

EVOLUCIÓN PREVISTA DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE URUGUAY - 2012 a 2020

Autores¹: Fernanda Maciel^a, Ruben Chaer^b, Mario Vignolo^b

^a Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental – IMFIA

^b Instituto de Ingeniería Eléctrica – IIE

Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay

Abstract

La estimación del factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico es clave para el cálculo de la línea de base de emisiones para proyectos certificados como Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) que sustituyen energía de la red. Actualmente Uruguay está impulsando la expansión del sistema de generación de energía eléctrica principalmente en base a energías renovables autóctonas, además de sustituir combustibles derivados del petróleo por otros con menor factor de emisión, como el gas natural. Lo anterior implica un cambio sustancial del parque generador de energía en la próxima década y de las emisiones de CO₂ asociadas. En este trabajo se adapta una metodología de cálculo de la línea de base de emisiones para su incorporación al software SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica), que se utiliza para la modelación del sistema eléctrico uruguayo y por lo tanto permite modelar tanto el parque generador de energía actual como el proyectado para el futuro. A partir de esta herramienta se evalúa la evolución del factor de emisión de CO₂ en el período 2012-2020. El escenario del año 2020 se basa en un plan óptimo de expansión de la generación eléctrica en Uruguay. Los resultados obtenidos indican una fuerte disminución del factor de emisión entre 2012 y 2020, pasando de valores medios (para 100 simulaciones realizadas en el SimSEE) en el entorno de 0.60 tCO₂/MWh a 0.16 tCO₂/MWh. En este posible escenario considerado para 2020 se estima que el CDM no actuará como un fuerte incentivo en Uruguay para el desarrollo de proyectos de generación en base a fuentes renovables no tradicionales.

¹ Contacto:

Ing. Civil Fernanda Maciel
Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay
Julio Herrera y Reissig 565 – CP: 11300
Tel: 27115278 ext 236
fmacielfing.edu.uy

Acrónimos

BM: factor de emisión de margen de construcción.

CDM: mecanismo de desarrollo limpio.

CM: factor de emisión de margen combinado.

EF: factor de emisión en tCO₂/MWh.

GEI: gases de efecto invernadero.

HCMR²: “high-cost/may-run”. Los recursos HCMR son todos aquellos que no se definen como LCMR (ver definición de LCMR más abajo).

JE: Junta Ejecutiva del CDM.

LCMR: “low-cost/must-run”. Los recursos LCMR son aquellos con costo marginal de generación bajo o que son despachados independientemente de la carga diaria o estacional de la red.

OM: factor de emisión de margen operativo.

CERs: reducciones certificadas de las emisiones.

SimSEE: simulador de sistemas de energía eléctrica.

UNFCCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas.

Introducción

La estimación del factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico es clave para el cálculo de la línea de base de emisiones para proyectos certificados como Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM por sus siglas en inglés) que sustituyen energía de la red. Es decir, para proyectos CDM que suministran electricidad a la red o que resultan en un ahorro de electricidad que hubiera sido proporcionada por la red, por ejemplo, proyectos de generación de energía renovable o de eficiencia energética.

Por otro lado, Uruguay está impulsando actualmente la expansión del sistema de generación de energía eléctrica principalmente en base a energías renovables autóctonas como la eólica, la mini-hidráulica y la solar. También se está incorporando gas natural a la matriz energética, lo que sustituirá en la práctica el uso de combustibles derivados de petróleo como el gasoil y fuel oil, llevándolos a niveles reducidos. Lo anterior implica un cambio sustancial del parque generador de energía en la próxima década y de las emisiones de CO₂ asociadas.

Por lo tanto, uno de los objetivos del presente trabajo es adaptar una metodología de cálculo de la línea de base de emisiones para su incorporación al software SimSEE - Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica (Chaer, 2008 [1], iee.fing.edu.uy/simsee).

El SimSEE se utiliza para la modelación del sistema eléctrico, por lo que permite modelar tanto el parque generador de energía actual como el proyectado para el futuro. Así, el segundo objetivo consiste en calcular el factor de emisión de CO₂ en dos escenarios distintos del sistema eléctrico: actual (año 2012) y en el año 2020. Mediante la comparación de los resultados obtenidos es posible evaluar cómo variarán los incentivos para la certificación de proyectos CDM en nuestro país.

² El término high-cost/may-run (HCMR) es propuesto por los autores, no es un término utilizado por la UNFCCC.

Antecedentes

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés) cuenta entre sus miembros a casi todos los países del mundo y es el Tratado que sirve de base al Protocolo de Kyoto de 1997. En el contexto del Protocolo, cuyo primer período de cumplimiento entró en vigencia en 2005, 37 Estados —Estados industrializados o en proceso de transición a una economía de mercado— tienen compromisos jurídicamente vinculantes de limitación y reducción de las emisiones. El objetivo último de ambos tratados es estabilizar las concentraciones de GEI en la atmósfera situándolas en un nivel que impida interferencias humanas nocivas en el sistema climático.

El primer plazo de cumplimiento del Protocolo de Kyoto expiró a fines de 2012. En diciembre de ese mismo año se acordó en la cumbre del cambio climático realizada en Doha, Qatar, un segundo período de compromiso del Protocolo de Kyoto de 2013 a 2020. Sin embargo, en este segundo período se retiran del compromiso de limitar o reducir las emisiones varios países: Japón, Canadá, Nueva Zelanda y Rusia. Así solo quedan con obligaciones la Unión Europea, Australia, Noruega, Islandia, Croacia, Kazajistán, Liechtenstein y Mónaco (UNFCCC, 2012 [2]).

El CDM es uno de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto, concebido para facilitar el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por países industrializados. Es supervisado por la Junta Ejecutiva (JE) del CDM y se encuentra bajo la guía de la Conferencia de las Partes de la UNFCCC.

En virtud del CDM, los proyectos que demuestren causar una reducción neta de emisiones con respecto a un escenario de referencia (situación sin proyecto) en los países en desarrollo, pueden conseguir créditos negociables de compensación de las emisiones, conocidos con el nombre de reducciones certificadas de las emisiones (CERs por sus siglas en inglés). Cada una de éstas equivale a 1 tonelada de dióxido de carbono. Los países con un compromiso de reducción o limitación de las emisiones en el marco del Protocolo de Kyoto pueden utilizar las CERs para cubrir una parte de sus obligaciones en virtud del Protocolo (UNFCCC, 2007 [3]).

