

Simulación para la evaluación de una propuesta de remuneración del servicio de arranque autónomo en Colombia

Simulation to asses a payment proposal for Black Start service in Colombia

Sandra Ximena Carvajal Quintero^{1*}, *Santiago Arango Aramburo*²

¹Grupo de Redes de distribución y potencia (GREdyP). Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación. Universidad Nacional de Colombia sede Manizales. Km 7 vía al aeropuerto Campus la Nubia, bloque Q, apartado aéreo 127. Manizales, Colombia.

²Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, Facultad de Minas Cra. 80 N.º 65-223 bl M8. Medellín, Colombia

(Recibido el 18 de abril de 2010. Aceptado el 25 de abril de 2011)

Resumen

Este artículo presenta una propuesta de remuneración para el Servicio complementario de Arranque Autónomo (SAA) en Colombia, la cual consiste en celebrar contratos bilaterales entre los agentes generadores y el administrador del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La cantidad de Megawatios (MW) de autoarranque contratada depende de la demanda máxima y de la estabilidad de cada área operativa. Esta propuesta es analizada utilizando una técnica de simulación llamada Dinámica de Sistemas (DS) con el fin de encontrar las consecuencias en el comportamiento de los agentes generadores frente a esta propuesta remunerativa. Los resultados del modelo muestran que la duración de los contratos es fundamental para asegurar la participación necesaria en cada periodo de contratación.

----- *Palabras clave:* Arranque autónomo, dinámica de sistemas, restablecimiento del sistema de potencia, servicios complementarios

Abstract

This article presents a payment proposal for Black-Start Service (BSS), which consists of bilateral procurements between generators and the administrator of the National Interconnected System (SIN). The procurement of Black-Start's

* Autor de correspondencia: teléfono: + 57 + 6 + 887 94 00, ext. 55726 fax: + 57 + 6 + 887 94 98, correo electrónico: sxcarvajalq@unal.edu.co. (S. Carvajal)

MegaWatt (MW) depends on both the maximum demand and the stability of each operative area. This proposal is analyzed using System Dynamics (SD) in order to assess the impact on the behavior of the generators regarding the payment proposal. The simulation model has a time horizon of 20 years and includes the Contract Time (CT), the contract amount (AC), and the number of agents (NA). Model results show that the procurements duration is essential to ensure the necessary participation in each contract period.

----- **Keyword:** Ancillary services, black-start, power system restoration, system dynamics

Introducción

El sector eléctrico en Colombia, desde principios de los noventa, abandona el modelo centralizado y desregula el mercado de electricidad. Como consecuencia, el sector eléctrico se dividió en actividades: generación y comercialización, actividades donde se permitió la competencia; transmisión y distribución, actividades donde se mantuvo el monopolio y se regularon los ingresos [1]. Con la descentralización, nace la necesidad de establecer una separación entre las funciones primarias, las cuales están asociadas con el suministro de energía y las funciones secundarias, las cuales brindan estabilidad, confiabilidad y seguridad al sistema de transmisión, entre las que se encuentran: el control de tensión, la regulación de frecuencia, arranque autónomo, entre otros [2]. Esta división de funciones secundarias dio origen al establecimiento de los servicios complementarios en los sistemas de potencia [3]. En particular, el Servicio de Arranque Autónomo (SAA), en la actualidad está catalogado en el mundo como un servicio complementario necesario para restablecer el sistema de potencia después de un colapso mayor [4]. Las plantas generadoras con arranque autónomo, pueden arrancarse sin el suministro externo de energía eléctrica, por lo que en caso de apagones, estas plantas reducen el impacto en la economía de un país, disminuyendo las molestias en los usuarios por la interrupción del servicio y minimizando la probabilidad de daño a los equipos [5]. Aunque la necesidad de este servicio es clara, en gran cantidad de mercados desregulados en el mundo, incluido Colombia [6], existe la obligatoriedad de prestar el servicio sin recibir ningún tipo de remuneración por la prestación del

SAA [7-9] y en otros casos se remunera a todas las plantas con arranque autónomo sin utilizar mecanismos de mercado [5, 7, 9].

