

Redes inteligentes y mecanismo de respuesta de la demanda: el caso del sector eléctrico colombiano

Smart grids and demand response mechanism: the case of the Colombian electricity market

JOHN J. GARCÍA-RENDÓN¹

ALEJANDRO GUTIÉRREZ GÓMEZ²

LUISA VARGAS TOBÓN³

HERMILSON VELÁSQUEZ CEBALLOS⁴

- 1 Ph. D. en Economía, director Grupo de Estudios en Economía y Empresa de la Universidad Eafit. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co. A. A. 3300. Medellín, Colombia. John García agradece a la Universidad del Norte por la invitación a participar como ponente en la VI Cátedra de Economía del Caribe: Regulación y generación de energía en el Caribe y Colombia. Además, los autores agradecen a la Universidad Eafit por apoyar esta iniciativa a través de la financiación del Proyecto 828-000134. La presente investigación también se desarrolló en el marco del Programa de Investigación “Energética 2030”, bajo el código 58864 de “Colombia Científica”, que el Banco Mundial financió a través de la convocatoria “778-2017 Ecosistemas Científicos”, y que administra el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación-Colciencias.
- 2 ISA-Interconexión Eléctrica S. A. Colombia. Correo electrónico: algutierrez@ISA.com.co.
- 3 Universidad Eafit. Correo electrónico: lvargas9@eafit.edu.co.
- 4 Universidad Eafit. Correo electrónico: evelas@eafit.edu.co.

Resumen

Las redes inteligentes tienen hoy un papel preponderante en el debate internacional acerca del diseño y la regulación de los mercados eléctricos. Este artículo analiza los potenciales efectos de la implementación de un mecanismo de respuesta de la demanda en Colombia, con características similares al utilizado en el mercado de PJM. Usando series de tiempo y controlando por la alta volatilidad que se presenta en el precio de corto plazo (precio de bolsa), estimamos que tal mecanismo habría logrado significantes ahorros a los consumidores. Por ejemplo, si el mecanismo de respuesta de la demanda hubiera sido implementado durante 2015, el precio de bolsa en horas pico podría haber sido un 30 % menor y los consumidores habrían ahorrado aproximadamente COP 99 000 millones.

Palabras claves: Respuesta de la demanda, Arimax-ARCH, beneficios económicos, Colombia.

Abstract

Smart grids now figure prominently in the international debate on the design and regulation of electricity markets. This paper analyzes the potential effects of implementing a demand response mechanism in the Colombian wholesale electricity market with characteristics similar to that of the PJM market. Using time series models and controlling for the high volatility presented in the spot price, we estimate that such a mechanism could yield significant economic savings for customers. For example, if the demand response mechanism had been implemented during 2015, the spot price in peak hours would have been 30% lower and customers would have saved approximately COP \$99.000 million.

Key words: Demand response, Colombian electricity market, ARIMAX – ARCH, Economics benefits.

JEL: C32, D47, L52

1. Introducción

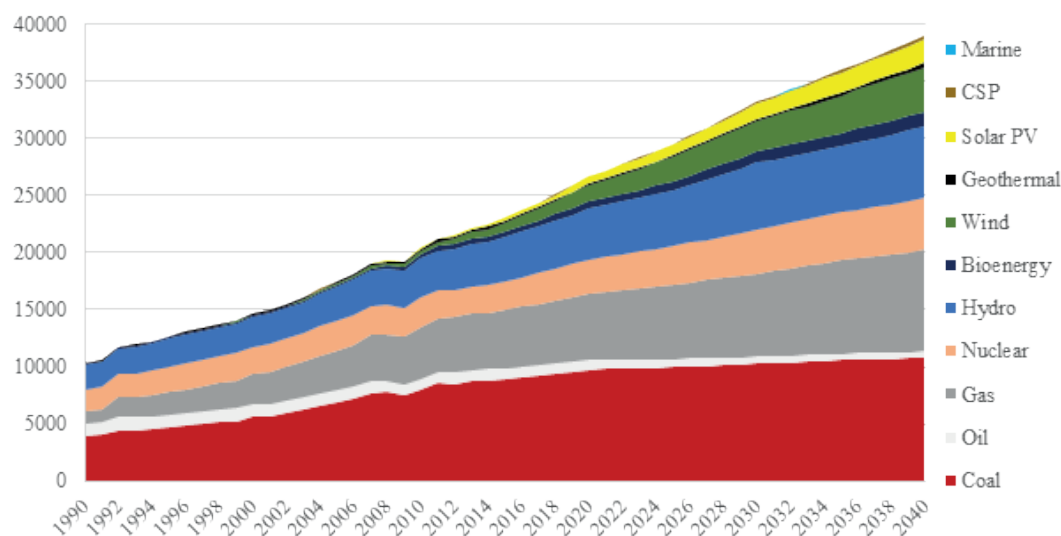
En los últimos años se han venido presentando cambios estructurales en el funcionamiento de los mercados eléctricos a nivel mundial con el fin de mejorar la eficiencia energética y la confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad. Una gama de tecnologías, incluida la respuesta a la demanda, la generación distribuida, el almace-

