

Escuela de Economía y Finanzas

# Documentos de trabajo

## Economía y Finanzas

Centro de Investigación  
Económicas y Financieras

**No. 17-17** **Análisis económico del mecanismo de respuesta**  
**2017** **de la demanda en el sector eléctrico colombiano**

*John J. Garcia, Alejandro Gutierrez, Luisa Vargas Tobón,  
Hermilson Velasquez*



# Análisis económico del mecanismo de respuesta de la demanda en el sector eléctrico colombiano (Julio de 2017)

John J. García, Director Grupo de Estudios en Economía y Empresa de la Universidad EAFIT,  
Phone (574)2619549, E-mail: jgarcia@eafit.edu.co, Colombia;

Alejandro Gutierrez, ISA – Interconexión Eléctrica S.A. Phone (574)3157923, E-mail:  
algutierrez@ISA.com.co, Colombia; Luisa Vargas Tobón, Universidad EAFIT, Phone (574)2619549, E-  
mail: lvargas9@eafit.edu.co, Colombia; Hermilson Velasquez, Universidad EAFIT, Phone (574)2619549,  
E-mail: evelas@eafit.edu.co. Colombia.

## *Resumen*

Este artículo toma como referencia el programa de Respuesta de la Demanda (RD) implementado en el mercado eléctrico de Estados Unidos coordinado por PJM, considerado como uno de los casos de mercado más exitosos a nivel mundial, para determinar el impacto económico que podría representar un programa de RD para el mercado eléctrico colombiano. Se propone la implementación de un programa de RD con un objetivo de 600 MW en su fase madura y al considerar su participación en el precio del mercado se pudo evidenciar que para el año 2015, este habría podido representar una disminución promedio del precio de bolsa durante las horas de despacho de la RD, de un 30%, con los cuales se estima un ahorro aproximado de 130.000 millones de pesos colombianos, además de que en términos de confiabilidad del sistema se habría podido evitar situaciones de incertidumbre del abastecimiento como las ocurridas en los momentos más críticos del evento El Niño ocurrido entre 2015 y 2016.

## *Abstract*

This paper is based upon the PJM market Demand Response Program, which it is considered as one of the most successful DR mechanisms over the world. Based on its design, the economic impact that could be achieved if a similar DR program were implemented in the Colombian market was determined. A DR program has been proposed that could achieve 600 MW of capacity in a mature stage. When its impact was taken into account in the market price, it was found that for 2015 its impact in the DR dispatch hours could achieve lowering spot price in around 30%. With these results it can be estimated that the system could save about COP130.000 million, regardless of its contribution to the system reliability that, in the past El Niño event (2015-2016), could have reduced blackout risks.

## *Palabras Claves*

ARIMAX – ARCH, Beneficios Económicos, Colombia, Incentivos, Mecanismo de Respuesta de la Demanda, Redes Inteligentes.

ARIMAX – ARCH, Colombian, Demand Response Program, Economics Benefits, Incentives, Smart Grid.

JEL Classification: D47, L11, L94.

## I. INTRODUCCIÓN

Cada vez son más los países que incorporan nuevas tecnologías en el funcionamiento de sus mercados eléctricos con el fin de mejorar la eficiencia energética y la confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad. Esto ha conllevado al rediseño de muchos mercados eléctricos incorporando redes inteligentes y energías renovables no convencionales. No son pocos los mecanismos que se han utilizado a nivel internacional relacionados con redes inteligentes, estas “Pueden conservar energía, facilitar la integración de fuentes de energía renovables y presentar mejoras en los mercados en aspectos como eficiencia, servicio y confiabilidad del sistema eléctrico” [1]. Uno de los programas que se ha implementado es el de respuesta de la demanda (RD) con el fin de lograr que la demanda de electricidad tenga un papel determinante cuando se presentan eventos críticos en el sector eléctrico. Estos mecanismos han sido implementados de manera exitosa en el mercado de PJM, Nueva Zelanda, Australia, Corea, Japón, entre otros.

Los programas de RD se definen como el cambio en el consumo de electricidad de los usuarios finales en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad en el tiempo, o el pago de incentivos diseñados con el fin de inducir a un menor consumo de electricidad en momentos de altos precios en el mercado o cuando se pone en peligro la confiabilidad del sistema [2]. Estos tienen como objetivo tener control sobre la demanda de electricidad

cuando se presentan eventos críticos en el sector eléctrico. Los consumidores obtienen un incentivo económico por participar en estos programas para desconectarse de la red en momentos críticos ante la solicitud del operador del sistema. Con los programas de Respuesta de la demanda se habilita la participación de los consumidores, los cuales se convierten en agentes claves para el buen funcionamiento del sistema. El problema radica en hallar los incentivos que se deben dar a los consumidores para que estos participen del mecanismo de RD.

