

Market-Based Impact of a Demand Response Program in the Colombian Power Market

E. Rodas-Gallego, and D. Mejía-Giraldo

Abstract—This paper presents an economic-based impact analysis of a demand response program (DR) in the Colombian power market. Specifically, we consider the impact of a direct load control DR program on the cost of both restrictions and power pool transactions. To do so, economic dispatches with and without DR were implemented to estimate the potential effect on real generation, ideal generation and spot prices. The economic dispatch model was strictly implemented following the Colombian regulation. This allowed us to estimate, on an hourly basis, the cost of restrictions cost and cost transactions in the power pool. We apply reductions of 5, 7, and 10% of peak demand of industrial and residential customers. Results of DR impacts were compared with realistic costs observed in the market corresponding to a sample of seven representative days of the year. It was observed that daily economic benefit of this DR program could range between 44 and 381 million of COP, and this can represent savings for users up to 0,4 COP/kWh.

Index Terms—Direct load control, Wholesale power market, Demand response, Restriction cost, Power pool transactions.

I. NOMENCLATURA

Sigla	Descripción
<i>AGC</i>	Control Automático de Generación
<i>C</i>	Agente Comercializador C.
<i>CB_RD_{AGN,p}</i>	Compras en bolsa del agente con RD (G: Generador, C: Comercializador) para la hora p. [kWh].
<i>CB_{AGN,p}</i>	Compras en bolsa del agente (G: Generador, C: Comercializador) para la hora p. [kWh].
<i>CC_{AGN,p}</i>	Compras en contratos del agente (G: Generador, C: Comercializador) para la hora p. [kWh].
<i>COP</i>	Pesos colombianos.
<i>CREST_RD_p</i>	Restricciones del sistema con RD en la hora p. [COP].
<i>CREST_p</i>	Restricciones del sistema en la hora p. [COP].
<i>D_{C,p}</i>	Demanda del agente comercializador C para la hora p. [kWh].
<i>DI</i>	Despacho Ideal.
<i>DNAL</i>	Demanda Comercial Nacional
<i>DNAL_RD</i>	Demanda Comercial Nacional con RD
<i>DP</i>	Despacho Económico Programado.
<i>DRTd</i>	Diferencia entre <i>CREST_RD</i> y <i>CREST</i> para el día d. [COP].
<i>DTBd</i>	Diferencia entre <i>VTBE_RD</i> y <i>VTBE</i> para el día d. [COP].
<i>G</i>	Agente generador G.
<i>GIDEA_RD_i</i>	Generación Ideal con RD del generador i. [kWh].
<i>GIDEA_i</i>	Generación Ideal del generador i. [kWh].
<i>GI_{G,p}</i>	Generación ideal del agente generador G para la hora p. [kWh].

Sigla	Descripción
<i>GPRO_i</i>	Generación Programada en el DP del generador i. [kWh].
<i>GREA_RD_i</i>	Generación Real con RD del generador i. [kWh].
<i>GREA_i</i>	Generación Real del generador i. [kWh].
<i>i</i>	Generador i.
<i>m</i>	Total de agentes Comercializadores C.
<i>MEM</i>	Mercado de Energía Mayorista
<i>MPO</i>	Máximo Precio Ofertado
<i>n</i>	Total de generadores.
<i>p</i>	Hora p.
<i>PB_RD_p</i>	Precio de bolsa con RD en la hora p. [COP/kWh].
<i>PB_p</i>	Precio de bolsa en la hora p. [COP/kWh].
<i>PRON_DDA</i>	Pronóstico de Demanda
<i>PRON_DDA_RD</i>	Pronóstico de Demanda con RD
<i>r</i>	Total de agentes Generadores G.
<i>RecN_{i,p}</i>	Reconciliación negativa del generador i en la hora p [COP].
<i>RecP_{i,p}</i>	Reconciliación positiva del generador i en la hora p [COP].
<i>TB_{AGN,p}</i>	Transacciones en bolsa de Energía (TBE) del agente (G: Generador, C: Comercializador) para la hora p. [kWh].
<i>TIE</i>	Transacciones Internacionales de Electricidad
<i>USD</i>	Dólares Americanos.
<i>VAGC_{i,p}</i>	Valor del AGC para el generador i en la hora p. [COP].
<i>VB_RD_{AGN,p}</i>	Ventas en bolsa con RD del agente (G: Generador, C: Comercializador) para la hora p. [kWh].
<i>VB_{AGN,p}</i>	Ventas en bolsa del agente (G: Generador, C: Comercializador) para la hora p. [kWh].
<i>VC_{AGN,p}</i>	Ventas en contratos del agente (G: Generador, C: Comercializador) para la hora p. [kWh].
<i>VTBE_RD_p</i>	Costo de las TBE con RD en la hora p. [COP].
<i>VTBE_p</i>	Valor de las TBE en la hora p. [COP].

