

Evaluación de la robustez del Cargo por Confiabilidad en el parque generador eléctrico Colombiano

Robustness's evaluation of Reliability Charge in the Colombian electricity generating facilities

Estéfany Garcés A., Ing.; Carlos J. Franco C., PhD e Isaac Dyner R., PhD
Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia-Medellín
egarces@unal.edu.co, cjfranco@unal.edu.co, idyner@unal.edu.co

Resumen— Una de las grandes preocupaciones de los reguladores del mercado de electricidad es establecer políticas que garanticen la confiabilidad en el sistema, es decir, que proporcionen los suficientes incentivos económicos que permitan la inversión en recursos de generación necesarios para satisfacer la demanda. En Colombia, el regulador del mercado ha optado por la implementación de un mecanismo de seguridad de suministro basado en subastas de mediano y largo plazo denominado Cargo por Confiabilidad. Con base en lo anterior, se describe en este artículo un modelo de simulación y se analizan diferentes escenarios para evaluar la robustez del Cargo.

Palabras Clave— Cargo por Confiabilidad, dinámica de sistemas, escenarios, mecanismo de capacidad, mercado eléctrico.

Abstract— One of the primary concerns of the electricity market regulator is to establish the policies that guaranty the reliability of the energy system, i.e, policies that give the right economic incentives and permit the investment in necessary generation resources in order to cover the demand. In Colombia, the market regulator has decided to implement a security mechanism for energy supply, based on middle and long term energy auctions called reliability charge. Based on above, in this paper will describe a simulation model from reliability charge and different scenarios of this model will be analyzed for the Colombia energy market in order to evaluate the robustness of it.

Keywords— Reliability Charge, system dynamics, escenarios, capacity mechanism, electricity market.

1. INTRODUCCIÓN

Desde que se comenzó el proceso de reforma de los mercados de energía autores como Pérez-

Arriaga, Batlle, entre otros, han cuestionado que el mercado por si solo sea capaz de garantizar el suministro de energía eléctrica, encontrando que sin la intervención del regulador, el mercado es incapaz de ofrecer la disponibilidad de generación suficiente en la mayoría de los casos [1] [2].

Particularmente en Colombia la energía eléctrica proviene en mayor proporción de plantas de generación hidráulica [3]. Por lo tanto mantener un adecuado equilibrio entre la oferta y la demanda eléctrica del país no es una tarea sencilla, aún más cuando existe una gran exposición a períodos de sequía y una alta dependencia a los aportes hidrológicos [3-4], lo cual evidencia la necesidad de implementar un mecanismo de respaldo que asegure el suministro eficiente de energía eléctrica en el corto y largo plazo [4].

Sumado a esto, la fluctuación asociada a la disponibilidad del recurso hídrico produce una alta variabilidad en los precios de la electricidad, generando una gran inestabilidad en los ingresos de los generadores, lo cual afecta su disposición de inversión en nueva capacidad de generación [5].

Como respuesta a la necesidad de garantizar la generación de energía eléctrica, la CREG en el año 2006, introdujo un nuevo mecanismo de capacidad denominado Cargo por Confiabilidad (CCo) [6-7]. Dicho mecanismo, al igual que los demás mecanismos de capacidad existentes, fue incorporado al mercado con el fin de proporcionar los incentivos necesarios para mantener suficiente inversión en generación y un óptimo nivel social de capacidad de generación [8-9-10].

El Cargo por Confiabilidad es entonces una remuneración que se le otorga a un agente generador, el cual adquiere y se compromete a cumplir con una Obligación de Energía Firme (OEF) [6-9-11]. Esta obligación es asignada en una Subasta, o algún otro mecanismo que haga sus veces, y debe estar respaldada por activos de generación que brinden confiabilidad al sistema energético en condiciones críticas de abastecimiento [6-11]. En este sentido, el CCo se entiende como un esquema de remuneración que permite viabilizar las inversiones de energía eléctrica, ya que bajo este mecanismo los agentes generadores de electricidad reciben un ingreso fijo, incluso hasta por 20 años, independiente de su participación en la bolsa, lo cual reduce el riesgo de inversión en nueva capacidad de generación [4-11].