Entre los principales resultados obtenidos con la implementación del mecanismo RD se tienen: i) menores precios del mercado spot, ii) ahorros de los consumidores en las facturas por electricidad tanto en los programas basados en tarifas variables como en aquellos basados en incentivos iii) aumento de la competitividad de la industria que recibe los incentivos otorgados a los clientes que ajustan su demanda de electricidad en respuesta a solicitud del operador del sistema, iv) beneficios de confiabilidad representados en los ahorros operativos de seguridad y adecuación, debido a que la RD disminuye la probabilidad de interrupciones en el sistema que imponen costos financieros e inconvenientes a los clientes v) eficiencia en el mercado representada en el mejor manejo de los recursos de generación y demanda existentes en el sistema y la posibilidad de gestionar el riesgo entre la generación y la demanda, y vi) alta confiabilidad de la RD teniendo en cuenta que por ser un recurso distribuido, la probabilidad de indisponibilidad de una porción relevante es casi nula.

Dado lo anterior es importante y pertinente analizar los incentivos que deben utilizarse para proponer la implementación de un programa de RD en Colombia y el impacto económico que tendría este en el país, tanto para el mercado eléctrico como para los consumidores, en cuyo objetivo se concentra este artículo. Para lograrlo, se examina el funcionamiento y los incentivos del programa RD implementado en PJM y se utiliza un modelo de series de tiempo ARIMAX - ARCH, en el cual se consideran variables económicas y de funcionamiento del mercado eléctrico y el alto nivel de volatilidad condicional que presenta el precio spot de generación eléctrica en Colombia para encontrar la elasticidad precio de la demanda en la prestación del servicio de electricidad y con esta cuantificar los beneficios en el mercado eléctrico.

Específicamente para el mercado eléctrico colombiano con la implementación de un programa de RD con características similares al que funciona en PJM, se evidencia que para el año 2015 y en aquellos períodos en los cuales este recurso habría sido tenido en cuenta en la operación del sistema, se habría conseguido una

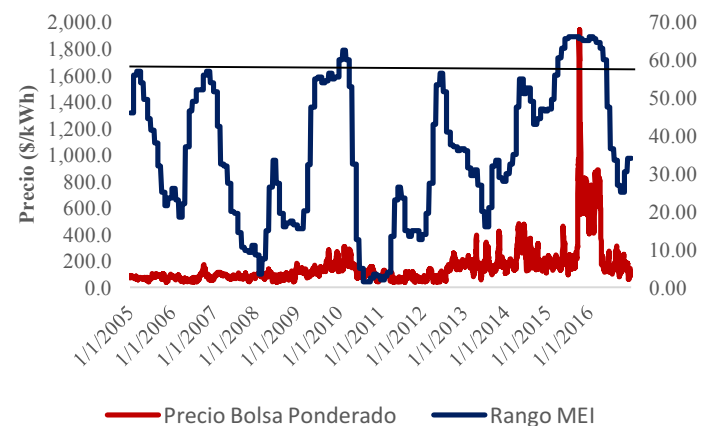
disminución del precio spot cercano al 30%, consiguiendo posibles ahorros en compra de energía por parte de la demanda por un monto cercano a los 130.000 millones de pesos colombianos (COP130.000 millones).

Este documento considera las siguientes secciones: inicialmente se presenta el problema de estudio, para luego realizar una revisión de la literatura existente sobre redes inteligentes y específicamente sobre el mecanismo de Respuesta de la Demanda. Posteriormente se presenta una descripción de la propuesta, la cual contiene la metodología utilizada, los resultados encontrados, y por último se presentan las conclusiones de los impactos de la implementación de un mecanismo de Respuesta de la Demanda en Colombia.

## II. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA

En el Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia MEM, alrededor del 75% de la energía generada es hidráulica, que depende en alto grado de las condiciones climáticas y, por tanto, algunos fenómenos inciden directamente en el precio spot, como sucedió con el último Fenómeno de El Niño presentado entre 2015 y 2016, como se puede observar en la Fig. 1. Particularmente en este último evento se presentaron circunstancias (algunas externalidades provenientes del sector de los combustibles y otros eventos relacionados con la disponibilidad de recursos hidroeléctricos como la Central Guatapé que sufrió daños a raíz de un accidente) que pusieron en duda la confiabilidad del suministro del servicio.

FIGURA 1. Relación entre El Niño y el precio de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM, 2017.