La propuesta de remuneración el SAA en Colombia, obedece no sólo por contar con plantas con arranque autónomo que puedan prestar el servicio en caso de un colapso, son para mejorar la confiabilidad, seguridad y calidad en los equipos [10]. La propuesta busca incentivar a los agentes generadores a que inviertan y participen activamente en cada periodo de contratación. Para poder reglamentar el servicio complementario de SAA es necesario tener en cuenta tanto los aspectos comerciales como los técnicos [5], con el fin de garantizar la recuperación rápida segura y confiable del sistema de potencia después de un apagón parcial o total.

En este artículo se plantea una propuesta para la remuneración del SAA en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La propuesta se evalúa utilizando el modelamiento por medio de Dinámica de Sistemas (DS). La propuesta consiste en la celebración de contratos bilaterales entre agentes generadores y el administrador del sistema de potencia colombiano. Los resultados muestran que la duración de los contratos bilaterales es determinante para asegurar la participación de los agentes generadores en un horizonte de tiempo de 20 años.

Metodología

La industria eléctrica es una industria dinámicamente compleja e inestable [11], caracterizada por retardos importantes, múltiples realimenta-

ciones y relaciones muy estrechas entre los reguladores, los generadores y los consumidores [12]. Por lo tanto es necesario buscar una aproximación metodológica apropiada que permita apoyar el diseño de políticas y evaluar el impacto que ellas tengan en el comportamiento del mercado [13]. Entre las aproximaciones utilizadas para la evaluación de sistemas complejos que presentan alta incertidumbre, se encuentra la DS [12]. Esta técnica de simulación ha sido utilizada con éxito en investigaciones relacionadas con el manejo del sector eléctrico desregulado [14-17].

Es importante tener en cuenta que los métodos de simulación tradicionales como la optimización y la programación lineal han tratado de incluir el mayor detalle posible para que el modelo sea más preciso y así generar mejores predicciones [13]. Sin embargo, el propósito de este estudio no fue crear un modelo predictivo sino un modelo de gestión que permitió integrar tanto condiciones operativas como condiciones económicas, con el fin de encontrar la alternativa que mejor se adapte a ambos puntos de vista.

De una forma general se puede decir que en el proceso de desarrollo de un modelo se hallan envueltas tres fases principales [18,19]: I. Conceptualización: La primera fase consiste en la obtención de una perspectiva y una comprensión mental de un cierto fenómeno del mundo real; II. Formulación del modelo: Esta fase corresponde al momento en que los elementos del modelo intuitivos manejados en la primera fase, son adaptados a un lenguaje formal propio de la herramienta computacional utilizada; III. Evaluación del modelo: En esta fase se realiza el análisis del mismo, así como su sometimiento a varios criterios de aceptabilidad. A partir de la evolución se hace el uso del modelo, en este caso se realiza la evaluación de la propuesta de remuneración del SAA en el sistema eléctrico colombiano.

Análisis del sistema

Estructura del sistema

Las experiencias internacionales dan ideas para esta propuesta. Entre los mercados desregulados

que tienen reglamentado el SAA y además lo remuneran está el Reino Unido [20], Australia [7], el Nordpool [21], Pensilvania, New Jersey y Maryland (PJM), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) y New England en los Estados Unidos [8]. La forma general de remuneración se hace a través de contratos bilaterales. De esta manera, los agentes generadores están obligados a mantener permanentemente en óptimas condiciones unos equipos especiales que le permitan tener la capacidad de arrancar con ausencia de tensión externa, puesto que un apagón puede ocurrir por causas tan impredecibles como son una descarga atmosférica o ataques terroristas [3].

