba de razón de verosimilitud $\lambda = \frac{máx \theta_0}{máx \theta_1}$. En la Gráfica 6 se muestra que existe 90% de probabilidad de que el costo unitario de inversión se encuentre en el rango de \$1,024.4 dólares/kWe y \$1,228.3 dólares/kWe.

Gráfica 6
Distribución de probabilidad del costo unitario de inversión del Ciclo Combinado



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).



En el caso de la tasa de descuento se ha tomado como referencia la Commercial Interest Reference Rates (CIRR) (OECD Organisation for Economic Co-operation and Development, 2017), que es la tasa de interés que se aplica en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para financiar proyectos de largo plazo, y del cual, México es miembro. También se ha incluido un factor de ajuste que incluye el riesgo-país de México, que el 27 de abril de 2017 fue de 199 punto (Ámbito.com, 2017).

En la Gráfica 7, se muestra el comportamiento histórico de la CIRR, de enero de enero 2009 a abril de 2017. Bajo este conjunto de información la función de densidad de probabilidad que mejor se ajusta es una Weibull, con media de la función de 3.0281 y desviación estándar de 0.6006.

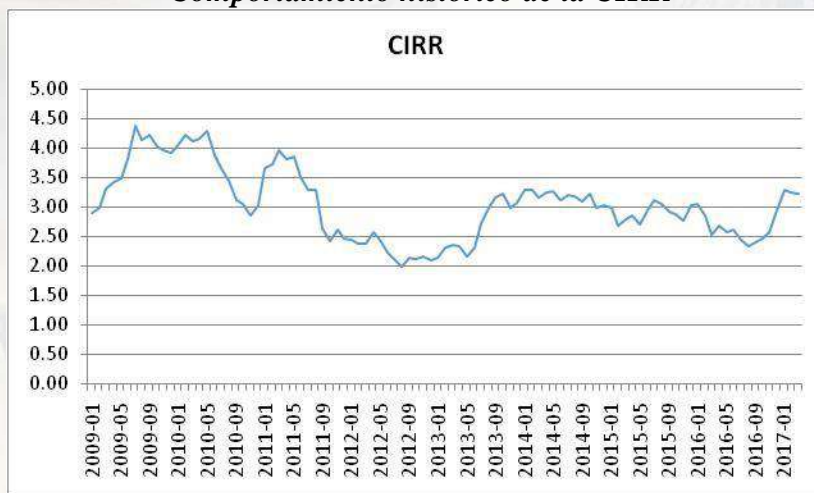




$$\begin{aligned}
 \text{máx } l &= \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})] \\
 f_i(x_{jt}) &= \begin{cases} \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{x_{jt}}{\alpha}\right)^{\beta-1} \exp\left[-(x_{jt}/\alpha)^\beta\right] & \text{si } x_{jt} \geq 0 \\ 0 & \text{si } x_{jt} < 0 \end{cases}
 \end{aligned}$$

Más aún, en la Gráfica 8 se puede observar que existe un 92% de probabilidad de que la CIRR se encuentre en el rango de 2.13% y 4.16%.

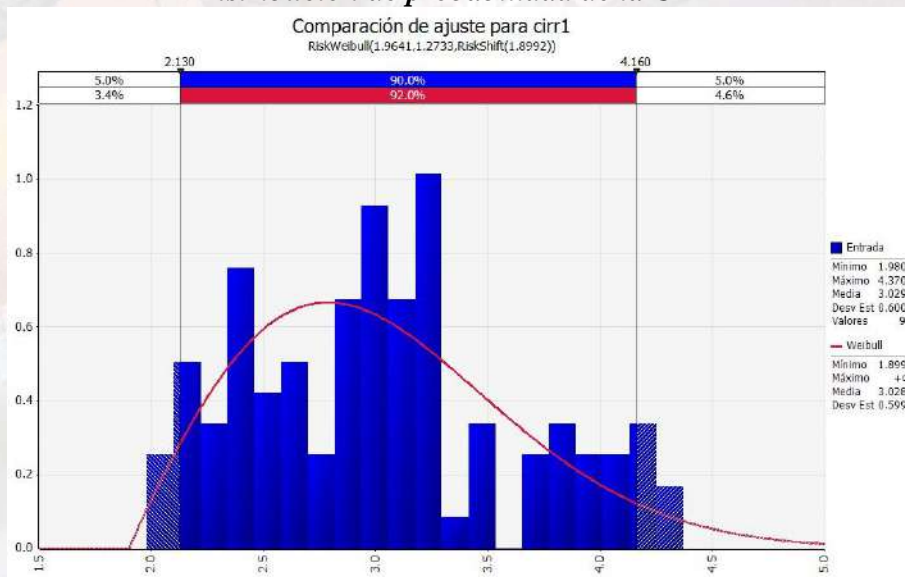
Gráfica 7
Comportamiento histórico de la CIRR