namiento de energía y los dispositivos avanzados de electrónica y control de potencia, está creando nuevas opciones para la provisión y el consumo de servicios de electricidad (Cramton, 2017; Newbery, Pollitt, Ritz y Strielkowski, 2018).

Esto ha implicado cambios en el marco regulatorio y reformas del mercado que incentivan la evolución de los sistemas de energía y el suministro del servicio de electricidad de manera más eficiente. Como lo muestran las experiencias internacionales de algunos mercados, una reforma estructural que establezca la independencia financiera entre funciones de operación y planificación del sistema de distribución y las actividades competitivas del mercado serían preferibles desde la perspectiva de la eficiencia económica para facilitar una regulación asimismo más eficiente (MIT, 2016).

A su vez, la tradicional dicotomía entre liberalización y regulación probablemente perderá sentido en la medida en que se disminuya la asimetría en la información con la introducción de redes inteligentes, en donde la figura del prosumidor y el concepto de la generación distribuida desempeñan un papel determinante. La operación eficiente de los mercados eléctricos implica un alto componente de control: para que operen las fuerzas del mercado, se requiere de cuidadosos diseños regulatorios que garanticen la gestión óptima de los agentes, donde la misma competencia de la disrupción tecnológica conlleve a repensar la regulación con el objetivo de garantizar la calidad y confiabilidad en la prestación del servicio sin desconocer la sostenibilidad económica, ambiental y social del sistema.

De acuerdo con la International Energy Agency (IEA, 2018) los costos de las tecnologías renovables no convencionales han caído rápidamente, por ejemplo: entre 2010 y 2016, para la energía solar disminuyó un 70 %; el de la eólica, 25 % y el costo de las baterías, en 40 %. Esto, a su vez, ha hecho que la generación con estas fuentes haya crecido (gráfico 1), tal como se resalta en el caso de Alemania, Noruega y España, países de la Unión Europea en donde el 30 % del total de su generación la realizan por medio de estas fuentes. Además, la IEA prevé que en 2050 el 48 % de la generación a nivel mundial se realizará con fuentes de energía renovables no convencionales (FNCR), fundamentalmente, eólica, solar, biomasa y geotérmica. Asimismo, la inversión en redes inteligentes en los mercados eléctricos es mayor, según información de Bloomberg (2018), mientras que en 2017 se invirtieron en medidores inteligentes y automatización de la red, 18 y 4 billones de dólares a nivel mundial; hacia 2025 se proyectan incrementos de 26 y 10 billones de dólares, respectivamente.



Fuente: IEA (2018; 2016).

Gráfico 1. Tendencia en generación (TWh) de FNCER a nivel mundial

En Colombia, desde 2009 se han realizado estudios sobre redes inteligentes. La iniciativa “Colombia Inteligente”, que aglutina a las empresas del sector y que fue creada para analizar si es atractiva la implementación de estas tecnologías por parte de las empresas del sector eléctrico, ha demostrado los beneficios que puede traer su utilización (Colombia Inteligente, 2015). Además, el BID y la UPME (2016) realizaron el estudio *Smart Grids Colombia: Visión 2030*, que en su tercer tomo analiza los avances que han tenido lugar en Brasil, India, Reino Unido y Chile sobre redes inteligentes, y en el diagnóstico del marco regulatorio colombiano se incluye la respectiva propuesta para las actividades de distribución y comercialización de energía en Colombia.