La duración de los contratos bilaterales para la remuneración de la disponibilidad del SAA varía de un año hasta seis años. La duración de los contratos es determinante puesto que en un periodo mínimo se pueden presentar altos costos por concepto de verificación de pruebas, liquidación y en legalización de un nuevo proceso de licitación, tanto para el agente generador como para el operador del sistema. En contraste, los contratos con una duración excesiva, pueden crear un monopolio que afectaría la confiabilidad del sistema de potencia, y crea la posibilidad que las plantas que siempre sean remuneradas no tengan la totalidad del arranque autónomo necesario en cada área operativa. En cuanto al aspecto económico, la conformación de un monopolio ocasionaría que los agentes generadores con arranque autónomo, puedan tener poder de mercado, lo cual podría incrementar los costos del servicio. En este artículo se utiliza la DS para hallar la duración de los contratos bilaterales que permita mantener un comportamiento competitivo entre los agentes generadores, en un horizonte de tiempo de 20 años. La técnica de simulación también identifica que tiempo del contrato es más efectivo para que el mercado llegue al punto de equilibrio, es decir no exista diferencia entre la necesidad y la disponibilidad del SAA.

Hipótesis dinámica

La hipótesis dinámica busca plasmar en un diagrama llamado diagrama causal, las relaciones

constantes del modelo y pueden ser índices, estadísticos o promedios.

El diagrama causal que se muestra en la figura 1, contiene tres variables candidatas a variables de estado: Tiempo del Contrato (TC), Monto del Contrato (MC) y Número de Agentes (NA). Estas son las variables de estado del sistema dinámico. La evolución del nivel TC está representada en la ecuación (1).

$$TC = TC_{(0)} + \int_0^T [(ATC) - (DTC) \partial t] \quad (1)$$

Donde el flujo de entrada es el Aumento en el Tiempo del Contrato (ATC) y el flujo de salida se denomina Disminución del Tiempo del Contrato (DTC). En la ecuación (2) se puede observar como es la relación de estas variables de flujo con las variables auxiliares y las constantes.

$$\begin{aligned} ATC &= \left(\frac{T \max - TC}{TA} \right) * Competencia \\ DTC &= \left(\frac{TC - T \min}{TA} \right) * Competencia \end{aligned} \quad (2)$$

$$AMC = IF(MC > MC_max, 0, Discrepancia * costo_riesgo) \quad (4)$$

$$DMC = Competencia * precio_competencia$$

El regulador del SIN colombiano deberá aumentar el MC si la participación en un nuevo periodo de contratación no llega a satisfacer la necesidad de AA por área operativa. El TA servirá para evitar que el SIN pueda reducir la confiabilidad del SAA por baja participación, ya que en este tiempo el administrador del sistema podrá notar que el valor promedio de las ofertas de los agentes generadores superan el valor del contrato bilateral.

Validación del modelo

Para la validación del modelo se utilizó la metodología sugerida en la literatura [22], donde se

Donde $Tmax$ y $Tmin$ son los tiempos máximos y mínimos de duración de los contratos bilaterales respectivamente. El Tiempo de Ajuste (TA) representa el tiempo que el administrador del sistema de potencia debe tomarse para realizar las pruebas técnicas que certifiquen la confiabilidad de la planta de autoarranque y además, en este mismo intervalo de tiempo, el administrador del sistema debe estudiar las ofertas económicas de los agentes generadores. La competencia representa la relación entre la necesidad ($Necesidad_AO$) y la disponibilidad de AA (DAA) de un área operativa del SIN colombiano.

El MC es el nivel que permite relacionar el comportamiento del sistema frente a las políticas de regulación que permitan Aumentar el MC (AMC) o por el contrario Disminuir el MC (DMC). La fórmula general para encontrar el valor inicial del MC se describió en la ecuación (1), ahora en las ecuaciones (3) y (4) se muestra la relación matemática del MC con respecto a las variables de flujo y la relación directa que tienen estas variables con las variables auxiliares y constantes del sistema.