En este artículo se presenta la descripción de un modelo de simulación en dinámica de sistemas que implementa el funcionamiento del Cargo por Confiabilidad, de acuerdo a lo explicado en [6]. Se describen las principales funciones que representan el diagrama de flujos y niveles, se exponen los escenarios simulados y finalmente se concluye de acuerdo con los resultados obtenidos.

2. HIPÓTESIS DINÁMICA

El diagrama causal propuesto representa las relaciones causa-efecto entre las variables asociadas: (1) al Cargo por Confiabilidad, (2) al aumento de la capacidad de generación de energía firme en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), y (3) a los costos relacionados con el incremento en la capacidad de generación eléctrica.

Para una mayor comprensión del diagrama causal,

se explican a continuación algunos de los términos que lo conforman:

Energía Firme: “Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año” [6].

Margen Energía Firme: Es la diferencia entre la Demanda Objetivo y la ENFICC.

Demanda Objetivo: Se calcula a partir de la demanda total doméstica, la cual corresponde a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG [6].

Energía Firme Requerida: Es la cantidad de energía que se debe asignar para asegurar el suministro eficiente en el mediano y largo plazo.

CEE: Costo Equivalente en Energía, será usado para efectos de cotización en la bolsa [6].

Pago por Cargo por Confiabilidad: “remuneración que se le paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme” [6].

Se muestra en la **Figura 1** el diagrama causal, a través del cual se explica la hipótesis dinámica del problema bajo estudio, y en el cual se agrupan las variables que permiten explicar la influencia que ejerce el Cargo por Confiabilidad en la expansión del MEM, y el costo del incremento de energía firme para garantizar la generación de electricidad.

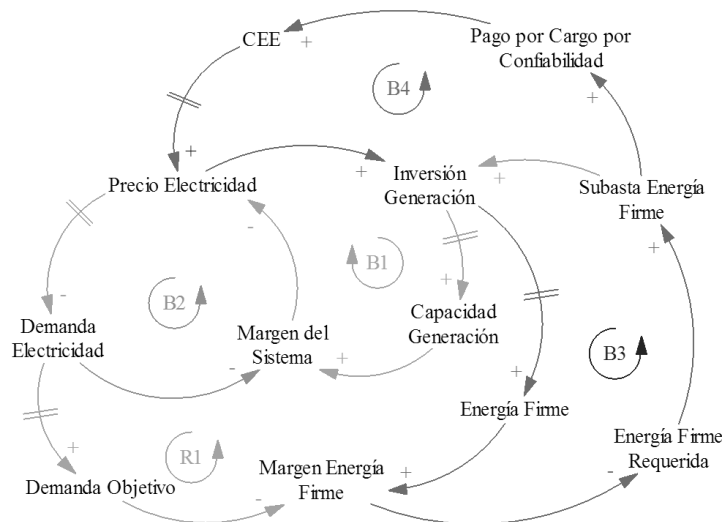


Figura 1. Diagrama Causal

Se hace un análisis del diagrama por medio de los ciclos de realimentación que lo conforman así:

B1: Ciclo de Balance 1, explica la expansión del sistema eléctrico de acuerdo a las señales dadas por el Margen del Sistema y el Precio de la Electricidad. De acuerdo con esto, a mayor sea el Margen del Sistema menor será el Precio de la Electricidad; sin embargo, a mayor sea el Precio de Electricidad existirán incentivos para invertir en nueva capacidad de generación eléctrica, y a más Inversión en Generación existirá más Capacidad de Generación, por lo que será mayor la oferta de electricidad y el Margen del Sistema incrementara.

B2: Ciclo de Balance 2, explica cómo el precio de la electricidad afecta la demanda de la misma. En este sentido, a más Precio de Electricidad menor será la Demanda de Electricidad, este fenómeno se asocia a la elasticidad de la demanda en el largo plazo. Además, a más Demanda de Electricidad menos Margen del Sistema Margen, y a más Margen del Sistema el Precio de la Electricidad será menor pues se tiene mucha oferta con respecto a la demanda.