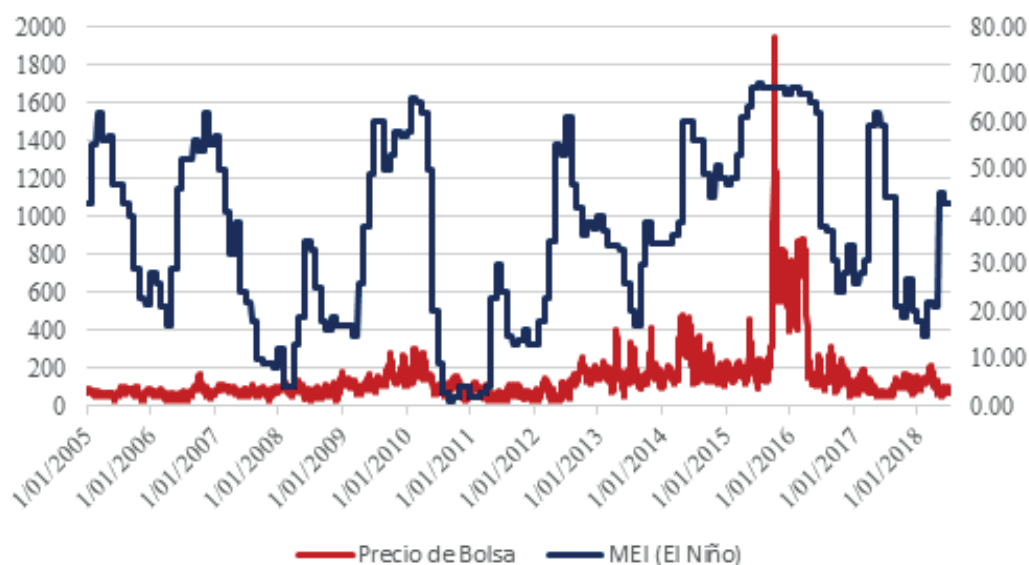
Así mismo, el Congreso promulgó la Ley 1715/2014 (Congreso de Colombia, 2014), la cual establece los lineamientos de política para la promoción de la generación con fuentes no convencionales de energías renovable (FNCER). Por su parte, en el Decreto 2492/2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2014), el Ministerio de Minas y Energía delega a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (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”. Posteriormente, la CREG, mediante la Resolución 011/2015 (CREG, 2015), establece los parámetros para que los consumidores puedan vender excedentes al sistema cuando se presente

una condición crítica del mercado⁵. Es de anotar que este programa no incluye incentivos de largo plazo, y solo establece incentivos de corto plazo a aquellos usuarios que disminuyan sus consumos en condiciones de escasez.

Solo hasta 2018 empiezan a definirse algunos aspectos regulatorios para la implementación de la infraestructura en medición avanzada (AMI), por sus siglas en inglés, en el Sistema Interconectado Nacional (SIT), por medio de la Resolución 40072/2018 (MME, 2018a), y la regulación de las actividades de generación distribuida y autogeneración a pequeña (capacidad instalada menor o igual a 1 MW) y gran escala (capacidad instalada mayor a 1 MW) en el Sistema Interconectado Nacional, mediante las resoluciones CREG 024/2015 (CREG, 2015) y 030/2018 (CREG, 2018a) y el proyecto de Resolución CREG 001/2018 para zonas no interconectas (CREG, 2018b). También con las Resoluciones 40791 (MME, 2018b) y 40795 (MME, 2018c) se prevé la convocatoria para la primera subasta de contratos de largo plazo de energía eléctrica, a 10 años, las cuales buscan incentivar la instalación de Fncer.

Es importante resaltar que 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 eventos inciden directamente en el precio *spot*, como sucedió con el último fenómeno de El Niño presentado entre 2015 y 2016. Esto se puede observar en el gráfico 2. Particularmente en este último mencionado, 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 pusieron en duda la confiabilidad del suministro del servicio.

5 Una condición crítica en el mercado colombiano se establece cuando el precio de bolsa supera al precio de escasez. Esta situación sucede principalmente cuando escasea el recurso hídrico debido a condiciones climáticas como el fenómeno de El Niño.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM, 2018.

Gráfico 2. Relación entre El Niño (MEI) y el precio de bolsa (\$/kWh)

Durante los dos últimos eventos de El Niño un 54 % de la demanda total de electricidad fue abastecida con tecnología térmica, mientras que las obligaciones de energía firme (OEF) del cargo por confiabilidad entre 2011 y 2016 respaldadas con gas natural bajaron del 28 % al 4 %, ante el desabastecimiento de dicho combustible en el país. Así mismo, las OEF con garantía de combustibles líquidos subieron del 14 % al 31 % (Flórez, Gómez y García, 2016).