$$MC = MC_{(0)} + \int_0^T [(AMC) - (DMC) \partial t] \quad (3)$$

busca la validación tanto de la estructura como del comportamiento, en la medida de lo posible. El modelo se construyó con base en las características técnicas propias del sistema de potencia colombiano. El modelo fue sometido satisfactoriamente a pruebas de consistencia dimensional, valores extremos, entre otras. Sin embargo, las limitaciones surgen dado que en Colombia no se remunera el SAA. Por tanto, se utilizaron estructuras de mercados secundarios de países donde es remunerado este servicio. El análisis dimensional mostró consistencia y robustez del modelo. Se realizaron diferentes pruebas de sensibilidad, por ejemplo las mostradas en la figura 2. La figura

muestra los intervalos de confianza de la variable NA (Número de Agentes) ante simulación de Montecarlo asumiendo que los parámetros *TA* y *Necesidad_AO* tienen una distribución normal, en vez de un valor fijo como se indica. La figura

2 no muestra comportamientos sorprendentes, sino desviaciones dentro de un límite aceptable de variabilidad. El análisis de sensibilidad se hizo sistemáticamente con otros parámetros, y el modelo mostró este mismo tipo de consistencia.

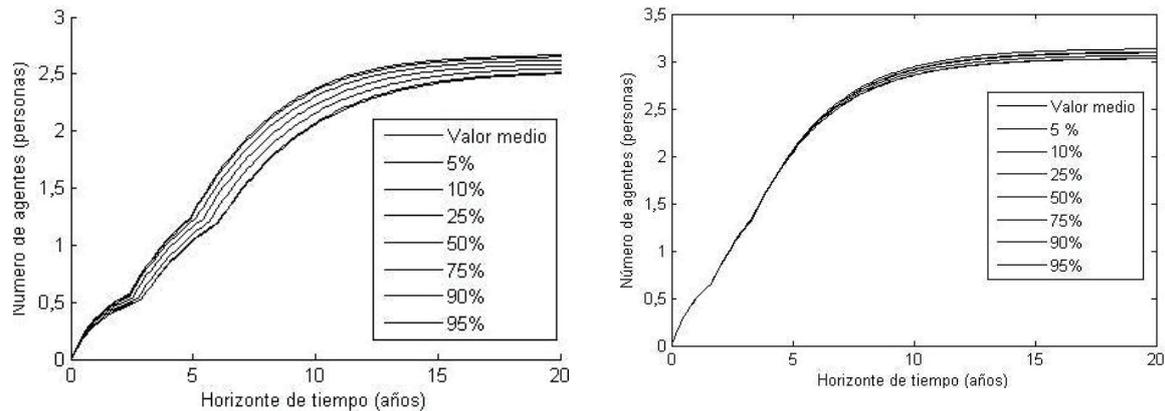


Figura 2 Sensibilidad de la variable NA, asumiendo: (a) *TA* $\sim n(3,0.2)$ y (b) *Necesidad_AO* $\sim n(170,5)$

Simulaciones del modelo

Las simulaciones se realizaron considerando una sola zona de estudio, la Zona Caribe. Esta zona, en el evento del “Black Out” del 2007, fue la zona que necesitó más tiempo para ser restablecida por parte del operador del sistema. Las posibles razones de esto son: la poca generación de reserva con respecto al porcentaje de demanda de la zona y la escasez de plantas de generación con arranque autónomo.

El *TC* deberá ser determinado por el administrador del sistema, teniendo como base que por área operativa se consiga una participación aceptable de los agentes generadores y los menores traumatismos posibles al buen funcionamiento del SIN debido a las pruebas técnicas relacionadas con la apertura de un nuevo periodo de contratación. El procedimiento aplicado para encontrar el valor de cada parámetro utilizado en este módulo.

- *Tmin* y *Tmax*: La duración mínima y máxima utilizada en el modelo fue de uno y 6 años respectivamente. Estos valores corresponden a la duración mínima y máxima de los

contratos bilaterales encontrada en los países con mercados desregulados que remuneran el SAA.