Para estimar la reducción de emisiones de GEI de un determinado proyecto se requiere seguir los siguientes pasos:

- Estimación de las emisiones de la línea de base a partir de una metodología seleccionada.
- Estimación de las emisiones del proyecto que se desea certificar como CDM.
- Estimación de la reducción de emisiones de GEI debido a la implementación del proyecto.

A efectos del presente proyecto interesa adaptar una metodología de cálculo de las emisiones de la línea de base del sistema eléctrico uruguayo para su uso general, independiente del tipo proyecto que se desee registrar como CDM.

La metodología de línea de base describe los pasos que deben ser tomados en cuenta para identificar el escenario más probable en ausencia del proyecto CDM, para el cálculo de las emisiones correspondientes a dicho escenario y de la reducción de emisiones que implica el proyecto. Dicha metodología debe estar previamente aprobada por la JE del CDM.

Para el caso de Uruguay, una de las metodologías aprobadas consiste en la combinación de dos factores de emisión, el margen operativo (OM por sus siglas en inglés) y el margen de construcción (BM por sus siglas en inglés), de acuerdo al procedimiento descrito en el "Tool to calculate the emission factor for an electricity

system” [4] de la UNFCCC. El margen operativo permite estimar el factor de emisiones de los generadores que hubieran operado en lugar del proyecto CDM propuesto. El margen de construcción permite estimar el factor de emisiones de los generadores que hubiesen sido construidos en lugar del proyecto CDM propuesto. Este procedimiento ya ha sido utilizado para el cálculo de las emisiones del sistema eléctrico uruguayo por UTE (2009 [5]) y por diversos proyectos de reducción de emisiones aprobados por la Unidad de Cambio Climático de la Dirección Nacional de Medio Ambiente, registrados o en vías de registrarse como CDM [6].

Metodología

Como se mencionó en la Sección anterior la metodología de cálculo del factor de emisión de CO₂ que se propone está basada en el documento “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” [4]. No se pretende sustituir el procedimiento descrito en el dicho documento, sino que se trata de adaptar la metodología allí descrita para su aplicación en el SimSEE. Esta adaptación está pensada para su utilización en el cálculo de emisiones del sistema eléctrico de Uruguay.

El documento base propone la utilización de datos observados para realizar los cálculos. Su incorporación al SimSEE hace posible calcular el factor de emisión también en años futuros, a partir de simulaciones de la operación del sistema eléctrico con una política de operación óptima. Por lo tanto, permite tener en cuenta aspectos del futuro como el aumento de la demanda de energía, o la incorporación de nuevas unidades/plantas generadoras que estén proyectadas para un futuro cercano.

Sin embargo, debido a incertidumbres acerca del futuro como pueden ser los aportes a las represas, la rotura de máquinas, variación del precio del petróleo, entre otras, existen diversas posibilidades en cuanto a la operación del sistema eléctrico, las cuales se representan mediante el número de crónicas de la simulación. Para cada crónica el factor de emisión anual de CO₂ calculado es distinto. Por lo tanto, para cada año del período de simulación, no se tiene un solo valor del factor de emisión del sistema sino su rango de variación y la distribución de los valores.

A partir del “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” [4] el factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico se determina mediante el cálculo del factor de emisión de margen combinado (CM por sus siglas en inglés), denominado $EF_{grid,CM,y}$, en toneladas de CO₂ emitidas por cada MWh de energía generada en el año y . Éste es el resultado de un promedio ponderado de dos factores de emisión pertenecientes al sistema eléctrico: **1)** el OM, y **2)** el BM. El factor de emisión OM ($EF_{grid,OM,y}$) se refiere al grupo de generadores existentes cuya generación actual de electricidad se verá afectada por el proyecto o actividad propuesta. El factor de emisión BM ($EF_{grid,BM,y}$) se refiere al grupo futuro de plantas cuya construcción y futura operación se verán afectadas por el proyecto o actividad propuesta.

1) Se incorporaron al SimSEE tres procedimientos de cálculo del factor de emisión OM ($EF_{grid,OM,y}$): OM simple ($EF_{grid,OMsimple,y}$), OM simple ajustado ($EF_{grid,OM-adj,y}$), y OM promedio ($EF_{grid,OM-ave,y}$). El documento también propone un cuarto método para el cálculo del factor OM, con análisis de datos de despacho. Dicho método es aplicable a un proyecto CDM específico. No se utiliza debido a que el objetivo del trabajo es evaluar la evolución de la línea de base de emisiones independientemente del tipo de proyecto o actividad que se desee incorporar al sistema.

El factor **OM simple** se calcula a partir de la ecuación (1) como el promedio ponderado -según la generación de energía- de las emisiones de CO₂ de todos los generadores del sistema, sin incluir los que son “low-cost/must-run” (LCMR), por unidad de energía eléctrica neta generada (en tCO₂/MWh). Los recursos LCMR se definen como aquellos con costo marginal de generación bajo o que son despachados independientemente de la carga diaria o estacional de la red. Típicamente está

incluidas: generación hidroeléctrica, geotermal, viento, biomasa de bajo costo, nuclear y solar. De lo contrario se denominan high-cost/may-run (HCMR). El factor de emisión OM simple puede ser utilizado solamente si los recursos LCMR constituyen menos del 50% de la generación total del sistema.

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_m (EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (1)$$

Donde:

$EG_{m,y}$ = generación neta de electricidad entregada a la red por la unidad m e el año y (MWh).

$EF_{EL,m,y}$ = factor de emisión de CO_2 de la unidad m en el año y (tCO_2/MWh).

m = todas las unidades generadoras en el año y exceptuando las que son LCMR.

El SimSEE acumula anualmente, para cada crónica de la simulación, la energía neta generada por cada unidad ($EG_{m,y}$). A partir de ésta y del $EF_{EL,m,y}$ (ingresado por el usuario) calcula el $EF_{grid,OMsimple,y}$ para cada año y del período de simulación, considerando solamente los generadores LCMR.