Durante los dos últimos eventos El Niño un 54% de la demanda total de electricidad fue abastecida con tecnología térmica, al mismo tiempo que las Obligaciones de Energía Firme - OEF del cargo por confiabilidad entre

2011 y 2016 respaldadas con gas natural, pasaron del 28% al 4%, dado el desabastecimiento de este combustible en el país. Para el mismo periodo, la OEF respaldada con combustibles líquidos se incrementaron del 14% al 31% [3].

A nivel mundial, en los últimos años se ha evidenciado claramente la creciente necesidad de implementar programas, tecnologías y políticas que aumenten la eficiencia energética. Las preocupaciones por generar energía limpia y sostenible se hacen cada vez mayores, tanto así que diversos países han desarrollado tecnologías para mitigar los impactos ambientales y crear sistemas eléctricos más eficientes. De acuerdo a información de la *International Energy Agency* (IEA) [5] para el año 2035: “En el mundo se estará consumiendo tres veces más de la energía que se consume actualmente, la demanda eléctrica aumentará en dos terceras partes y el centro de gravedad del consumo energético cambiará a países como China, India y Brasil acumulando entre los tres más del 90% del crecimiento de la demanda.” (pag. 19).

En Colombia, desde 2009 se han realizado estudios desde el punto de vista práctico y teórico sobre Redes Inteligentes (RI) para lograr definir si resulta atractivo para las empresas eléctricas implementar estas redes. A partir de estos análisis se crea la iniciativa Colombia Inteligente con el fin de demostrar todos los beneficios que traen estas redes para el sector eléctrico colombiano. Hasta la fecha solo se han realizado estudios que reconocen la importancia de las RI y el documento “Smart Grids Colombia: Visión 2030” donde se formulan recomendaciones en cuanto a políticas y regulación para fomentar el despliegue de la infraestructura tecnológica de las Redes Inteligentes en Colombia [6], no se encuentran estudios que analicen específicamente los incentivos que deben darse a los consumidores para implementar un programa RD.

La implementación de programas RD se ven como una alternativa para mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro y disminuir el riesgo del sistema ante indisponibilidades de recursos con altos costos operativos, así como un mecanismo para mitigar el impacto en el costo del servicio por el uso de recursos de punta (peaker plants), los cuales utilizan generalmente combustibles líquidos. En Colombia se han establecido el mecanismo de Respuesta de la Demanda para Condiciones Críticas, el cual se puede considerar como el primer acercamiento a un programa de RD en Colombia. Los avances en Colombia en cuanto a este tema son:

La Ley 1715 de 2014 [7], la cual establece los lineamientos de política para la promoción de la generación con Fuentes de Energía Renovables No

Convencionales –FERNC- al sistema energético nacional, define la RD como: “Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos.” (pag. 5). Por su parte en el Decreto 2492 de 2014 [8], el Ministerio de Minas y Energía delega a la CREG “el diseño de los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones.” (pag. 2).

En la Resolución CREG 011 de 2015 [9] se regula el programa RD para el mercado diario en condición crítica, el cual solo permite la participación de los recursos de RD cuando el Precio de Bolsa es superior al Precio de Escasez. Este mecanismo está diseñado para activarse en condiciones de baja hidrología; sin embargo, solo contempla pagos por evento y estos están limitados tanto por restricciones en la verificación como por la diferencia entre el Precio de Bolsa y el Precio de Escasez; por este motivo, no resulta realmente atractivo para los consumidores ni para los inversionistas interesados en participar. Es por esta razón que este estudio se concentra en analizar los incentivos que deben otorgarse para que un programa RD funcione eficientemente y los beneficios que se tendrían en el MEM en Colombia con un mecanismo como este.

### III. MARCO TEÓRICO

#### A. Revisión de literatura sobre Redes Inteligentes

Según investigación realizada por Saccar [1], una Red Inteligente se refiere a una red eléctrica que inteligentemente puede producir y reaccionar a información para mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico. Estas redes utilizan tecnologías como sensores, software, interruptores y ordenadores, que permiten una comunicación bidireccional a lo largo del sistema [1]. “Gracias a la información que se obtiene por estas tecnologías, las redes inteligentes pueden conservar energía, facilitar la integración de fuentes de energía renovables y presentar mejoras en los mercados en aspectos como eficiencia, servicio y confiabilidad de las redes” (pag. 3).

La implementación de Redes Inteligentes tiene los siguientes beneficios [1]:

- Se incentiva la energía eficiente: gracias a medidores y sensores los consumidores pueden hacer uso de la energía cuando sea realmente necesario y sin

desperdiciar este recurso. Igualmente, se puede programar las horas de uso de la energía y el consumidor verá reflejado un ahorro en sus pagos, debido a que podrá saber cuándo se está demandando más energía y consumirla en horas menos costosa. La información brindada por los sistemas de RRII permite una reducción de la información asimétrica que perciben los clientes.