Fuente: elaboración propia con datos de (OECD, 2017).



Gráfica 8
Distribución de probabilidad de la CIRR



Fuente: elaboración propia con datos de (OECD, 2017).

En la Gráfica 8 se muestra la función de densidad de probabilidad de mejor ajuste para el precio de los bonos carbón, con valor máximo de \$30.0 dólares por tonelada de CO₂, mínimo \$7.5 dólares/ton CO₂ y medio de \$20 dólares/ton CO₂ (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015). La distribución de probabilidad encontrada es de tipo triangular, con una media y desviación estándar de \$19.167 dólares/ton CO₂ y \$4.602 dólares/ton CO₂, respectivamente, y se ajustaron sus parámetros según la expresión de log-verosimilitud

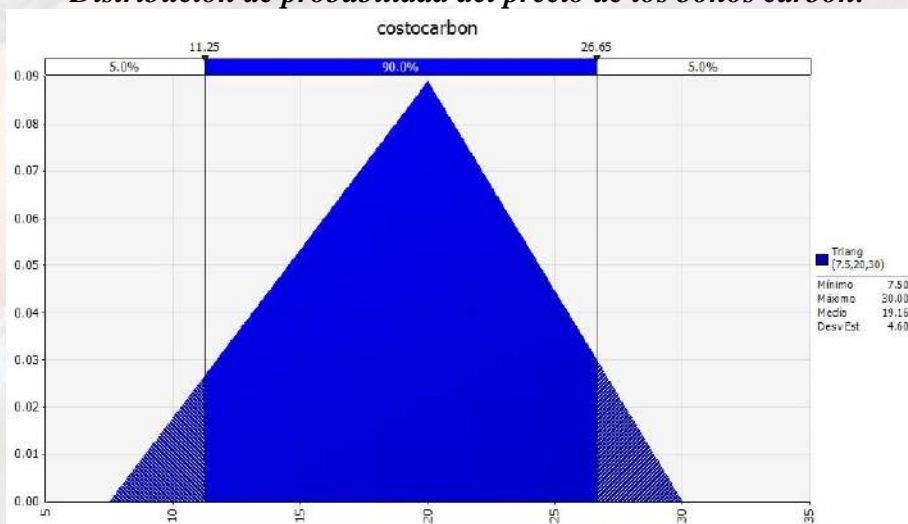
$$\text{máx } l = \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})]$$

$$f_i(x_{jt}) = I_{[a,c)} \left[\frac{2(x_{jt} - a)}{(b - a)(c - a)} \right] + I_{[c,c]} \left[\frac{2}{b - a} \right] + I_{(c,b]} \left[\frac{2(b - x_{jt})}{(b - a)(b - c)} \right]$$

y la prueba de razón de verosimilitud $\lambda = \frac{\text{máx } \theta_0}{\text{máx } \theta_1}$. Más aún, en la Gráfica 9 se puede observar que existe 90% de probabilidad de que el precio de los bonos carbón se encuentre en el rango de \$11.25 dólares/ton CO₂ y \$26.65 dólares/ton CO₂.



Gráfica 9
Distribución de probabilidad del precio de los bonos carbón.