El factor **OM simple ajustado** es una variante del OM simple, que considera por separado los generadores (incluyendo las importaciones) LCMR (k) y HCMR (m). Al igual que el OM simple, se calcula en base a la energía neta generada por cada unidad y su factor de emisión, según la ecuación (2).

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \times \frac{\sum_m (EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \times \frac{\sum_k (EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y})}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (2)$$

Donde:

λ_y = (lambda) factor que expresa el porcentaje de tiempo en que las unidades LCMR marginan en el año y (h/h).

$EG_{m,y}$ = generación neta de electricidad entregada a la red por la unidad m en el año y (MWh).

$EG_{k,y}$ = generación neta de electricidad entregada a la red por la unidad k en el año y (MWh).

$EF_{EL,m,y}$ = factor de emisión de CO_2 de la unidad m en el año y (tCO_2/MWh).

$EF_{EL,k,y}$ = factor de emisión de CO_2 de la unidad k en el año y (tCO_2/MWh).

m = todas las unidades generadoras en el año y exceptuando las que son LCMR.

k = todas las unidades generadoras en el año y que son LCMR.

El SimSEE acumula anualmente, para cada crónica de la simulación, la energía neta generada por cada unidad ($EG_{m,y}$, $EG_{k,y}$). A partir de éstas, de λ_y y de los factores $EF_{EL,m,y}$ y $EF_{EL,k,y}$ (ingresados por el usuario) calcula el $EF_{grid,OM-adj,y}$ para cada año y del período de simulación, considerando todos los generadores LCMR y HCMR.

El parámetro λ_y se define como:

$$\lambda_y = \frac{\text{Número de horas que marginan las fuentes LCMR en el año } y}{\text{Número total de horas por año}} \quad (3)$$

Para su cálculo es necesario conocer la curva de duración de carga horaria en cada año y . Para estimar esta curva en el SimSEE se utiliza la división del paso de tiempo en postes que permite el programa. El número de postes y la duración de cada uno son definidos por el usuario. Para cada paso de tiempo (típicamente semanal para la simulación de un período de uno o más años) la potencia demandada queda ordenada en tantos intervalos como postes se definan, agrupándose las horas de mayor potencia en el poste 1, luego en el poste 2 y así sucesivamente. Asimismo, a cada poste se le asigna la potencia media de las horas definidas dentro del mismo. A mayor número de postes más se parecerá la curva de duración de carga estimada a la horaria.

Para cada año y crónica se ordena la potencia por poste de manera monótona decreciente y se grafica potencia versus horas del año, asignándole a la cantidad de horas de cada poste la potencia media asignada al mismo. En la Figura 1 (paso 1) se muestra un ejemplo de curva de duración de carga estimada en el SimSEE.

Para obtener el número de horas que marginan las fuentes LCMR se debe calcular, en primer lugar, la generación total anual (en MWh) de los generadores LCMR. Luego se debe llenar la curva de duración de carga con esta generación. Gráficamente se representa como una línea horizontal a través de la curva de duración de carga de tal forma que el área debajo de la curva (MW por hora) iguale la generación total de las unidades LCMR (paso 2 en la Figura 1). El número de horas a la derecha de la intersección entre la curva de duración de carga y la línea horizontal mencionada es el número de horas que marginan las fuentes LCMR (pasos 3 y 4 en la Figura 1). Si las líneas no se intersectan, se debe concluir que las fuentes LCMR no marginan y λ_y es igual a cero.

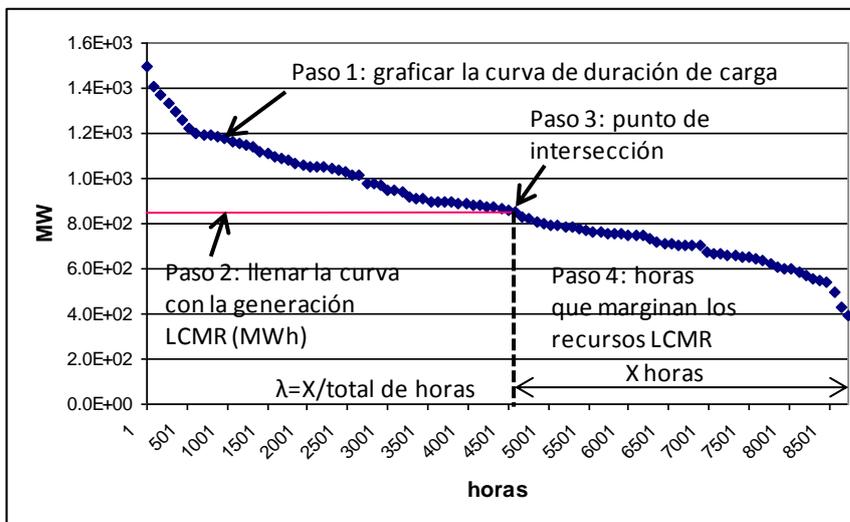


Figura 1 - Ejemplo de curva de duración de carga para un año y una crónica dados (representada mediante 100 valores).

El factor de emisión **OM promedio** se calcula como la tasa de emisión promedio de todas las unidades/plantas generadoras del sistema eléctrico. Se utiliza la misma metodología descrita arriba para el OM simple, pero incluyendo también las fuentes LCMR en la ecuación (1).

2) Para el cálculo del factor de emisión BM se seleccionan, siguiendo cierto procedimiento y teniendo en cuenta los generadores registrados como CDM, las unidades generadoras que han sido incorporadas más recientemente al sistema eléctrico y que generan al menos un 20% del total de la energía anual. El factor BM se calcula, para cada año y del período de simulación, como el promedio ponderado -

según la generación de energía- de los factores de emisión (tCO₂/MWh) de cada unidad/planta seleccionada, según la ecuación (4).

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum (EG_{n,y} \times EF_{EL,n,y})}{\sum_n EG_{n,y}} \quad (4)$$

Donde:

EG_{n,y} = generación neta de electricidad entregada a la red por la unidad *n* en el año *y* (MWh).

EF_{EL,n,y} = factor de emisión de CO₂ de la unidad *n* en el año *y* (tCO₂/MWh).

n = todas las unidades generadoras incluidas en el grupo seleccionado para el cálculo de BM en el año *y*.