Esto evidencia la necesidad de cambios estructurales en el funcionamiento del sector eléctrico colombiano a fin de incluir las FNCER y redes inteligentes y, por supuesto, el rediseño del mercado, teniendo como principal objetivo de la política energética garantizar de manera eficiente el suministro y confiabilidad en la prestación del servicio. Por tanto, es pertinente analizar los efectos que tendría la implementación de un mecanismo de respuesta de la demanda en Colombia y los ahorros económicos para atenderla, y que es el objetivo de este escrito.

Por medio de un modelo Arimax-ARCH, el cual permite controlar la alta volatilidad condicional característica del precio *spot* de generación en Colombia, es posible obtener para el precio *spot* de la demanda una elasticidad de 0.31 %, incluso considerando 80 horas a través del mecanismo de respuesta de la demanda (RD); así, en 2015, la atención de la demanda en el sistema eléctrico colombiano hubiera registrado ahorros cercanos a los COP 99 000 millones. La implementación de programas de RD se ve 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 mismo se presenta como un mecanismo para mitigar el impacto en el costo del servicio por el uso de recursos en horas pico, cuando generalmente se utilizan combustibles fósiles, que encarecen los costos de operación, e incrementan el precio de corto plazo (precio de bolsa).

Después de esta introducción en la que se muestra la tendencia de la implementación de redes inteligentes a nivel mundial, así como del resumen de los aspectos normativos relacionados con estas tecnologías en el mercado eléctrico colombiano, el texto prosigue bajo la siguiente estructura: la sección dos describe los elementos teóricos respecto a programas de respuesta de la demanda y la revisión de literatura de este programa para el mercado de Pensilvania, New Jersey y Maryland (PJM, 2016) de Estados Unidos. La sección tres hace alusión a la evidencia empírica, la cual comprende la metodología utilizada y los resultados obtenidos, y finalmente se concluye.

2. Elementos teóricos y revisión de literatura

2.1 Programas de respuesta de la demanda (RD)

De acuerdo con Cappers, Goldman y Kath (2010), los Programas de Respuesta de la Demanda se definen como el cambio en el consumo de electricidad de los usuarios finales en respuesta a la variación en el precio de la electricidad o el pago de incentivos diseñados con el fin de inducir a un menor consumo de electricidad en periodos de precios altos en el mercado o cuando se pone en riesgo la confiabilidad del sistema.

El mecanismo de RD tiene cinco características particulares debido a su naturaleza: i) es un recurso de última instancia para condiciones críticas; ii) está presente 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 (ISA, 2017a).

El principal beneficio de la implementación de programas de RD según el estudio realizado por el U.S. Department of Energy (2006) radica en la mejora de la producción de electricidad, debido a una coordinación 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 (U.S. Department of Energy, 2006):

- 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 como 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 se da cuando la RD evita la necesidad de usar la energía más costosa para generar durante periodos de alta demanda.
- Los beneficios de confiabilidad son los ahorros operativos de seguridad y adecuación que resultan toda vez que 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 periodos de hidrologías críticas en sistemas hidro-térmicos como el colombiano.
- Un beneficio adicional se presenta cuando, a través de los mecanismos de respuesta de la demanda, puede disminuirse el uso de plantas de pico (*peaker plants*), cuyo aporte a la contaminación es alto. En este sentido, el beneficio corresponde a las emisiones evitadas.

Pueden surgir diversos problemas para implementar un programa de 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 (Tirole, 2014).

Para la implementación de programas de RD, son necesarios 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 de 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 desconec-

tarse del sistema eléctrico cuando así se requiera. La segunda clase de incentivos son los permanentes, y 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, de tal manera que 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 (ISA, 2017b).

2.2 Experiencias internacionales con programas de respuesta de la demanda: el caso de PJM

Los programas de RD en PJM pueden agruparse en: económicos, emergencia y preemergencia, y todos son implementados por un agregador, que es la entidad responsable de la actividad de respuesta de la demanda para los consumidores de electricidad en los mercados mayoristas. 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 (PJM, 2016).