- Necesidad de AA a contratar por Área Operativa (*Necesidad_AO*): Para efectos de la simulación se tuvo en cuenta la demanda pico registrada en la Zona Caribe que es de 1700 MW y se asume que se necesita un 10% de esta cantidad en capacidad en AA para poder garantizar un restablecimiento óptimo aún bajo condiciones extremas como es en un momento de demanda máxima, por lo tanto la capacidad mínima a contratar es de 170 MW.
- Capacidad de AA por agente (*CPXA*): Se realizó un promedio aritmético de la capacidad de potencia activa de las unidades de las plantas generadoras que hacen parte de la Zona Caribe. Esta media aritmética arrojó como resultado 69 MW.

Después de que el administrador del sistema encuentre el valor del contrato adecuado en cada área operativa, debe contemplar en cada periodo de contratación el comportamiento de los agentes

generadores ante la propuesta remunerativa del SAA. A continuación se explica el procedimiento aplicado para encontrar el valor de los parámetros adicionales utilizados en el módulo MC:

- *Discrepancia:* La diferencia entre la *Necesidad_AO* y la *DAA* en la Zona eléctrica a estudiar es llamada en el modelo Discrepancia. La ecuación (5) muestra la fórmula matemática utilizada en el modelo dinámico.

$$\text{Discrepancia} = \text{MAX}(\text{Necesidad_AO} - \text{DAA}, 0) \quad (5)$$

El valor deseado de la discrepancia para el operador del sistema es cero, esto quiere decir, que el operador del sistema tiene por lo menos la *DAA* necesaria para restablecer el Área Operativa en caso de necesitar realizar maniobras de restablecimiento.

- *Precio por discrepancia:* Es el precio que el administrador del sistema deberá pagar para que los agentes generadores con arranque autónomo se motiven, y por lo tanto, poder eliminar la brecha entre la *DAA* y la *Necesidad_AO*, es decir, encontrar el balance entre oferta y demanda del SAA, buscando la relación Pareto-eficiente.

El administrador del sistema colombiano manejaba en el servicio de cargo por capacidad que fue reemplazado en el 2006 por el cargo por confiabilidad un criterio muy similar [6], el cual consistía en utilizar un parámetro fijo por cada MW necesario para estar disponible en momentos en que las hidroeléctricas no tuvieran los recursos para generar energía eléctrica debido a la ocurrencia de fenómenos climáticos. El valor era de 5 USD y se mantuvo este parámetro.

- *Precio por competencia:* Es el valor que el administrador del sistema tiene en cuenta para reducir el contrato, teniendo en cuenta el índice de competencia entre los agentes generadores que quieren prestar el SAA. Para efectos del modelo, el valor utilizado es el mismo precio por discrepancia.

Resultados y discusión

El análisis del modelo se hizo utilizando un horizonte de tiempo de 20 años, tiempo suficiente para ver el efecto de múltiples periodos de contratación cuya duración podría variar entre uno y seis años. Los resultados se organizaron en dos partes, la primera parte está relacionada con el comportamiento del *TC* y su influencia sobre los requerimientos técnicos del AA como son la *Necesidad_AO* y la *DAA*. La segunda parte, corresponde a las simulaciones obtenidas al analizar el comportamiento del *MC* frente a intervenciones regulatorias para *AMC* o *DMC*.

Tiempo del contrato (TC)

En la figura 3 se muestra el comportamiento del *TC*, el modelo se estabiliza aproximadamente en 4,5 años, valor que permite mantener un sistema competitivo y con precios justos para todos los usuarios del SIN.

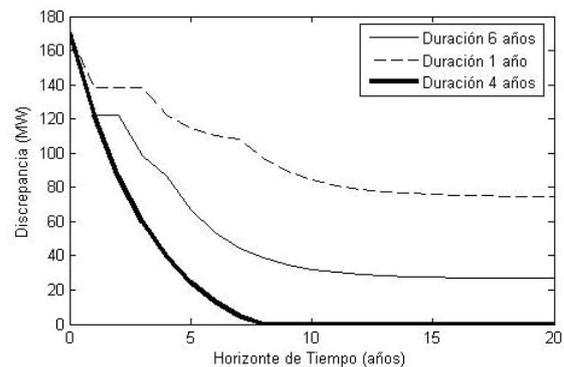


Figura 4 Comportamiento del tiempo del contrato

La relación entre los aspectos técnicos y la duración del *TC* se muestra en la figura 4, en la cual se observa el comportamiento de la *Discrepancia* según la duración de los contratos bilaterales. Cuando *TC* = 4 años, se observa que aproximadamente a los ocho años, es decir en el supuesto segundo periodo de contratación, como la *Discrepancia* alcanza el valor deseado, es decir es igual a cero.