- Se reducen las pérdidas de energía en el sistema eléctrico debido a que se optimiza el flujo de energía en las redes basándose en respuestas en tiempo real.
- Disminución de emisiones de dióxido de carbono: esto se logra por la ayuda que se le brinda a los consumidores a usar menos energía y la posibilidad de producir su propia energía como solar o eólica, lo cual reduce la necesidad de generar energía con combustibles fósiles.
- Permitir un mayor uso de los vehículos eléctricos reduciendo aún más las emisiones y la dependencia al combustible, además de poder almacenar energía y ser utilizada en condiciones críticas del sistema.

Por su parte, el estudio realizado por el BID - UPME [6] considera algunas ventajas desde el punto de vista técnico. Se analizan cuatro tecnologías teniendo en cuenta sus beneficios a la hora de implementarlas en un sistema eléctrico:

- Infraestructura de Medida Avanzada (AMI – *Advanced Metering Infrastructure*): se puede informar el estado de la red en subestaciones de reparto o centros de transformación. Además, esta tecnología incluye los Contadores Inteligentes instalados para el usuario que lo benefician enormemente, favoreciendo la comunicación desde el operador de red hasta el usuario y permite que este disminuya la factura al hacer cambios de consumo de manera que se ajuste a sus necesidades reales. El usuario tendrá a su alcance toda la información sobre su consumo en tiempo real, de esta manera podrá calcular sus ahorros y podrán actuar como consumidores y/o generadores de energía (prosumidor).
- Automatización de la Red (ADA – *Advanced Distribution Automation*): se asegura la continuidad del suministro, facilita la detección de fallas y su reparación en el sistema, haciendo más cortos los tiempos de reparo ante deterioros de la red y previene futuros daños de los equipos así sean por fallas humanas (Self-Healing).
- Recursos Distribuidos (DER – *Distributed Energy Resources*): logra el almacenamiento de energía y la generación en baja tensión. Gracias a las DER se pueden aumentar los niveles de la calidad de energía y disminuir la dependencia a los grandes generadores,

permitiendo, a su vez a los usuarios actuar como generadores - consumidores (Prosumidores).

- Vehículo Eléctrico (VE): estos VE traen múltiples ventajas, entre ellas se encuentra la capacidad de realizar su carga en cualquier momento elegido por el usuario. Se debe agregar que la existencia del *Vehicle to Grid* (V2G) y del *Vehicle to Home* (V2H)– niveles más avanzados del VE – posibilitan al vehículo no solo a cargar su batería cuando está conectado, sino suministrar energía a una vivienda desde su propia energía almacenada con el control otorgado por una RI.

### B. Programas de Respuesta de la Demanda

De acuerdo a Cappers [2], los programas de Respuesta de la Demanda se definen como el cambio en el consumo de electricidad de los usuarios finales en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad, o el pago de incentivos diseñados con el fin de inducir a un menor consumo de electricidad en momentos de altos precios en el mercado o cuando se pone en peligro la confiabilidad del sistema. Estos programas RD tienen diversos usos en todo el esquema de funcionamiento del mercado eléctrico, en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

El mecanismo RD presenta cinco características particulares debido a su naturaleza: i) es un recurso de última instancia para condiciones críticas, ii) es un recurso existente en el sistema, iii) no es un recurso de uso permanente, iv) en condiciones normales no reduce significativamente la demanda de energía y, v) no reemplaza la expansión requerida para abastecer el crecimiento de la demanda [10].

El principal beneficio de la implementación de programas RD de acuerdo al estudio realizado por el *U.S Department of Energy* radica en la mejora de la producción de electricidad, debido a una alineación más estrecha entre los precios de electricidad de los clientes y el costo de generación. Este aumento de la eficiencia crea una variedad de beneficios, los cuales se agrupan en cuatro aspectos [11]:

- Los beneficios financieros de los participantes representados en los ahorros de facturas y los incentivos otorgados a los clientes que ajustan su demanda de electricidad en respuesta a variaciones del precio en el tiempo o a programas basados en incentivos.
- Los beneficios financieros de todo el mercado son los menores precios del mercado spot que resultan porque la RD evita la necesidad de usar la energía más costosa para generar durante períodos de alta demanda.
- Los beneficios de confiabilidad son los ahorros

operativos de seguridad y adecuación que resultan porque la RD disminuye la probabilidad y las consecuencias de interrupciones en el sistema que imponen costos financieros e inconvenientes a los clientes.