Como se mencionó anteriormente para el cálculo de los factores OM, el SimSEE acumula anualmente, para cada crónica, la energía neta generada por cada unidad (EG_{n,y}). A partir de ésta y del EF_{EL,n,y} (ingresado por el usuario) calcula el EF_{grid,OB,y} para cada año y del período de simulación, considerando solamente los generadores incluidos en el grupo seleccionado para el cálculo de BM de dicho año.

Finalmente, a partir de los factores de emisión OM y BM, se calcula el factor de emisión de margen combinado (EF_{grid,CM,y}) para cada año *y* y para cada crónica de la simulación.

El factor de emisión CM se calcula como un promedio ponderado de los factores OM y BM, según la siguiente ecuación:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM} \quad (5)$$

Donde *w*_{OM} y *w*_{BM} son los pesos de los factores de emisión OM y BM, respectivamente. *w*_{OM} y *w*_{BM} dependen del tipo de proyecto CDM propuesto por el usuario:

- Para proyectos de energía eólica o solar *w*_{OM}=0.75 y *w*_{BM}=0.25
- Para otros proyectos *w*_{OM}=0.5 y *w*_{BM}=0.5

Estos pesos son los propuestos por el documento "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" [4] para el primer período de crédito del proyecto CDM.

Al incorporar el procedimiento de cálculo desarrollado anteriormente al SimSEE es posible obtener los distintos factores de emisión OM, el factor BM y el factor CM del sistema eléctrico, para cada año del período de simulación. Como se ha mencionado, debido a incertidumbres acerca del futuro como los aportes a las represas, la rotura de máquinas, variación del precio del petróleo, entre otras, existen diversas posibilidades en cuanto a la operación del sistema eléctrico, las cuales se representan mediante el número de crónicas de la simulación. Para cada crónica los factores de emisión anuales calculados son distintos. Por lo tanto, para cada año se obtiene el rango de variación de los factores de emisión y la distribución de sus valores.

Definición de los escenarios

Se modelaron en el SimSEE dos escenarios distintos del sistema eléctrico uruguayo: actual (2012) y en el año 2020. El escenario del año 2020 se basa en un plan óptimo de expansión de la generación eléctrica en Uruguay (León et al, 2011 [7]). Cabe destacar que esta es una hipótesis de un escenario posible para dicho año, que es consistente con los lineamientos de UTE de impulsar la expansión de energías

renovables y utilización de gas natural como remplazo de los combustibles derivados del petróleo.

Las principales diferencias entre los escenarios 2012 y 2020 consisten en:

- Mayor demanda de energía en el año 2020. Además del crecimiento vegetativo se proyecta un desarrollo industrial importante en los siguientes años lo que implica pasar de una demanda de 10154 GWh para el año 2012 a 16192 GWh para el año 2020.
- Para el año 2020 dejarán de utilizarse 48 MW de turbo vapor a fuel oil pesado en la central termoeléctrica “José Batlle y Ordóñez”.
- Se incorporará en 2015 una central de ciclo combinado de 540 MW que consumirá gas natural. Además, se prevé que aproximadamente 300 MW de turbinas a gasoil en la central termoeléctrica “Punta del Tigre” pasen a consumir gas natural.
- En el año 2014 aumentará en 500 MW la interconexión del sistema eléctrico de Uruguay con Brasil. Al incorporar la interconexión en el SimSEE se considera un alto grado de integración eléctrica e intercambio entre los dos países, basado en el trabajo de Chipp et al (2012 [8]).
- Al 2015 se prevén unos 1200 MW de potencia eólica adicional en el sistema eléctrico, y en 2020 se prevén unos 1800 MW de potencia eólica adicional respecto a 2012.
- Al 2015 se prevén 200 MW de generación con biomasa adicional en el sistema eléctrico.

El período de simulación abarca desde el 01/01/2012 al 31/12/2020. Como se ha mencionado en los puntos anteriores, se proyecta un desarrollo importante de la demanda, se van incorporando generadores eólicos, biomasa y generadores a gas natural. En la Tabla 1 se resumen los distintos generadores, sus años de ingreso al sistema eléctrico, el factor de emisión asociado a cada uno, la clasificación como LCMR o HCMR y como CDM o no CDM.

El factor de emisión de cada generador debe ser calculado por el usuario e incorporado como dato al SimSEE. Para una unidad m (o k) de la que se conoce datos de generación de energía y el tipo de combustible que utiliza, el factor de emisión se calcula en base al factor de emisión del CO₂ del tipo de combustible que utiliza y de la eficiencia de la unidad, según:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \times 3.6}{\eta_{m,y}} \quad (6)$$

Donde:

$EF_{EL,m,y}$ = factor de emisión de CO₂ de la unidad m en el año y (tCO₂/MWh).

$EF_{CO_2,m,i,y}$ = factor de emisión de CO₂ promedio para el tipo de combustible i utilizado en la unidad m en el año y (tCO₂/GJ).

$\eta_{m,y}$ = eficiencia promedio de conversión de energía neta de la unidad generadora m en el año y (tasa).

Para los generadores hidráulicos, eólicos y a biomasa el factor de emisión se asume igual a cero.

Para los generadores termoeléctricos, los factores de emisión se calcularon, en los casos que fue posible, a partir del documento de “Memoria Anual 2010” (UTE, 2010 [9]). Para generadores que no han sido incorporados aún al sistema eléctrico, como es el caso de la central de ciclo combinado que utiliza gas natural (CC470_GN, ver Tabla 1) y las turbinas a gasoil en la central termoeléctrica “Punta del Tigre” pasen

4º Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía
Montevideo, Uruguay, 8 y 9 de abril de 2013

a consumir gas natural (PTI_GN, ver Tabla 1), se consideraron factores de emisión estimados (Lazard, 2011 [10]).