Para *TC*=6 años, se observa que la discrepancia los primeros periodos disminuye pero rápidamente

se estabiliza en 30 MW, este valor muestra que se atendería el 82% de la *Necesidad_AO*. A pesar de ser este un porcentaje alto de *DAA* no es el ideal ya que en caso de ocurrir un colapso del sistema interconectado en horas de demanda máxima del AO, muy probablemente fallaría las guías de restablecimiento por no contar con la totalidad de AA necesarios.

La Discrepancia con una duración de *TC* de un año se comporta aun peor ya que el valor final de estabilidad es de 80 MW, lo que significa una *DAA* solo del 50 %. Este comportamiento apático de los agentes generadores se presume que se debe a que para participar en un proceso competitivo deben presentar unas pruebas técnicas y unas ofertas económicas sustentadas, procedimiento demasiado tedioso en un horizonte corto de tiempo.

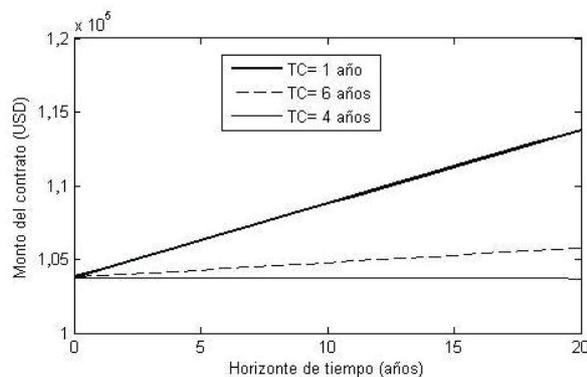


Figura 5 Comportamiento de la discrepancia teniendo en cuenta tres *TC* diferentes

Monto del Contrato (MC)

La política regulatoria para aumentar el *MC* según el modelo propuesto depende directamente del balance entre *DAA* y *Necesidad_AO*. En caso de que falta *DAA*, el regulador debe incentivar la participación a través de aumentar el *MC*. La Discrepancia a su vez se ve afectada por la duración de los contratos bilaterales (*TC*), como se comprobó en la figura 4, dado que el *TC* influye en la participación de los agentes generadores.

Ahora bien, la relación *MC* con respecto al *TC* se puede observar en la figura 5. Cuando *TC* es igual a un año, el agente debe aumentar el *MC* dado que a diferencia de la concepción intuitiva de que a menos tiempo, era más grande la participación de los agentes generadores debido a que más rápido se iniciaba un proceso licitatorio. Sin embargo, la repuesta del modelo muestra que es la duración que presenta menos *DAA*. Esto se refleja en la figura 5 ya que el *MC* cuando *TC* es de un año, muestra un comportamiento ascendente, presentando el mayor valor, con respecto a los otros escenarios tenidos en cuenta (*TC*= 6 años y *TC*= 4 años).

El comportamiento del *MC* cuando *TC* es igual a 6 años, se observa que tiende a aumentar en un segundo periodo de contratación alrededor de 2 %, esto se debe a que el regulador también puede *DMC* debido a que la *DAA* supera la *Necesidad_AO*. La respuesta final combina las políticas de aumento y disminución.

La respuesta de participación por parte de los agentes generadores con mejor resultado dado que se consigue la relación entre oferta y demanda del SAA, es cuando *TC* es igual a 4 años. Lo anterior se ve reflejado en la figura 5, el *MC* permanece estable ya que la participación de los agentes generadores está garantizada dada las condiciones de duración de los contratos y el valor inicial del *MC*.