B3: Ciclo de Balance 3, corresponde a la expansión del parque generador para asegurar el suministro de energía gracias al aumento de la Energía Firme.

Este ciclo indica que a mayor Margen de Energía Firme menor va ser la necesidad de Energía Firme. Se entiende entonces que a menor margen o a un margen inferior o igual a cero, se requiere nueva Energía Firme y por ende existe una mayor necesidad de asignar o Subastar Obligaciones de Energía Firme.

En consecuencia, al haber más Subastas de Energía Firme existirán más generadores con el deber de generar la Energía Firme con la que se comprometieron, lo que implica nueva Inversión en Generación gracias a las políticas del Cargo por Confiabilidad. A mayor Inversión en Generación incentivada por el Cargo por Confiabilidad habrá más Energía Firme, y a más Energía Firme mayor será el Margen de dicha energía.

B4: Ciclo de Balance 4, explica cómo es el proceso de formación del CEE, el cual es un costo que será usado para efectos de cotización en la bolsa y que deben asumir los usuarios del parque generador eléctrico colombiano para que se les garantice el suministro de electricidad.

Se tiene que a mayor Margen de Energía Firme se requerirá menos Energía Firme, pero que a mayor Energía Firme Requerida se realizaran más Subastas para asignar la Energía Firme nueva que se necesita en el Sistema, lo cual llevara a un incremento en el Pago por Cargo por Confiabilidad y por ende en el Costo Equivalente en Energía, ya que más Obligaciones de Energía Firme asignadas representan más pagos para los agentes generadores con Obligaciones de Energía Firme.

El Costo Equivalente en Energía es un valor que todos los generadores deben considerar en su oferta del precio de electricidad, por lo que a mayor Pago por Cargo por Confiabilidad, mayor será el Costo Equivalente en Energía y por ende el Precio de la Electricidad incrementara y al incrementarse el Precio de la Electricidad abran señales en el mercado para invertir en nueva capacidad de generación por lo que la Capacidad de Generación aumenta, lo que hace que la Energía Firme incremente y finalmente el Margen de Energía Firme también lo haga.

R1: Ciclo de Refuerzo 1, este ciclo explica cómo se relaciona el Cargo por Confiabilidad con el parque eléctrico y los precios de la electricidad.

Este ciclo está conformado por partes de los ciclos de balance 1, 2 y 3, los cuales explican la relación entre la Inversión en Generación, el Precio de la Electricidad, la Energía Firme, la Demanda de Electricidad, el Margen del Sistema y el Margen de Energía Firme. En este ciclo se vincula el mercado de electricidad con el Cargo por Confiabilidad mediante la Inversión en Generación y la Demanda Objetivo, la cual depende de la Demanda de Electricidad del Sistema.

La hipótesis dinámica planteada en el diagrama causal, está representada mediante un diagrama de flujos y niveles conformado por dos partes. La primer parte del diagrama de flujos y niveles está asociado a la expansión de capacidad de generación del sistema; mientras que la segunda parte está vinculada con la conformación del precio de bolsa y la determinación del CEE del Cargo por Confiabilidad.

En la **Figura 2**, se muestran las tres políticas de asignación de Obligaciones de Energía Firme (Pro rata, Subasta y Subasta GPPS) comprendidas por el Cargo por Confiabilidad, en donde además se asocia la ENFICC y la Demanda Objetivo. Este diagrama de flujos y niveles representa el ciclo de balance 1 del diagrama causal.