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

Mediante las funciones de distribución de probabilidad de las principales variables de entrada (costo unitario de inversión, tasa de descuento y precio de los bonos carbón), y utilizando la versión 7.5 del software @RISK, se realizaron simulaciones de 100; 500; 1,000; 5,000; 10,000; 50,000 y 100,000 iteraciones. Los resultados se presentan en el Tabla 7.

Tabla 7
Comparativo de medias utilizando simulación Monte Carlo

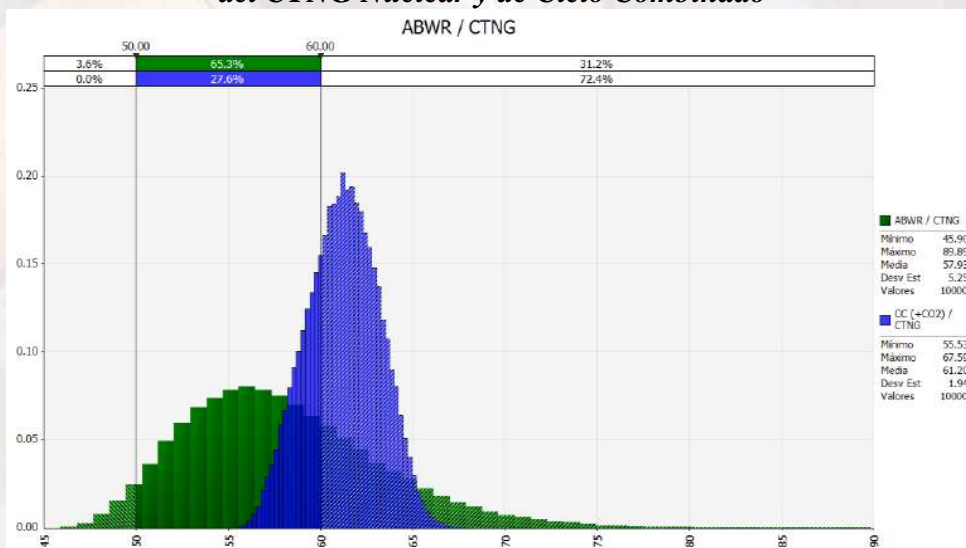
	ABWR	CC
	Medias	Medias
Iteraciones	Dólares/MWh	Dólares/MWh
100	57.893	61.206
500	57.948	61.203
1,000	57.931	61.202
5,000	57.932	61.202
10,000	57.930	61.203
50,000	57.930	61.202
100,000	57.931	61.201

Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

Debido a que los resultados de la tabla 7 presentan diferencias marginales sobre las medias, la autora aplicará 100,000 iteraciones en la simulación Monte Carlo para lograr un análisis más cercano al valor real.



Gráfica 10
Comparativo de funciones de distribución de probabilidad
del CTNG Nuclear y de Ciclo Combinado



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

Las distribuciones de probabilidad resultantes de la central nuclear y ciclo combinado, aplicando el software @RISK, se presentan en la Gráfica 10. En el caso de la central nuclear se obtuvo una media de \$57.931 dólares/MWh, una desviación estándar de \$5.258 dólares/MWh y una probabilidad de que el CTNG se encuentre en el rango de \$50 a \$60 dólares/MWh de 65.3%. Mientras que, para el ciclo combinado, la media es de \$61.201 dólares/MWh, una desviación estándar de \$1.944 dólares/MWh y una probabilidad de que el CTNG se encuentre en el rango de \$50 a \$60 dólares/MWh de 27.6%

4. Comparación de Resultados del Modelo Determinístico y Estocástico

Al comparar el resultado obtenido del CTNG bajo el modelo determinístico con el resultado del modelo estocástico, se observa claramente que el modelo estocástico proporciona mayor información de lo que pudiera pasar con las variables de entrada en los siguientes 60 años y que afectarían el CTNG durante la operación de la central nuclear y de ciclo combinado.