Es importante destacar que remunerar el SAA implica un incremento en el costo unitario de la tarifa de la energía eléctrica. El servicio de energía eléctrica está catalogado como un bien público [3], es decir no puede existir criterios de exclusividad, por lo que el cobro se debe realizar a todos los usuarios del SIN colombiano. Esto implica que finalmente el valor del servicio se transfiere a los usuarios. En la fórmula tarifaria del costo unitario existe una separación clara entre los costos recaudados por concepto de generación y los costos relacionados por concepto de servicios complementarios, por esta razón, es fácil el recaudo del dinero por la implementación del SAA.

Conclusiones

Este trabajo presenta una propuesta de remuneración del SAA en el SIN colombiano, basada en las condiciones técnicas del sistema de potencia y en esquemas de remuneración en otros sistemas. La importancia de remunerar las plantas con AA radica en que los sistemas de potencia deben estar preparados para restablecerse en el menor tiempo posible después de una desconexión parcial o total, ya que un apagón tiene repercusiones económicas graves para la economía de cualquier país, dado la relación que existe en la actualidad entre la calidad de vida y la disponibilidad del servicio de energía eléctrica. La propuesta consiste en la celebración de contratos bilaterales entre los agentes generadores y el administrador del sistema. Para poder participar, los agentes generadores en el mercado deben someterse a pruebas de autoarranque realizadas por el operador del sistema. Luego, deben pasar la oferta económica donde especifiquen los costos incurridos por estar disponibles para prestar el SAA. Y por último, el administrador del sistema adjudicará los contratos según las necesidades de AA que existan por área operativa.

La propuesta de remuneración es evaluada por medio de la simulación con DS, donde se analizó el comportamiento dinámico del sistema a largo plazo. El modelamiento con DS permite entender comprensiblemente el fenómeno por la representación explícita de relaciones causales, ciclos de realimentación y retardos. El modelo y sus simulaciones muestran como la variable TC fue una variable determinante porque hace parte fundamental de la propuesta regulatoria con respecto a la remuneración del SAA. Un TC demasiado largo puede llevar a comportamiento monopólico, con consecuencias negativas en la parte económica porque tendrían poder de mercado para fijar un precio elevado y más importante aún, en los aspectos técnicos se puede tener una disponibilidad del servicio de AA demasiado ajustada o insuficiente con respecto a las necesidades de AA de la zona operativa a remunerar. Una opción para evitar el poder de mercado de los agentes generadores, es

recomendar que la duración de los contratos menor a la observada en experiencias internacionales, es decir, del orden de un año.

Las expectativas intuitivas a cerca del futuro del comportamiento del sistema, no siempre ocurren de la manera planeada, mas aun considerando que en 20 años existen perturbaciones que pueden cambiar el Sistema. En este caso, se observó un comportamiento contra-intuitivo al observar la respuesta del sistema a una duración mínima de los contratos ($TC = 1$ año). En este caso contrario a la intuición, la disponibilidad de AA se disminuye debido a que el agente generador para poder ser elegido como un posible candidato para prestar el SAA, primero debe pasar por pruebas técnicas donde verifique la confiabilidad de las plantas con autoarranque, pruebas extensas y complejas. En caso de ser $TC = 1$ año, el agente generador debe presentar las pruebas en el tiempo de ajuste (TA) que corresponde a la mitad de la duración del contrato, lo que desincentiva al agente generador para presentarse a un nuevo periodo de contratación. El desincentivo se presenta debido a que debe presentar todo un protocolo de pruebas sin tener la seguridad de que será elegido para ser remunerado por la disponibilidad del SAA, ya que luego sigue el proceso de valorar las ofertas económicas de cada agente interesado.