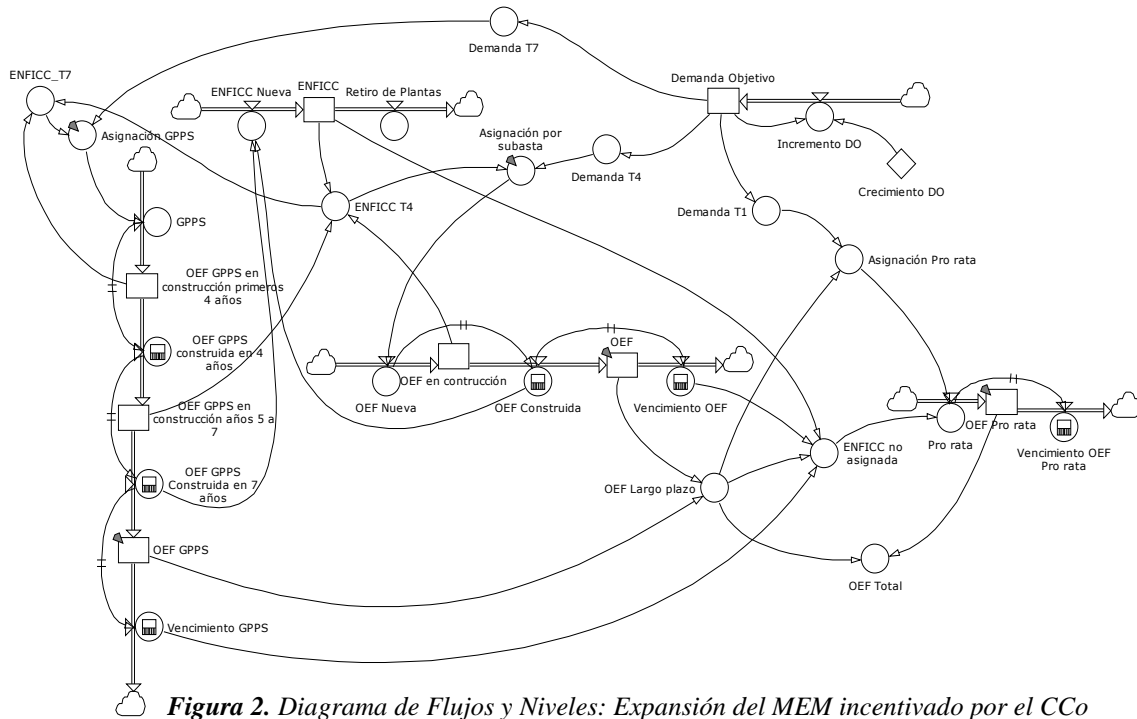


Figura 2. Diagrama de Flujos y Niveles: Expansión del MEM incentivado por el CCo

En este diagrama el nivel *ENFICC* es el que permite saber con qué energía firme se cuenta para garantizar la generación de energía eléctrica requerida por la demanda, como se muestra en la Ecuación 1.

$$(1) \text{ ENFICC} = \int_0^t (\text{OEF Construida} + \text{OEF GPPS Construida en 7 años}) dt$$

El nivel *Demanda Objetivo*, funciona como variable exógena que ayuda a determinar junto con la *ENFICC* las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme, la cual se muestra en la Ecuación 2.

$$(2) \text{ Demanda Objetivo} = \int_0^t (\text{Demanda Objetivo} * \text{Crecimiento DO}) dt$$

Además, los niveles *OEF Pro rata*, *OEF* y *OEF GPPS* son los que indican qué obligaciones de energía firme se encuentran vigentes en determinada fecha para cada uno de los mecanismos de asignación.

En la segunda parte del diagrama de flujos y niveles, el nivel *Capacidad de Generación* se incrementa gracias a las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme discriminado por tecnología (hidroeléctrica, filo de agua, gas y carbón), que se representa en la Ecuación 3.

$$(3) \text{ Capacidad de Generación}_i = \int_0^t \text{CG nueva CCo}_i dt$$

Donde *CG nueva CCo*, se refiere a la capacidad de generación nueva, aportada por cada una de las tecnologías gracias a las asignaciones de *OEF* mediante el Cargo por Confiabilidad.

El nivel *Demanda del Sistema*, el cual también funciona como variable exógena ayuda a determinar junto con la *Capacidad de Generación* el precio de bolsa del mercado, el cual finalmente influirá sobre la formación del costo equivalente en energía, como se muestra en la Ecuación 4.

$$(4) \text{ Demanda del Sistema} = \int_0^t (\text{Demanda} * \text{Crecimiento DO}) dt$$

El *CEE*, que se usa para efectos de cotización en la bolsa, se calcula para cada mes mediante la Ecuación 5:

$$(5) \text{ CEE}_m = \frac{\sum_{s,i} (P_{i,m,s} * \text{OMEFR}_{i,j,m})}{\text{ETDP}_m}$$

Donde:

ETDP: Energía total demandada proyectada en el SIN para cada mes.