- Los beneficios del rendimiento del mercado se refieren al costo evitado del ejercicio de poder de mercado de los proveedores (con la capacidad para ejercer poder de mercado), los cuales pueden elevar los precios de la electricidad significativamente por encima de los costos de producción ante situaciones de escasez como los que se presentan cuando hay altas demandas de electricidad o déficit energéticos en períodos de hidrologías críticas en sistemas hidro-térmicos como el colombiano.

Pueden surgir diversos problemas para implementar un programa RD con respecto a los incentivos que deben darse para que este mecanismo sea eficiente. Uno de estos es que los participantes de este mecanismo no tengan incentivos para realizar inversiones a largo plazo, este problema es mucho mayor cuando las inversiones a largo plazo son esenciales como es el caso del sector eléctrico. Otro problema que puede surgir es el de compromiso y depende de la existencia de información asimétrica [12].

Para la implementación de programas RD, se requieren incentivos de largo plazo que justifiquen la disponibilidad del usuario final para reducir su consumo, cuando el sistema eléctrico lo requiera. El costo de participación en un programa RD debe ser menor al beneficio esperado para el sistema por la existencia de los recursos de RD; entre estos costos se encuentran el mantenimiento de instalaciones, riesgos de participación, costos administrativos y los costos de las pruebas. Se requieren dos tipos de incentivos, i) remuneración por evento y ii) una remuneración permanente. Los primeros, corresponden a la remuneración que se le paga al consumidor por desconectarse del sistema eléctrico cuando se requiera. La segunda clase de incentivos son los permanentes, los cuales corresponden a un ingreso periódico. Con estos últimos se garantiza que el consumidor pueda percibir una estabilidad y un flujo de ingresos fijo por un tiempo determinado para que de esta forma recupere las inversiones hechas en su proceso productivo por participar en el programa y mantenga su disponibilidad para prestar servicios al sistema. Ante la ausencia de este último incentivo, difícilmente existirán consumidores dispuestos a mantenerse en el esquema [13].

### *C. Experiencias Internacionales con Programas de Respuesta de la Demanda*

Los programas RD se han implementado en varios países del mundo, para este caso se toma el ejemplo de PJM ya que ha sido pionero en el desarrollo de diversos programas obteniendo reconocimiento mundialmente por su éxito en este tema.

Todos los programas RD en PJM pueden agruparse en: económicos, emergencia y pre-emergencia, todos estos programas son implementados por un Agregador. Un Agregador es la entidad responsable de la actividad de respuesta de la demanda para los consumidores de electricidad en los mercados mayoristas como lo es PJM. Este Agregador puede ser una empresa centrada exclusivamente en las capacidades de RD de sus clientes, una empresa eléctrica local, una empresa de servicios energéticos u otro tipo de empresa que ofrezca estos servicios [14].

PJM creó un programa temporal llamado Demanda Interrumpible para Confiabilidad (IRL) para poder estimular los programas RD, este programa temporal ofrecía pagos por disponibilidad por la participación de los consumidores en RD. Después de esto, la RD fue incorporada al Modelo de Precio de Confiabilidad (RPM), con pagos por disponibilidad y por la energía puesta en el mercado. De esta manera, la participación de los programas RD aumentó en más del 500% en tan solo 5 años, pasando de 1,500 MW a 8,500 MW [15].

El programa RD en emergencia de PJM (*PJM Emergency Load Response Program*), es un tipo de programa de reducción, que a su vez, permite la generación de energía con generadores de respaldo. La remuneración se da por capacidad, es decir, por estar disponible para desconectarse y se le suman los pagos por energía reducida (por los eventos). Los costos que existen no son costos directos, sino que están asociados a la participación (implementación y sostenimiento). Además, existen penalizaciones por incumplimiento, en las cuales el Agregador asume todos los riesgos de incumplimiento y soporta el costo de las penalizaciones. Se da un número máximo de 10 eventos por año, con un tiempo de notificación previa de 2 horas y la duración de cada evento es de hasta 6 horas [15].

## **IV. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA**

Para la implementación de la propuesta RD en el caso colombiano se deben tener en cuenta los siguientes aspectos: i) que la disponibilidad del recurso sea solo en horas punta y no en todas las horas, ii) que se haga un aviso anticipado varias horas antes y no instantáneamente, iii) que hayan requerimientos tecnológicos justos y simples, iv) la remuneración debe ser tanto por la

disponibilidad como por el evento y v) máximo 100 horas por año. Con los incentivos adecuados, se podría esperar una participación de alrededor de 300 MW inicialmente, siendo el potencial estimado de alrededor de 600 MW [13].