Tabla 1 – Resumen de los generadores del sistema eléctrico.

| Nombre | Descripción | Año de ingreso al sistema | EF (tCO ₂ /MWh) | LCMR/HCMR | CDM |
|--------------------|--|---|----------------------------|-----------|-----|
| Bonete | Generador hidroeléctrico con embalse. Potencia máxima generable: 155.2 MW. | 1946 | 0 | ✓ | |
| SalaB_FO | Generador termoeléctrico que utiliza fuel oil como combustible. Potencia máxima: 48 MW. | 1955 (a partir de 2015 queda fuera de servicio). | 0.894 | | |
| Baygorria | Generador hidroeléctrico de pasada. Potencia máxima generable: 108 MW. | 1960 | 0 | ✓ | |
| CB-5ta-FOP | Generador termoeléctrico que utiliza fuel oil como combustible. Potencia máxima: 75 MW. | 1970 | 0.838 | | |
| CB-6ta-FOP | Generador termoeléctrico que utiliza fuel oil como combustible. Potencia máxima: 120 MW. | 1975 | 0.860 | | |
| SG | Generador hidroeléctrico de pasada "Salto Grande". Potencia máxima generable: 945 MW. | 1979 | 0 | ✓ | |
| Palmar | Generador hidroeléctrico de pasada. Potencia máxima generable: 333 MW. | 1982 | 0 | ✓ | |
| CTR_GO | Generador termoeléctrico que utiliza gasoil como combustible. Potencia máxima: 200 MW. | 1991 | 0.940 | | |
| PTI_GO | Generador termoeléctrico que utiliza gasoil como combustible. Potencia máxima: 294 MW. En 2014 pasan a funcionar a gas natural (PTI_GN). | 2006 (a partir de 2014 pasan a funcionar con gas natural). | 0.713 | | |
| eolico_L0 | Parque eólico. Potencia máxima de los aerogeneradores: 1.95 MW c/u. De 2008 a 2013 aumentan de 7 a 38 las unidades generadoras. | 2008 – ingresan 7 unidades 2010 – ingresan 6 unidades 2011 – ingresan 8 unidades 2013 – ingresan 17 unidades | 0 | ✓ | ✓ |
| Gdis80 | Representa la generación distribuida de eólica y biomasa. Potencia máxima: 32 MW en 2009 y 128 MW en 2011. | 2009 – ingresan 32 MW 2011 – ingresan 96 MW | 0 | ✓ | ✓ |
| Motores | Generador termoeléctrico que utiliza fuel oil como combustible. Potencia máxima: 80 MW. | 2009 | 0.610 | | |
| Biomasa Convocable | Generador termoeléctrico que utiliza biomasa como combustible. Potencia máxima: 10 MW en 2013 y 20 MW en 2014. | 2013 – ingresan 10 MW 2014 – ingresan 10 MW | 0 | | ✓ |
| eolico_L1 | Parque eólico. Potencia máxima de los aerogeneradores: 1.95 MW c/u. De 2013 a 2014 aumentan de 25 a 75 las unidades generadoras. | 2013 – ingresan 25 unidades 2014 – ingresan 50 unidades | 0 | ✓ | ✓ |
| Eolico_L2 | Parque eólico. Potencia máxima de los aerogeneradores: 1.95 MW c/u. De 2013 a 2014 aumentan de 25 a 95 las unidades generadoras. | 2013 – ingresan 25 unidades 2014 – ingresan 70 unidades | 0 | ✓ | ✓ |
| eolico | Parque eólico. Potencia máxima de los aerogeneradores: 1.95 MW c/u. De 2013 a 2020 aumentan de 100 a 732 las unidades generadoras. | 2013 – ingresan 100 unidades 2014 – ingresan 220 unidades 2015 – ingresan 70 unidades 2016 – ingresan 30 unidades 2018 – ingresan 100 unidades 2019 – ingresan 60 unidades 2020 – ingresan 152 unidades | 0 | ✓ | ✓ |

4º Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía
Montevideo, Uruguay, 8 y 9 de abril de 2013

| Nombre | Descripción | Año de ingreso al sistema | EF (tCO ₂ /MWh) | LCMR/HCMR | CDM |
|-------------------------|--|--|----------------------------|-----------|-----|
| Biomasa Auto Despachada | Generador termoeléctrico que utiliza biomasa como combustible. Potencia máxima: 90 MW en 2013 y 180 MW en 2014. | 2013 – ingresan 90 MW 2014 – ingresan 90 MW | 0 | ✓ | ✓ |
| CC470_GN | Generador termoeléctrico que utiliza gas natural como combustible. Potencia máxima: 360 MW en 2014 y 540 MW en 2015. | 2014 – ingresan 360 MW 2015 – ingresan 180 MW | 0.400 | | |
| PTI_GN | Generador termoeléctrico que utiliza gas natural como combustible. Potencia máxima: 294 MW. | 2014 | 0.630 | | |

Para realizar la corrida en el SimSEE el número de postes y horas en cada uno se dejan por defecto igual a: 4 postes, de 7, 28, 91 y 42 horas respectivamente. El número de crónicas para la simulación es igual a 100.

Resultados

Utilizando la herramienta de cálculo de emisiones de CO₂ incorporada al SimSEE, se calcularán los factores de emisión OM, BM y CM para los años 2012 y 2020. Como se mencionó anteriormente la simulación consta de 100 crónicas, por lo que se obtiene, para cada año, la distribución de los valores de los diferentes factores. Éstos se analizan a través de estadísticos como la media, mediana, desviación estándar, entre otros.

A continuación se presenta un resumen de los resultados para los años 2012 (Tabla 2) y 2020 (Tabla 3).

Tabla 2 – Resumen de resultados de los factores de emisión para 100 crónicas del año 2012

| | OM promedio | OM simple | OM simple ajustado | BM | CM Con OM simp-ajust Proj. eólico o solar | CM Con OM simp-ajust Proj. otro |
|----------------|-------------|-----------|--------------------|-------|---|---------------------------------|
| Media | 0,199 | 0,763 | 0,665 | 0,391 | 0,597 | 0,528 |
| Mediana | 0,192 | 0,762 | 0,670 | 0,496 | 0,621 | 0,582 |
| Moda* | 0,110 | 0,750 | 0,778 | 0,531 | 0,723 | 0,669 |
| Desv. Estándar | 0,096 | 0,012 | 0,112 | 0,175 | 0,125 | 0,141 |
| Mínimo | 0,045 | 0,733 | 0,392 | 0,073 | 0,314 | 0,236 |
| Máximo | 0,434 | 0,791 | 0,791 | 0,582 | 0,737 | 0,684 |
| Rango | 0,389 | 0,058 | 0,399 | 0,509 | 0,423 | 0,448 |

*Dividiendo el rango en 15 intervalos iguales, la moda es el promedio del intervalo en que se agrupan mayor cantidad de valores.