OMEFR: Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta de generación i del generador j en el mes m.

P: Precio al que se le remunerara la obligación de energía firme de acuerdo al precio de cierre de la Subasta o mecanismo que haga sus veces en el cual le fue asignada dicha obligación [6].

3. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS

Mediante este análisis de escenarios se quiere verificar que tan sensible es el Cargo por Confiabilidad a variaciones de la variable exógena *Demanda Objetivo*, la cual es una variable determinante, pues es motor de arranque para la asignación de Obligaciones de Energía Firme.

De acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006, la *Demanda Objetivo* se calcula a partir de la demanda total doméstica, la cual corresponde a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG.

Para este análisis se tendrán en cuenta dos criterios de evaluación: (1) Comparar las proyecciones de Demanda del Sistema, con la Demanda Objetivo, la ENFICC y la OEF Total; y (2) El crecimiento del CEE.

En la **Figura 3** se muestra la banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2012 – 2031 del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2011-2025 de la UPME [12].

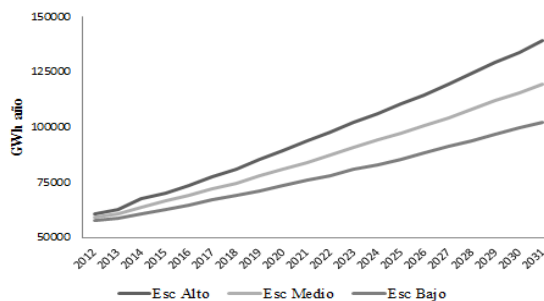


Figura 3. Proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2012 – 2031

De acuerdo con la información de la UPME, el escenario de demanda alto tiene un incremento promedio anual de aproximadamente 4.4%, el escenario medio de 3.6% y el escenario bajo de 3.06% [12]. El escenario medio, también se utiliza para proyectar la *Demanda del Sistema*.

3.1 ESCENARIO 1: DEMANDA OBJETIVO CON PROYECCIÓN DE DEMANDA ALTA

De acuerdo con la información del Plan de Expansión de la UPME, el Escenario Alto de Demanda tendría un incremento promedio anual de aproximadamente 4.4%.

En la **Figura 4** se observa que la *ENFICC* y la *OEF Total* crecen de tal manera que se alcanza a cubrir totalmente la *Demanda Objetivo*, lo cual indica que las políticas que rigen el funcionamiento del CCo garantizan la expansión necesaria del parque generador. Sin embargo, se puede ver un gran margen de diferencia entre estas variables y la *Demanda del Sistema*.

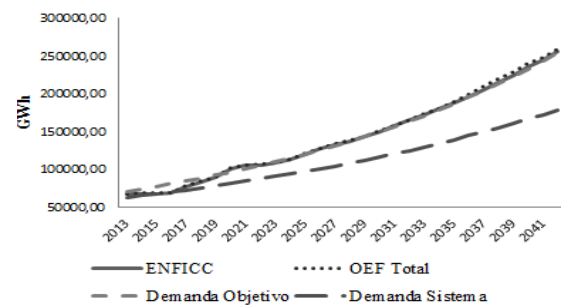


Figura 4. Incremento de la ENFICC, OEF Total y Demanda Objetivo vs Demanda del Sistema

Se observa además en la **Figura 5** como el costo equivalente en energía del Cargo por Confiabilidad se incrementara cerca de un 35%, pasando de 26.900 \$/MWh en el 2013 a 36.200 \$/MWh en el 2042.

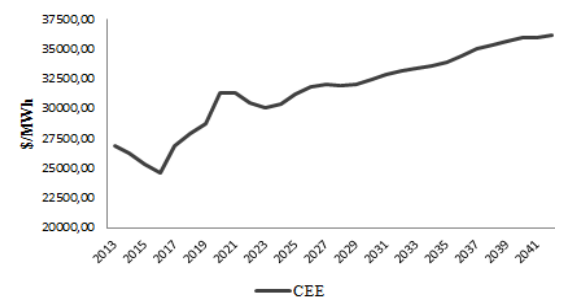


Figura 5. Costo Equivalente en Energía (CEE)

3.2 ESCENARIO 2: DEMANDA OBJETIVO CON PROYECCIÓN DE DEMANDA MEDIA

Para este escenario se decide mirar qué pasaría si la CREG selecciona para el cálculo de la *Demanda Objetivo* el escenario medio de las proyecciones de la UPME, donde el incremento anual es de aproximadamente 3.6%.