Para la evaluación de los beneficios, se tuvo en cuenta la volatilidad condicional del precio de bolsa además de las variables económicas y del funcionamiento del mercado que caracterizan el precio. A partir de estos elementos se construyó una curva de duración de volatilidad que permite establecer la influencia que tienen los incentivos para que los consumidores participen en un mecanismo RD.

#### A. Metodología

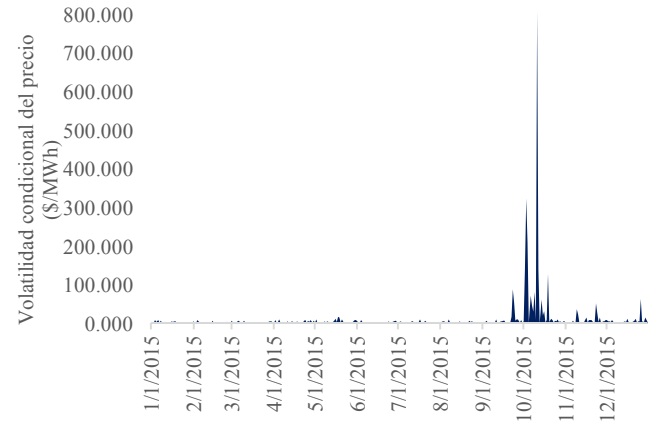
Esta investigación utiliza un modelo de series de tiempo para cuantificar el efecto marginal que tiene la cantidad demanda de electricidad (*Dda*) sobre el precio spot (*Pbo*), controlando por los aportes hídricos (*Apor*) y El Niño (*DNi*). Además, por la alta volatilidad condicional que presenta dicho precio como puede observarse en la Fig. 2, se hace necesario recoger esta información en una ecuación para la varianza condicional. Específicamente se utiliza un modelo del tipo ARIMAX - ARCH, que permite recoger adecuadamente el proceso generador del precio spot y su varianza condicional. A partir de la estimación de la varianza condicional se diseña un procedimiento para obtener la varianza condicional en % para los primeros 110 días de 2015 y con esta construir una curva de carga para el sistema. Por lo tanto, la especificación para el modelo a estimar está representada por (1):

$$\begin{cases} Pbo_t = (\beta_0 + \beta_1 Pbo_{t-1} + \beta_2 Dda_t + \beta_3 Apor_t + \beta_4 DNi_t + \beta_5 DPi_t + \varepsilon_t) \\ \varepsilon_t = a_t \sqrt{h_t}, a_t \sim \text{NIID}(0, 1), a_t \text{ y } h_t \text{ independientes} \\ h_t = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 \end{cases} \quad (1)$$

La varianza condicional es:

$$\begin{aligned} V_{t-1}(\varepsilon_t) &= E_{t-1}[\varepsilon_t - E_{t-1}(\varepsilon_t)]^2 = E_{t-1}[\varepsilon_t^2] = E_{t-1}[(a_t \sqrt{h_t})^2] \\ &= E_{t-1}[a_t^2] * E_{t-1}[h_t] \\ &= 1 * E_{t-1}[\alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2] \\ &= \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 = h_t \end{aligned}$$

FIGURA 2. Volatilidad condicional estimada



Fuente: Elaboración propia.

TABLA 1. Descripción de las variables

Variable	Descripción	Unidades
$Pbo_{t-1}$	Precio de bolsa rezagado un periodo.	\$/kWh
<i>Demanda (Dda)</i>	Demanda comercial	MWh
<i>Aportes (Apor)</i>	Aportes de Energía	MWh
<i>Dummy Niño (DNi)</i>	La variable Dummy Niño toma el valor de 0 cuando el rango MEI (Multivariate ENSO Index) es inferior a 56 puntos y de 1 cuando es mayor o igual a 56 puntos, Niño fuerte.	-
<i>Dummy Pico (Dpi)</i>	La variable Dummy Pico se crea para el último fenómeno de El Niño, esta toma el valor de 0 cuando el precio está por debajo de los 400 \$/kWh y de 1 cuando hay precios mayores a 400 \$/kWh.	-

Nota: Al precio de bolsa se le resta el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE) y el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI). Todos los datos se obtienen con periodicidad diaria para los años desde 2005 hasta 2016.

Fuente: Elaboración propia.