Tabla 3 – Resumen de resultados de los factores de emisión para 100 crónicas del año 2020

| | OM promedio | OM simple | OM simple ajustado | BM | CM Con OM simp-ajust Proj. eólico o solar | CM Con OM simp-ajust Proj. otro |
|----------------|-------------|-----------|--------------------|-------|---|---------------------------------|
| Media | 0,030 | 0,371 | 0,178 | 0,121 | 0,164 | 0,150 |
| Mediana | 0,017 | 0,367 | 0,148 | 0,082 | 0,130 | 0,113 |
| Moda* | 0,006 | 0,364 | 0,041 | 0,019 | 0,037 | 0,030 |
| Desv. Estándar | 0,032 | 0,042 | 0,117 | 0,105 | 0,114 | 0,111 |
| Mínimo | 0,001 | 0,276 | 0,028 | 0,007 | 0,023 | 0,018 |
| Máximo | 0,124 | 0,480 | 0,401 | 0,337 | 0,385 | 0,369 |
| Rango | 0,122 | 0,204 | 0,373 | 0,330 | 0,362 | 0,351 |

*Dividiendo el rango en 15 intervalos iguales, la moda es el promedio del intervalo en que se agrupan mayor cantidad de valores.

Como se explica en la Sección *Metodología*, los valores de OM simple no tienen en cuenta la energía generada por las unidades clasificadas como LCMR. Se

observa en las Tablas 2 y 3 que la media, mediana y moda alcanzan en general mayores valores que los obtenidos mediante los métodos de OM promedio y OM simple ajustado. Asimismo, posee menor desviación estándar y rango que estos últimos métodos en 2012 (Tabla 2) y que OM simple ajustado en 2020 (Tabla 3). Esto podría llevar a pensar que es más robusto y conveniente utilizar este método para el cálculo de la línea de base de emisiones para un proyecto que desplaza o sustituye energía de la red.

Sin embargo, según el “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” [4], el método de OM simple puede ser utilizado solamente si los recursos LCMR constituyen menos del 50% de la generación total de energía basado en: i) el promedio de los cinco años más recientes, o ii) promedios de largo plazo de la producción hidroeléctrica. Entre 2007 y 2011 los recursos LCMR generan en promedio más del 65% del total de energía generada (UTE, 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011 [11]), por lo que en 2012 no puede ser utilizado el método OM simple.

Para determinar si se puede utilizar el método de OM simple en 2020 se calcula, para cada crónica simulada entre 2015 y 2019, el porcentaje de la energía generada por los recursos LCMR respecto a la generación total. Se obtiene, para todos los años y todas las crónicas, que es mayor al 50%.

Por lo tanto se descarta la utilización de OM simple para el cálculo del factor de emisión CM del sistema eléctrico.

Por otro lado, el método de OM promedio calcula el factor de emisión el total de las emisiones de CO₂ sobre el total de energía generada, considerando tanto los recursos HCMR como los LCMR. El método de OM simple-ajustado también considera ambos tipos de recursos, sin embargo, tiene en cuenta para cada año el porcentaje de tiempo que marginan las unidades LCMR. Su procedimiento de cálculo es más complejo, pero al contar con los datos se considera más adecuado utilizar este método. Entonces, el factor de emisión CM se calcula a partir de los factores BM y OM simple ajustado.

Se observa en las Tablas 2 y 3 que los tres factores (OM simple ajustado, BM y CM) varían sensiblemente según se considere la media, mediana o moda de su distribución (según las diversas crónicas). En 2020 (Tabla 3), esta variación llega a ser de un orden de magnitud.

En las Figuras 2 y 3 se muestran los histogramas de las distribuciones del factor de emisión (EF) CM en 2012 y 2020, respectivamente, para proyectos eólicos o solares. En las Figuras 4 y 5 se muestran los histogramas de las distribuciones del factor de emisión CM en 2012 y 2020, respectivamente, para otros proyectos diferentes de eólicos o solares.

Como se mencionó en la Sección *Antecedentes*, la metodología de cálculo empleada ya ha sido utilizada para el cálculo de las emisiones del sistema eléctrico uruguayo tanto por UTE como por actores privados. A continuación se presentan ejemplos de valores calculados del factor de emisión CM:

- El proyecto del parque eólico de UTE en Sierra de los Caracoles, presentado en enero del año 2010, calcula un factor de emisión CM igual a 0.715 tCO₂/MWh.
- El proyecto del parque eólico Arbolito desarrollado por la empresa Fortuny Renovables Uruguay S.A., calcula un factor de emisión CM para el año 2008 igual a 0.635 tCO₂/MWh.
- Para un proyecto de generación de energía a partir de biomasa en Tacuarembó, desarrollado por la empresa Energía Renovable Tacuarembó – Fenirol S.A., el factor de emisión CM para el año 2009 es igual a 0.654 tCO₂/MWh.

4º Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía
Montevideo, Uruguay, 8 y 9 de abril de 2013

- El parque eólico Minas I, desarrollado por la empresa Generación eólica Minas S.A., calcula un factor de emisión CM para el año 2010 igual a 0.6104 tCO₂/MWh.

Los ejemplos anteriores calculan el factor CM a partir de OM simple ajustado. Todos son proyectos aprobados por la Unidad de Cambio Climático de la Dirección Nacional de Medio Ambiente, registrados o en vías de registrarse como CDM [6]. Se mencionan a modo de ejemplo, para compararlos con los factores de emisión obtenidos para 2012 en el SimSEE. Si bien los ejemplos son para años anteriores al 2012, el parque generador de electricidad no ha cambiado considerablemente en dichos años, y se observa que los valores utilizados en los proyectos se encuentran dentro del rango estimado por el SimSEE, específicamente se encuentran entre los valores obtenidos para la media y la moda.

Según lo descrito en la Sección *Definición de los escenarios*, entre 2012 y 2020 los cambios más notorios en el parque generador eléctrico son: la gran incorporación de generación de fuentes renovables (principalmente eólica) y la sustitución de combustibles derivados del petróleo por otros con menores factores de emisión como el gas natural. Considerando estas hipótesis de cambio en la matriz energética de Uruguay, el factor de emisión disminuye considerablemente entre los años 2012 y 2020, independientemente de si se considera la media, mediana o moda como valor representativo del mismo.