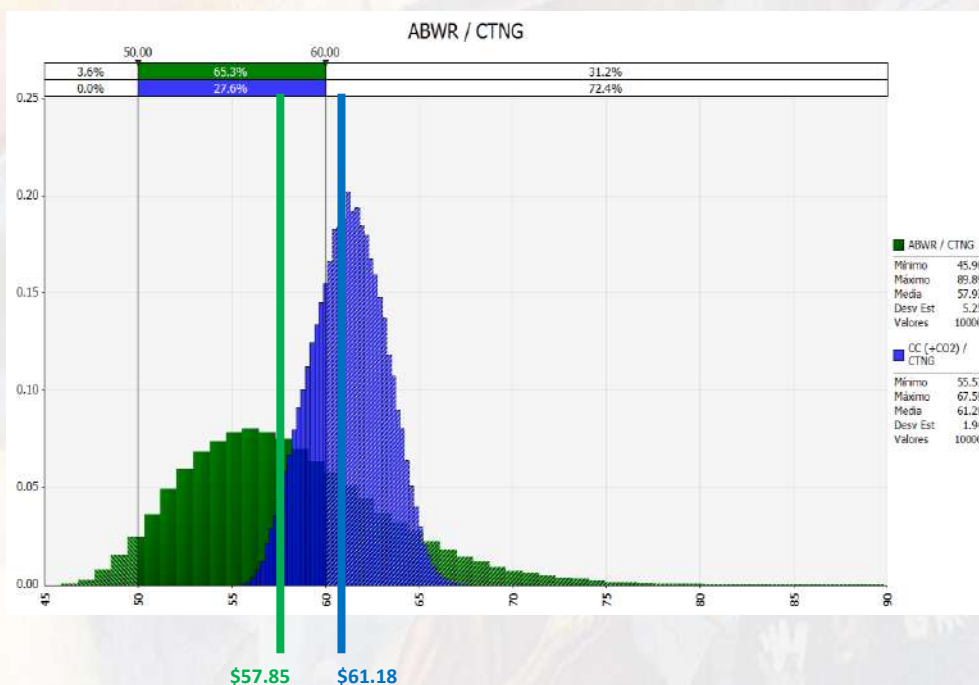
En el caso de la central nuclear, el modelo determinístico únicamente proporciona un solo dato para el CTNG, \$57.85 dólares/MWh, como se observa en la Gráfica 11, mientras que la simulación Monte Carlo muestra que hay un 65.3% de probabilidad de que el CTNG de la central nuclear se ubique entre \$50 dólares/MWh y \$60 dólares/MWh.

En tanto que el CTNG del ciclo combinado con el modelo determinístico es de \$61.18 dólares/MWh, y en la simulación Monte Carlo se observa que hay



27.6% de probabilidad de que el CTNG se ubique entre \$50 dólares/MWh y \$60 dólares/MWh.

Gráfica 11
Comparación de los Resultados del Modelo
Determinístico y Simulación Monte Carlo



Fuente: elaboración propia con datos de Nuclear Energy (NEA) 2015, International Energy Agency (IEA) 2015 y COPAR (CFE, 2012).

5. Conclusiones y Recomendaciones

El modelo determinístico solo proporciona un parámetro de entrada, que no se modifica a lo largo del período considerado, y el resultado es un valor de salida. En tanto que la simulación Monte Carlo, incorpora funciones de distribución de probabilidad asociadas a las variables de entrada, el uso de un software especializado, @Risk, que facilita los cálculos, reduce el tiempo de ejecución del modelo y proporciona una gráfica de distribución de probabilidad de los valores del CTNG que es fácilmente interpretable. Lo anterior, permite una toma de decisiones más enriquecedora.

El incorporar modelos estocásticos a la tasa de interés es de gran relevancia para este tipo de proyectos que son intensivos en capital, ya que cualquier modificación en la tasa de interés tiene un efecto importante sobre los costos de la central.

En proyectos como los presentados en este trabajo (centrales nucleares y de ciclo combinado), considerados de largo plazo, se recomienda el uso de modelos estocásticos para identificar el impacto que generan modificaciones en las



variables de entrada sobre los resultados, con lo cual, se tiene una idea mas clara del impacto que pueden tener sobre los CTNG cada una de las variables de entrada.