#### B. Resultados

En la TABLA 2 y la Fig. 2, se presentan los resultados de la estimación ARIMAX - ARCH para la especificación del modelo propuesto en (1). Todas las variables consideradas resultan estadísticamente significativas a un nivel de confianza del 99% y con los signos acordes a la teoría económica y al funcionamiento de este mercado. El coeficiente estimado para la demanda (*Dda*) que representa un efecto marginal promedio, y cuyo valor es 0.0002343 \$/MWh = 0.2343 \$/kWh nos indica que por una disminución en 1 MWh de la demanda se reduce el precio de bolsa en 0.2343 \$/kWh, que en

términos de la elasticidad precio promedio de la demanda se encuentra un coeficiente de 0.3142825, lo cual indica que por una disminución del 1% de la demanda hace que el precio spot disminuya en promedio en 0.31%. Para el caso colombiano considerando un potencial de 600MW, el precio se reduce en 188,5695 \$/kWh. Teniendo en cuenta el promedio de las cantidades demandas (8.552.453,912 kWh) y las 80 horas en las que se utilizaría el mecanismo RD en el año 2015, los ahorros obtenidos habrían sido del orden de \$ 129.018.556.643,1.

TABLA 2. Resultados modelo de series de tiempo

Variables	Coefficiente (Desviación estándar)
$Pbo_{t-1}$	0.8787911 (0.0005069)*
$Dda$	0.0002343 (7.16e-06)*
$Apor$	-0.0000452 (2.00e-06)*
$DNi$	1.987502 (0.3711367)*
$DPi$	53.98788 (0.4442303)*
$cons$	-21.37746 (1.091301)*
$Arch$	1.427478 (0.0220631)*
$cons$ $Arch$	128.6264 (1.854973)*

\*Estadísticamente significativo al 99% de confianza

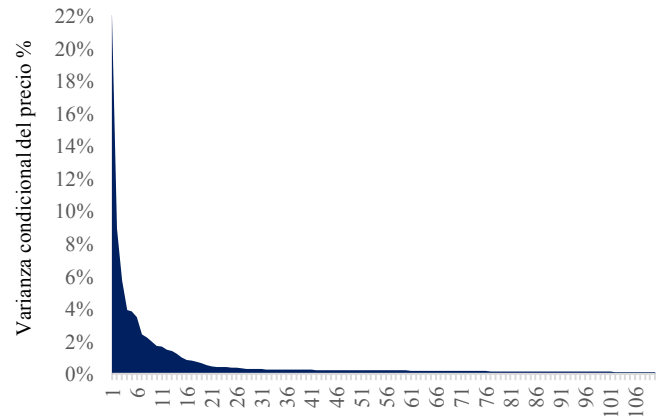
Nota: Elasticidad precio de la demanda ( $Dda$ ) es: 0.3142825, el cual se obtiene a partir del efecto marginal para la cantidad dedanda.

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la estimación de la varianza condicional, Fig. 2, se diseña un procedimiento que permite obtener una estructura, la cual representa la mayor varianza condicional en % para los primeros 110 días de 2015 y que podemos asociar a una curva de duración de volatilidad del precio del mercado. Esta curva de duración que utiliza la volatilidad condicional se puede considerar como una medida de riesgo y por tanto, con ella estimar la prima de riesgo correspondiente para poder evaluar los incentivos permanentes que deberían tener los consumidores por participar en un mecanismo RD. En la medida que disminuye la volatilidad del precio de bolsa se pueden obtener beneficios tanto para los generadores como para los consumidores, ya que los valores resultantes se acercarian al costo promedio de generación. Igualmente, La curva de duración presentada evidencia

porcentajes de volatilidad en desviaciones estándar del precio de bolsa hasta del 22% para el periodo de estudio. La Fig. 3 muestra esta curva para los primeros 110 días del año 2015 con el fin de observar claramente su comportamiento.

FIGURA 3. Curva de duración de volatilidad del precio de bolsa para el mercado colombiano



Fuente: Elaboración propia.

### C. Conclusiones

En el mercado eléctrico colombiano se evidencia una alta dependencia de la tecnología hidráulica para la generación de electricidad, la cual es afectada por fenómenos como El Niño, poniendo en riesgo la confiabilidad y la prestación del servicio en el país, como se evidenció con el último evento El Niño presentado entre 2015 y 2016. La soluciones a los retos de suficiencia y confiabilidad energética, así como al cambio climático y por tanto, al cumplimiento de los compromisos adquiridos en el Acuerdo de Paris, hacen necesario que las autoridades de planeación y regulación incorporen mecanismos efectivos, con los incentivos adecuados, que habiliten el desarrollo de las Redes Inteligentes y en particular, esquemas de Respuesta de a Demanda que permitan la participación activa de los consumidores.