Se destaca, además, la gran variación en la distribución de sus valores, representada en los histogramas las Figuras 2 a 5. En el escenario representativo de 2012 los histogramas presentan una marcada asimetría negativa (Figura 2 y 4), por lo tanto los valores del factor de emisión CM que más se repiten son los mayores, cercanos a 0.7 tCO₂/MWh. Sin embargo, en el escenario representativo de 2020 sucede lo contrario, los histogramas presentan una marcada asimetría positiva (Figura 3 y 5), por lo que los valores que más se repiten son los menores, cercanos a 0 tCO₂/MWh.

Cabe resaltar que, si bien el escenario considerado para 2020 se basa en un plan óptimo de expansión de la generación eléctrica en Uruguay, es un escenario muy poco favorable para el desarrollo potencial de proyectos que aplican al CDM.

4º Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía
Montevideo, Uruguay, 8 y 9 de abril de 2013

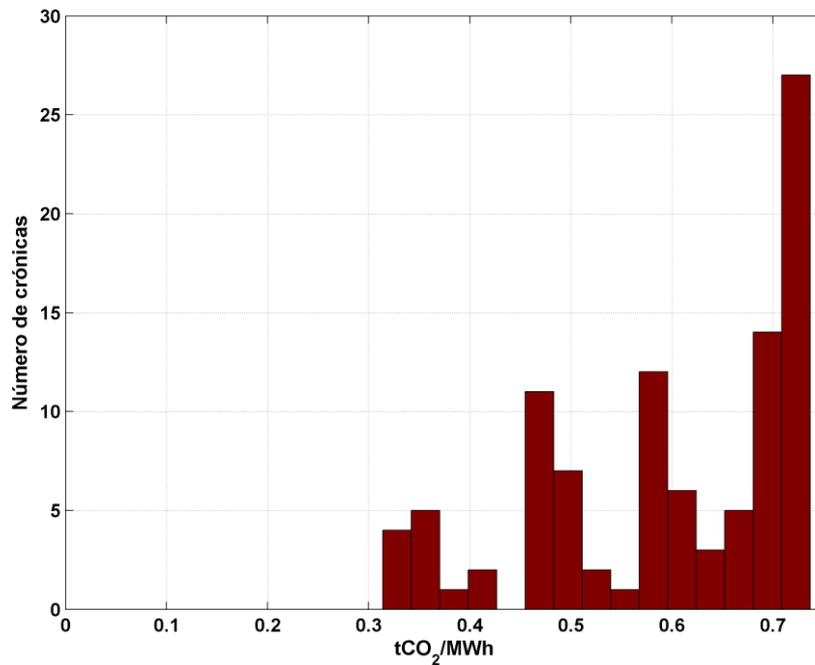


Figura 2 – Histograma del EF CM año 2012 (para un proyecto eólico o solar).

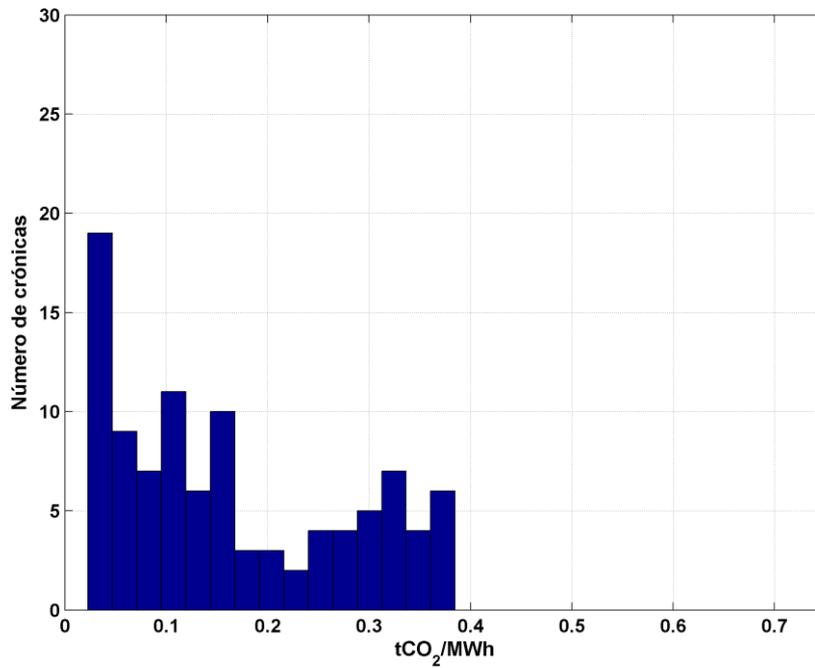


Figura 3 – Histograma del EF CM año 2020 (para un proyecto eólico o solar).

4º Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía
Montevideo, Uruguay, 8 y 9 de abril de 2013

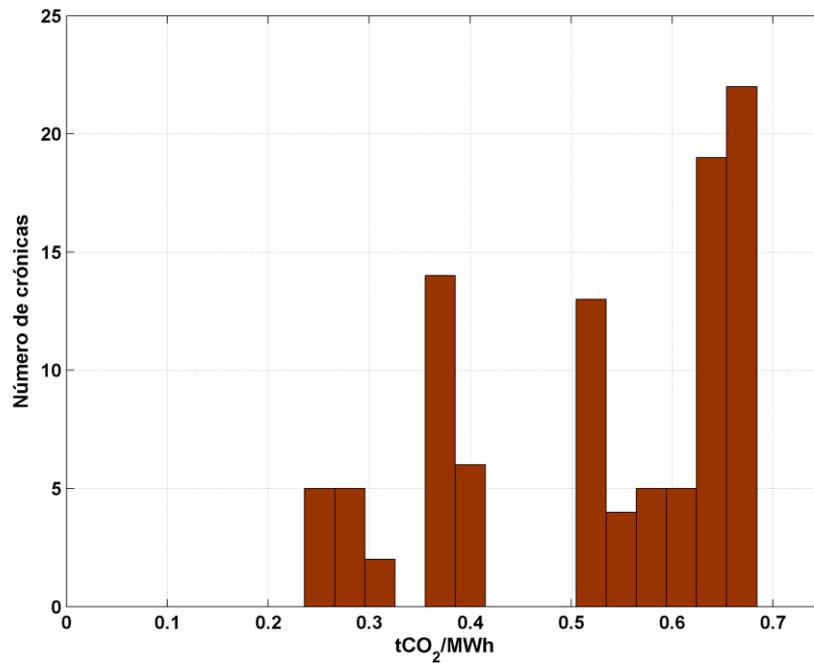


Figura 4 – Histograma del EF CM año 2012 (para un proyecto diferente a eólico o solar).