Se puede ver en la **Figura 6** que el margen entre la *ENFICC* y la *Demanda del Sistema* se reduce considerablemente. Igualmente se observa en la **Figura 7**, que el *CEE* ya no tiende al crecimiento sino que se estabiliza en aproximadamente 29.000 \$/MWh con pequeñas variaciones alrededor de este valor.

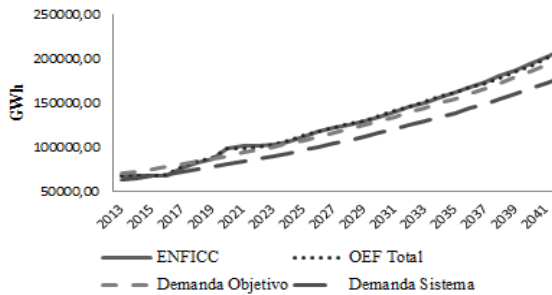


Figura 6. Incremento de la *ENFICC*, *OEF Total* y *Demanda Objetivo* vs *Demanda del Sistema*

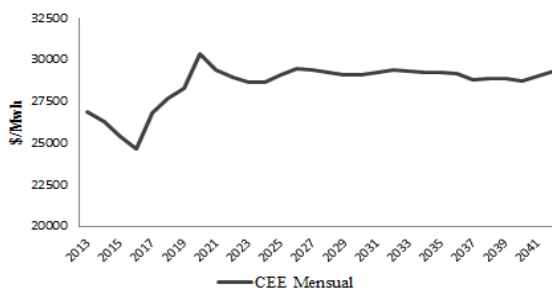


Figura 7. Costo Equivalente en Energía (*CEE*)

3.3 ESCENARIO 3: DEMANDA OBJETIVO CON PROYECCIÓN DE DEMANDA BAJA

Finalmente se decide mirar qué pasaría si el escenario que determina la *Demanda Objetivo*, es el escenario bajo de las proyecciones de la UPME, donde el incremento es cerca de 3.06%.

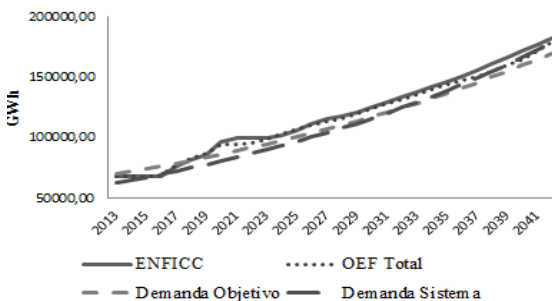


Figura 8. Incremento de la *ENFICC*, *OEF Total* y *Demanda Objetivo* vs *Demanda del Sistema*

Se observa en la **Figura 8** que el margen entre la *ENFICC* y la *Demanda del Sistema* es casi nulo,

lo cual aparentemente ocasiona a partir del 2025 un decremento del *CEE* como se puede ver en la **Figura 9**.

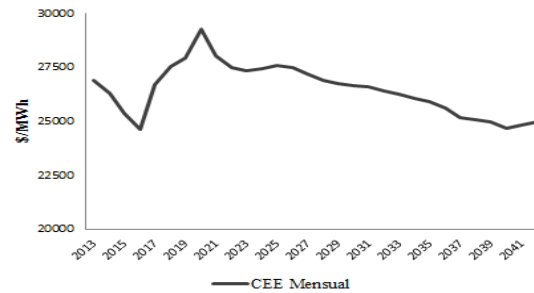


Figura 9. Costo Equivalente en Energía (*CEE*)

Comparando el escenario 1, con los otros dos escenarios es claro que el Cargo por Confiabilidad no es muy robusto ante variaciones en la *Demanda Objetivo*, por lo que pequeñas modificaciones en esta variable hacen que el margen de expansión y el costo de dicha expansión presenten diferentes comportamientos.