Gracias a los avances mundiales en nuevas tecnologías (Redes Inteligentes y energías renovables no convencionales), se han podido desarrollar programas RD, los cuales disminuyen la asimetría en la información impactando positivamente el bienestar social. En esta investigación se presenta evidencia de los beneficios que en promedio se pueden obtener con la implementación de un mecanismo RD en Colombia, evidenciando unos ahorros cercanos a los 130.000 millones de pesos colombianos en 2015.

Se deben tener en cuenta varios aspectos a la hora de implementar un programa RD para que sea eficiente, por



ejemplo se deben dar incentivos para que haya voluntad de participar por parte de los consumidores en un mecanismo como este, de lo contrario no sería rentable hacer inversiones sin recibir unos beneficios mayores. Estos incentivos deben ser creados de manera que se tenga como principal elemento el beneficio de los consumidores.

Se recomienda continuar analizando cuáles son los incentivos óptimos para los consumidores y los generadores. Para estos incentivos se debe establecer un número máximo de eventos que impliquen desconexión al año y tener en cuenta los costos asociados a la participación como los de sostenimiento e implementación. Se debe hacer un aviso anticipado de los eventos que requieren desconexión varias horas antes del suceso, ya que de esta forma el consumidor podrá planear su consumo de energía de manera eficiente y sin verse afectado por esta desconexión.

Finalmente, se puede concluir que después de observar los resultados del año 2015, se pudo haber tenido un mecanismo RD que redujera el precio de bolsa en donde se habrían visto enormemente beneficiados los consumidores y generadores. Con la implementación de un mecanismo RD en Colombia, se podría reducir la volatilidad del precio y mitigar los efectos de eventos en el sistema así como el impacto de fenómenos climáticos como El Niño. Las regulaciones de la CREG en relación con Respuesta de la Demanda no han producido algún cambio visible en cuanto a la eficiencia y la confiabilidad del sistema.

## V. REFERENCIAS

- [1] Saccar, S. The promise of the smart grid: goals, policies, and measurement must support sustainability benefits. Natural Resources Defense Council. (2012).
- [2] Cappers, P., Goldman, C., & Kath, D. Demand response in U.S. electricity markets: Empirical Evidence. Berkeley: Berkeley Lab. (2009).
- [3] Flórez, Mónica, Gómez, Beatriz Mercedes y García, John. Análisis Comparativo de Diferentes Esquemas de Suficiencia en Generación Eléctrica: Algunas Reflexiones Para el Mercado Eléctrico en Colombia Center for Research in Economics and Finance (CIEF), Working Papers, No. 16-18. (2016). Disponible en SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2826110>
- [4] UPME. Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015-2029. Disponible en: [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2016/Plan\\_Expansion\\_GT\\_2015-2029/Plan\\_GT\\_2015-2029\\_VF\\_22-12-2015.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_Expansion_GT_2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf)
- [5] UPME. Plan energético nacional Colombia: Ideario Energético 2050. (2015). Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/fotonoticias/plan-energetico-nacional-colombia-ideario-energetico-2050>
- [6] BID - UPME, Ministerio de Minas y Energía, & Iniciativa Colombia Inteligente. Smarts Grids Colombia: Visión 2030 - Parte I. Parte IIIA. (2016). Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/fotonoticias/smart-grids-colombia-vision-2030-mapa-de-ruta-para-la-implementacion-de>
- [7] Congreso de Colombia. Ley 1715. (13 de mayo de 2014). Colombia.
- [8] Ministerio de Minas y Energía. Decreto 2492. (3 de diciembre de 2014).
- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Resolución CREG 011 de 2015. Publicada en el Diario Oficial N° 49.525. (28 de mayo de 2015).
- [10] ISA. Respuesta de la demanda: Una herramienta para la participación activa de los grandes consumidores en el Mercado Eléctrico. Medellín. (2017).
- [11] U.S Department of Energy. Benefits of demand response in electric markets and recommendations for achieving them. U.S Department of Energy. (2006).
- [12] Tirol, J. Jean Tirole: Market power and regulation. (2014). Disponible en The Prize in Economic Sciences: [http://www.nobelprize.org/nobel\\_prizes/economic-sciences/laureates/2014/advanced-economicsciences2014.pdf](http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/2014/advanced-economicsciences2014.pdf)
- [13] ISA. ¿Cómo se puede implementar un programa efectivo de respuesta de la demanda? Medellín. (2017).
- [14] PJM. Demand response and why it's important. (2016). Disponible en: <https://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/end-use-customer-fact-sheet.ashx>.
- [15] ISA. Implementación del mecanismo de respuesta de demanda - PJM. Medellín. (2017).
- [16] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Resolución CREG 071 de 2006. Publicada en el Diario Oficial N° 46.421. (14 de octubre de 2006).