Inicialmente PJM creó un programa temporal llamado Demanda Interrumpible para Confiabilidad (IRL, por sus siglas en inglés), a fin de estimular los programas de RD. Este programa ofrecía pagos por disponibilidad por la participación de los consumidores en RD, y después fue incorporado al modelo de precio de confiabilidad (RPM, por sus siglas en inglés), con pagos por disponibilidad y por la energía puesta en el mercado. De esta manera, la participación de los programas de RD aumentó en más del 500 % en tan solo 5 años, pasando de 1,500 MW a 8,500 MW (ISA, 2017c).

El RD en emergencia de PJM (*Emergency Load Response Program*) es un 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, además de pagos por energía reducida cuando ocurren eventos que los desconectan. Los costos que existen no son directos, sino que están asociados a la participación, implementación y sostenimiento. También, existen penalizaciones por incumplimiento, donde 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 (ISA, 2017c).

3. Evidencia empírica

3.1 Metodología

En el caso colombiano, para la implementación de un programa de RD deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos: i) que la disponibilidad del recurso sea solo en horas punta y no en cualquier momento; ii) que se haga un aviso anticipado varias horas antes y no inmediatamente; iii) que haya requerimientos tecnológicos justos y simples; iv) que la remuneración debe ser tanto por la disponibilidad como por el evento, y v) un tiempo máximo de duración de 80 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 (ISA, 2017b).

Esta investigación utiliza un modelo de series de tiempo para cuantificar el efecto marginal que tiene la cantidad demandada 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. Específicamente se utiliza un modelo Arimax-ARCH, que permite recoger adecuadamente el proceso generador del precio spot y su varianza condicional. Por tanto, la especificación para el modelo a estimar está representada por (1). La tabla 1 describe las variables utilizadas en el modelo.

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

La varianza condicional es:

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

■ Tabla 1. Descripción de las variables

Variable	Descripción	Unidades
	Precio de bolsa rezagado un periodo.	\$/kW/h
Demanda (Dda)	Demanda comercial.	MW/h
Aportes (Apor)	Aportes de energía.	MW/h
Dummy Niño (DNi)	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.	-
Dummy Pico (Dpi)	La variable Dummy Pico se crea para el último fenómeno de El Niño, donde además hubo desabastecimiento del gas natural y la salida de funcionamiento de la Central Guatapé. Esta toma el valor de 0 cuando el precio está por debajo de los 400 \$/kW/h y de 1, cuando hay precios mayores a 400 \$/kW/h.	-

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.

3.2 Resultados

En la tabla 2 se presentan los resultados de la estimación por la ecuación (1). Todas las variables consideradas resultan estadísticamente significativas con un nivel de confianza del 99 % y signos acordes con la teoría económica y el funcionamiento de este mercado. El coeficiente estimado para la demanda (*Dda*), que representa un efecto marginal promedio, y cuyo valor es $0.0002343 \text{ \$/MW/h} = 0.2343 \text{ \$/kW/h}$, nos indica que con una disminución en 1 MW/h de la demanda se reduce el precio de bolsa en 0.2343 \$/kW/h, que en términos de la elasticidad precio promedio de la demanda resulta un coeficiente de 0.3142825; esto indica que 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 600 MW, el precio se reduce en 140,49 \$/kW/h. Teniendo en cuenta el promedio de las cantidades demandas (8.777.323,842 kW/h) y las 80 horas en las que se utilizaría el mecanismo de RD en 2015, los ahorros obtenidos del lado de la demanda habrían sido del orden de COP 98 720 316 716.

■ **Tabla 2. Resultados modelo de series de tiempo**

Variables	Coeficiente (desviación estándar)	Variables	Coeficiente (desviación estándar)
	0.8787911 (0.0005069)*	DPi	53.98788 (0.4442303)*
Dda	0.0002343 (7.16e-06)*	cons	-21.37746 (1.091301)*
Apor	-0.0000452 (2.00e-06)*	Arch	1.427478 (0.0220631)*
DNi	1.987502 (0.3711367)*	cons Arch	128.6264 (1.854973)*

*Estadísticamente significativo con el 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 demandada.

Fuente: elaboración propia.

4. 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, que pone en riesgo la confiabilidad y la prestación del servicio en el país, como se evidenció con el último evento presentado entre 2015 y 2016. La solución a los retos de suficiencia y confiabilidad energética, así como el desafío mismo del cambio climático y, por tanto, el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París, COP21, 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 participación de los consumidores a través de mecanismos como el de respuesta de la demanda.