4. CONCLUSIONES

El Cargo por Confiabilidad es un mecanismo pensado para suplir las falencias del mercado de energía eléctrica y otorgar a los generadores e inversionistas las garantías necesarias para incentivar el aumento de la capacidad instalada del país. En este sentido es importante modelar el sistema y así poder evaluar si las políticas incluidas en el mecanismo son adecuadas para asegurar el suministro de electricidad en el país.

Se evidencia que el Cargo por Confiabilidad es altamente sensible a modificaciones en la variable exógena *Demanda Objetivo*, la cual no solo ayuda a determinar la expansión del sistema sino también el costo que deben asumir los usuarios por dicha expansión.

Se observa que el Cargo por Confiabilidad cumple con los objetivos por los que fue diseñado en cuanto que garantiza la expansión del mercado y la generación de energía, ya que la *ENFICC* siempre es mayor o igual a la *Demanda Objetivo*. Sin embargo, el costo de dicha expansión puede variar muy fácilmente como se observa en los diferentes escenarios.

5. REFERENCIAS

[1] Batlle, C. and Pérez-Arriaga, I., "Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets", *Utilities Policy*, vol. 16, 2008, pp. 184-193.

[2] Battle, C. and Rodilla, P., "A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply", *Energy Policy*, vol. 38, 2010, pp. 7169-7179.

[3] Colombia. CREG. Cargo por Confiabilidad. Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo. Available: <http://www.creg.gov.co/cxc/> [citado 02 de Agosto de 2012]

[4] Rodilla, P., Battle, C., Salazar, J. and Sánchez, J.J., "Modeling generation expansion in the context of a security supply mechanism based on long-term auctions. Application to the Colombian case", *Energy Policy*, vol. 39, 2011, pp. 176-186.

[5] Restrepo M.I., Arango S. and Vélez L.G., "La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelos Colombiano de Cargo por Confiabilidad", *Cuadernos de Economía*, vol. 31, No. 56, 2012.

[6] Colombia. CREG 2006. Resolución CREG 071 de 2006. Por la cual se adopta la metodología para remuneración del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista de energía.

[7] Salazar, J.E., "Simulación del Cargo por Confiabilidad y de la expansión del mercado de generación en Colombia" [Msc. Thesis]. Universidad Pontificia Comillas, 2008.

[8] Assili, M., Javidi, M. and Ghazi, R., "An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment", *Energy Policy*, vol 36, No 10, 2008, pp. 3703-3713.

[9] Dyner, I., Franco, C., y Arango, S., "El mercado mayorista de electricidad colombiano", Primera Edición, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2008.

[10] He, S., Xiao, L., Zhang, J., Liu, G. and Zeng, M., "Capacity mechanism analysis based on dynamic simulation of generation investment", *IEEE / SOLI*, vol. 1, 2008.

[11] Cramton, P. and Stoft S., "Colombian Firm Energy Market", *System Sciences*, 2007.

[12] Colombia. UPME 2011. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2011-2025.

6. AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos al Centro de Estudios Interdisciplinarios Básicos y Aplicados en Complejidad - CEIBA, al Centro de Investigación e Innovación en Energía - CIEN y la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín.



www.dinamica-de-sistemas.com

Libros

Cursos Online



[Ejercicios](#)



[Curso Básico Intensivo en Dinámica de Sistemas](#)



[Avanzado](#)



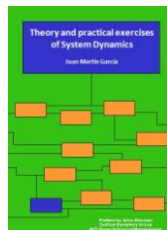
[Curso Superior en creación de modelos de simulación](#)



[Conceptos](#)



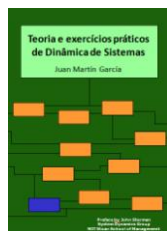
[Modelos de simulación en ecología y medioambiente](#)



[English](#)



[Planificación de empresas con modelos de simulación](#)



[Português](#)



[System Thinking aplicado al Project Management](#)