Energía nuclear es limpia y medio ambiente



6. Trabajos futuros

Los trabajos futuros que se tienen considerados son: aplicar la metodología del CTNG a otras tecnologías de generación de energía eléctrica como las solares y eólicas, y comparar los resultados de los modelos estocásticos de las diferentes tecnologías contra las centrales nucleares y de ciclo combinado a fin de identificar las variables de entrada que mayor impacto tienen sobre los CTNG en cada de las tecnologías mencionadas.

Bibliografía

Ámbito.com. (27 de Abril de 2017). *Ámbito.com*. Obtenido de MEXICO - Riesgo País (Embi+ elaborado por JP Morgan): <http://www.ambito.com/economia/mercados/riesgo-pais/info/?id=10>

American Energy Outlook. (2017). American Energy Outlook.

Comisión Federal de Electricidad. (2012). *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR)*. Subdirección de Programación, Comisión Federal de Electricidad.

Faulín, J. J. (2005). *Simulación de Monte Carlo con excel*. Técnica Administrativa, 1 - 14.

Gómez-Ríos, M. d. (2016). *Aplicación de modelos estocásticos en centrales nucleares generadoras de energía eléctrica para detectar el impacto que tiene la volatilidad de los mercados financieros en los costos nivelados de generación*. En C. IMEF, *Tópicos actuales de Finanzas* (págs. 220 - 260). Guadalajara Jal, México.

Gómez-Ríos, M.-d.-C. (Octubre de 2008). *La Energía Nuclear: una alternativa de generación de energía eléctrica de carga base en México*. Tesis Doctoral.

Hrafinkelsson, B. a. (2016). *A Method for Estimating Annual Energy Production Using Monte Carlo Wind Speed Simulation*. *Energies*, 9(4), 286.



IAEA Nuclear Energy Series. (2016). Preparation of a Feasibility Study for New Nuclear Power Projects. Training Course/Workshop on Feasibility Studies for Nuclear Power Projects. Beijing, China.

International Energy Agency. (2013). Competitiveness & energy. World .

International Energy Agency. (2013). The changing energy map: Its implications for economic competitiveness. Friends of Europe.

Karkhov, A. (2002). Economic evaluation of bids for nuclear power plants. Atomnaya Tekhnika za Rubezhom, 23 - 26.

Khindanova, I. (2013). A Monte Carlo Model of a Wind Power Generation Investment. The Journal of Applied Business and Economics, 15(1), 94.

Li, W. (2013). Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. Springer Science & Business Media.

Matheu, M. (2014). Energy Driving Industrial Competitiveness. International Symposium <<The Future of Industries >>.

Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA). (2015). Projected Costs of Generating Electricity.

OECD Organisation for Economic Co-operation and Development. (2017). The arrangement for officially supported export credits.

Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency, O. (2003). Nuclear Electricity Generation: What are the external costs? OECD / NEA.

Richard M Fledman, C. V.-F. (2010). Applied Probability and Stochastic Processes. Springer.

Rode, D. C. (2001). Monte Carlo methods for appraisal and valuation: a case study of a nuclear power plant. The Journal of Structured Finance, 7(3), 38 - 48.

Roques, F. (2006). Power generation investments in liberalised markets: methodologies to capture risk, flexibility, and portfolio diversity. Économies et Sociétés, 40(10/11), 1563.

Secretaría de, E. (2016). PRODESEN. Programa Nacional de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. 2016-2030.



Vithayasrichareon, P. a. (2010). Electricity generation portfolio evaluation for highly uncertain and carbon constrained future electricity industries. IEEE PES General Meeting.

Vithayasrichareon, P. M. (2010). Electricity generation portfolio analysis for coal, gas and nuclear plant under future uncertainties. The 4th IASTED Asian conference on power and energy systems, AsiaPES.

Wada, K. a. (s.f.). Quantitative risk assessment of rising electricity prices in Japan.