Gracias a los avances mundiales en nuevas tecnologías (redes inteligentes y energías renovables no convencionales), se han podido desarrollar programas de RD que disminuyen la asimetría en la información e impactan 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 de RD en Colombia, mostrando ahorros cercanos a los COP 99000 millones si se hubiese implementado en 2015.

Para que un mecanismo como este sea eficiente, deben implementarse los incentivos necesarios, como la forma de remuneración para que los grandes consumidores participen. Se recomienda continuar analizando cuáles son los incentivos óptimos para que los consumidores participen en estos programas y se obtengan los mayores

beneficios de ello. Además, se sugiere cuantificar el efecto positivo que un mecanismo de RD puede representar en cuanto al principal objetivo de la política energética, que precisamente consiste en garantizar la confiabilidad en el suministro teniendo en cuenta criterios de calidad y economía.

Referencias

- BID-UPME. (2016). *Smarts Grids Colombia: Visión 2030* - Parte I. Parte IIIA. Recuperado de <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/fotonoticias/smart-grids-colombia-vision-2030-mapa-de-ruta-para-la-implementacion-de>
- Bloomberg. (2018). Bloomberg New Energy Finance. Base de datos.
- Cappers, P., Goldman, C. & Kath, D. (2010). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical Evidence. *Energy*, 35(4), 1526-1535. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029>
- Colombia Inteligente. (2015). *Informe de Gestión 2014*. Recuperado de http://www.colombiainteligente.com.co/banco_informacion/Pages/default.aspx
- Comisión de regulación de Energía y Gas (CREG). (2015). Resolución CREG 011, por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018a). Resolución 030, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>
- Comisión de regulación de Energía y Gas (CREG). (2018b). Proyecto de Resolución 001, por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se regulan las actividades de generación distribuida y autogeneración a pequeña y gran escala en las zonas no interconectadas”. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/45b787cc99da0fef05258219007354e8?OpenDocument>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2015). Resolución 024, por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones”. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/>
- Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715/2014, de 13 de mayo.
- Cramton, P. (2017). Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4), 589–612. <https://doi.org/10.1093/oxrep/grx041>.
- Flórez, M., Gómez, B. & García, J. (2016). 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* (16-18). Recuperado de: <https://ssrn.com/abstract=2826110>
- International Energy Agency - IEA. (2018). *Energy Statistics*. Paris: International Energy Agency & Organization for Economic Co-operation and Development.

- IEA (International Energy Agency). (2016). *World Energy Outlook. Global Energy Trends Special Focus on Renewable Energy*. Recuperado de <https://www.iea.org/media/publications/weo/WEO2016SpecialFocusonRenewableEnergy.pdf>
- ISA. (2017a). *Respuesta de la demanda: una herramienta para la participación activa de los grandes consumidores en el mercado eléctrico*. Medellín: Autor.
- ISA. (2017b). *¿Cómo se puede implementar un programa efectivo de respuesta de la demanda?* Medellín: Autor.
- ISA. (2017c). *Implementación del mecanismo de respuesta de demanda - PJM*. Medellín: Autor.
- Ministerio de Minas y Energía (MME). (2018a). Resolución 40072, por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura en medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica. Recuperado de https://www.redjurista.com/Documents/resolucion_40072_de_2018_ministerio_de_minas_y_energia.aspx#/
- Ministerio de Minas y Energía (MME). (2018b). Resolución 40791, por la cual se definen e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el mercado de energía mayorista. Recuperado de https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/47895-res_40791_310718.pdf
- Ministerio de Minas y Energía (MME). (2018c). Resolución 40795. Por la cual se convoca a la primera subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación. Disponible en: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/47906-res_40795_010818.pdf
- Ministerio de Minas y Energía (MME). (2014). Decreto 2492, por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- MIT. (2016). *Utility of the future. An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Recuperado de <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>
- Newbery, D., Pollitt, M., Ritz, R. & Strielkowski, W. (2018). Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 695-707. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.025>.
- PJM. (2016). *Demand response and why it's important*. Recuperado de <https://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/end-use-customer-fact-sheet.ashx>.
- Tirole, J. (2014). *Market power and regulation. Scientific Background on the Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel*, 1-6. Recuperado de http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/2014/advanced-economic-sciences2014.pdf
- U. S. Department of Energy. (2006). *Benefits of demand response in electric markets and recommendations for achieving them*. Recuperado de <https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-1252d.pdf>