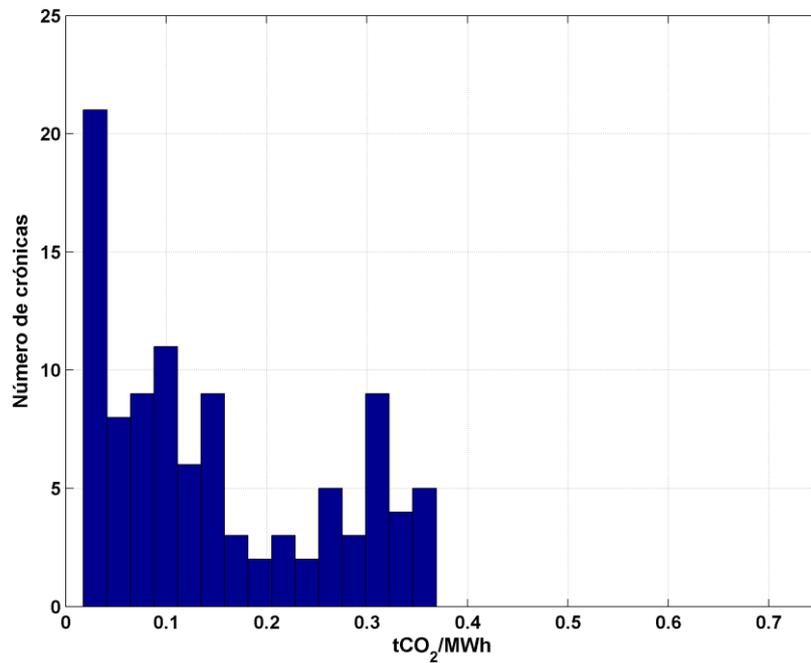


Figura 5 – Histograma del EF CM año 2020 (para un proyecto diferente a eólico o solar).

Conclusiones

Por un lado, se verifica el funcionamiento de la metodología de cálculo del factor de emisión de CO₂ adaptada al SimSEE. Para 2012, se obtienen valores del factor CM consistentes con los calculados por diferentes proyectos registrados o en vías de registrarse como CDM, según lo descrito en la Sección *Resultados*. Esto genera confianza a utilizar el módulo incorporado al SimSEE para estimar el rango de valores en el que se encontrará el factor de emisión del sistema eléctrico uruguayo, en un escenario dado. Particularmente, se considera una herramienta muy útil para estimar las emisiones de escenarios futuros. Se debe enfatizar que, debido a las incertidumbres durante la simulación (asociadas a aportes a las represas hidroeléctricas, rotura de generadores, variación de precios de combustibles, entre otros), no es posible obtener con suficiente confianza un valor del factor de emisión de CO₂, sino que se obtiene su rango de variación y la distribución de los valores.

Por otro lado, a partir de esta herramienta fue posible evaluar la evolución del factor emisión de CO₂ en el período 2012-2020. Con el cambio esperado de la matriz energética en Uruguay, en la cual se incorpora a 2020 una gran cantidad de generación en base a fuentes renovables de bajas emisiones de CO₂ y se sustituyen combustibles derivados del petróleo por otros como el gas natural, la producción potencial de CERs en los proyectos que aplican al CDM será cada vez menor, ya que el factor de emisión del sistema se reduce a medida que ingresa la nueva generación. Si a esto sumamos la coyuntura de bajo precios de CERs en el mercado interno debido por un lado a la escasa adhesión al segundo período de compromiso del Protocolo de Kyoto (2013 a 2020) y a la crisis económica europea, se estima que el CDM no actuará como un fuerte incentivo en Uruguay para el desarrollo de proyectos de generación en base a fuentes renovables no tradicionales.

Referencias

- [1] Chaer, R. (2008). *Simulación de sistemas de energía eléctrica*. Tesis de maestría en Ingeniería Eléctrica. Universidad de la República.
<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/Cha08/Cha08.pdf>
- [2] *Enmienda de Doha al Protocolo de Kyoto*. UNFCCC, 2012,
http://unfccc.int/files/kyoto_protocol/application/pdf/kp_doha_amendment_spanish.pdf
- [3] *Unidos por el Clima - Guía de la Convención sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto*. UNFCCC, 2007.
- [4] *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, Version 03.0.0, UNFCCC.
- [5] *Cálculo del factor de emisiones de CO₂ del sistema eléctrico uruguayo 2008*. Planificación de Inversiones y Medio Ambiente, UTE, mayo 2009.
- [6] *Proyectos CDM con aprobación nacional*.
http://www.cambioclimatico.gub.uy/index.php?option=com_content&view=article&id=70&Itemid=82
- [7] León, M., N. Castromán, D. Larrosa, G. Casaravilla y R. Chaer (2011). *Planificación de las inversiones de generación eléctrica con control de la volatilidad de los costos anuales de abastecimiento*. 3er Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, Buenos Aires, Argentina, abril 2011.
- [8] Chipp, H., M. Prais, A.S. Kligerman, M.H. Teles de Azevedo, L.A. Lattari, G. casaravilla, R. Chaer, J. Cabrera, A. Casulo (2012). *Estabelecimento das condições para determinação dos benefícios da integração elétrica entre o Brasil e o Uruguai*. XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil, mayo 2012.

ALADEE

IAEE

4º Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía
Montevideo, Uruguay, 8 y 9 de abril de 2013

[9] *Memoria Anual 2010*, UTE,

http://www.ute.com.uy/pags/Institucional/memoria_anual.html

[10] *Lazard's levelized cost of energy analysis – Version 5.0*. Lazard, junio 2011.

[11] *UTE en Cifras 2007 (2008, 2009, 2010 y 2011)*, UTE,

http://www.ute.com.uy/pags/Institucional/ute_en_cifras.html