El MC es otra variable que determina la participación de los agentes generadores, a medida que esta cantidad de dinero aumenta se hace más atractivo para los agentes generadores estar disponibles para prestar el SAA. La tarea fundamental del regulador es encontrar la cantidad de dinero que logre el equilibrio entre una buena participación en cada periodo de contratación que permita mantener un esquema competitivo y un costo justo para el usuario final. El valor inicial de MC sería de aproximadamente 105000 USD, por ser la electricidad un bien público, el valor a recaudar sería entre todos los usuarios de la zona Caribe del SIN, de esta forma, se hace más factible la implementación de la remuneración del SAA en Colombia ya que el aumento en cada kWh transado en bolsa sería de menos del 1%.

Referencias

1. I. Dyner, C. J. Franco, S. Arango. *El mercado mayorista de electricidad colombiano*. Ed. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín. Medellín. 2008. pp. 1-4.
2. S. Stoft. *Power system economics: Designing markets for electricity*. Ed. IEEE. Wiley Interscience. New York. 2002. pp. 245-350.
3. A. Expósito. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Ed. McGraw-Hill. Madrid. 2002. pp. 217-259.
4. M. M. Adibi. "Power System Restoration: Methodologies & implementation strategies". *IEEE series on power engineering*. 2000. pp. 96-103.
5. E. Hirst. "Maximizing generator profits across energy and ancillary services markets". *The Electricity Journal*. Vol. 2. 2000. pp. 62- 69.
6. Comisión de regulación de energía y gas (CREG). www.creg.gov.co/eléctrica/info.html. Consultada el 30 de septiembre de 2009.
7. R. Raineri, S. Ríos, D. Schiele. "Technical and economic aspects of ancillary services markets in electric power industry: an international comparison". *Energy policy*. Vol. 34. 2006. pp. 1540-1555.
8. A. Isemonger. "The viability of the competitive procurement of Black Start: Lessons from the RTOS". *The Electricity Journal*. Vol.14. 2007. pp. 60 - 67.
9. G. Rothweell, T. Gómez. "Electricity economics: Regulation and Deregulation". 3ª. ed. *IEEE series on power engineering*. 2003. pp. 187-207.
10. A. Motamedi, M. F. Firuzabad. "Ancillary service markets". *IEEE Transaction on Power Systems*. Vol. 19. 2007. pp. 316-320.
11. F. Olsina, F. Garcés, H. Haubrich. "Modeling long-term dynamics of electricity markets". *Energy Policy*. Vol. 34. 2006. pp. 1411-1433.
12. I. Dyner. "Energy modelling platforms for policy and strategy support". *Journal of the Operational Research Society*. Vol. 51. 2000. pp. 136-144.
13. I. Dyner, E. Larsen. "From planning to strategy in the electricity industry". *Energy policy*. Vol. 29. 2001. pp. 1145-1154.
14. D. Bunn, E. Larsen. "Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behavior in the electricity market of England & Wales". *Energy Policy*. Vol. 29. 1992. pp. 420-429.
15. A. Ford. "Estimating the impact of efficiency standards on the uncertainty of the Northwest electricity system". *Operations Research*. Vol. 38. 1999. pp. 580-597.
16. A. Ford, K. Vogstad, H. Flynn. "Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind". *Energy Policy*. Vol. 35. 2007. pp. 91-111.
17. S. Arango. "Simulation for alternative regulation options in the Colombian electricity market". *Socio-Economic Planning Sciences*. Vol. 41. 2007. pp. 305-319.
18. J. Sterman. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. Ed. McGraw Hill. Indianapolis (IN). 2000. pp. 83-103.
19. J. Aracil. *Introducción a la Dinámica de Sistemas*. Ed. Alianza Universidad Textos. Madrid. 1983. pp. 135-145.
20. C. K. Woo, D. Lloyd, A. Tishler. "Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California". *Energy Policy*. Vol. 31. 2003. pp. 1103-1115.
21. T. Kristianse. "The Nordic approach to market-based provision of ancillary service". *Energy Policy*. Vol. 35. 2007. pp. 3681-3700.
22. Y. Barlas. "Formal aspects of model validity and validation in system dynamics". *System Dynamics Review*. Vol.12. 1996. pp. 183-210.