II. INTRODUCCIÓN

LOS programas de respuesta de la demanda (RD) se fundamentan en una reducción temporal de la demanda a cambio de una compensación económica. Esta reducción se da en respuesta a una señal de precios o a la necesidad de mantener la confiabilidad del suministro de electricidad, particularmente en horas de alto consumo.

Los programas de RD son gestionables en espacio y tiempo, logrando una capacidad de estabilizar las redes de transmisión, reducir la volatilidad en los precios en el mercado, disminuir el poder de mercado en los generadores de electricidad y aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico [1]. Además, la RD es un mecanismo que algunas ocasiones puede ser comparable con los tiempos de respuesta que las plantas térmicas e hidráulicas proporcionan en los servicios auxiliares [2].

El departamento de Energía de los Estados Unidos [3], [4] plantea los programas de RD divididos en dos grupos: los programas basados en precios y los programas basados en incentivos, los cuales se resumen en la Tabla I.

Edwin Rodas-Gallego trabaja en XM Compañía de Expertos en Mercados, Filial de ISA, es Analista de Regulación, Calle 12 sur N 18 – 168 Bloque 2. (correo e.: erodas@xm.com.co, rodas1105@gmail.com).

Diego Mejía-Giraldo imparte docencia en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, de la Universidad de Antioquia, Calle 67 N 53 - 108 Bloque 20-407, Medellín. Colombia (correo e.: diego.mejia@udea.edu.co).

TABLA I
TIPOS DE PROGRAMAS RD

Tipos		Programas
Basados en Precio	Time-of-use (TOU)	
	Real-time pricing (RTP)	
	Variable Peak Pricing (VPP)	
	Critical Peak Pricing (CPP)	
Basados en Incentivos	Programas Clásicos:	Direct Load Control (DLC)
		Interruptible/Curtaible (I/C)
	Programas Basados en Mercados:	Demand Buyback-Bidding (DB)
		Emergency DR (EDRP)
		Capacity Market (CAP)
	Ancillary Services Market (A/S)	

Los programas basados en precios, son aquellos en los que la demanda responde a una señal de precio, en momentos de altos consumos y donde los costos del suministro de energía son altos. El objetivo principal de este tipo de programas es aplanar la curva de demanda [5].

Los programas basados en incentivos son aquellos que buscan principalmente una reducción de la demanda en horas pico y se pueden clasificar en dos grupos [5]: Los programas clásicos y los programas basados en mercados. En los primeros, los participantes reciben un pago por su participación; en los segundos, los participantes son beneficiados con pagos que dependen de su desempeño en la reducción de carga durante condiciones críticas.

Diversos mercados a nivel mundial han reestructurado sus reglas de mercado con el fin de introducir RD dentro de su portafolio. Según la referencia [6], en Corea del Sur han existido, desde antes de 2012, programas de RD basados en precio como el Time-of-Use. Adicionalmente según [6], estudios recientes muestran beneficios de incorporar otros tipos de programas como el Critical Peak Pricing.

Para el caso de Estados Unidos, en [7] se ilustra que en el mercado de PJM se han incorporado mecanismos regulatorios para lograr que la RD pueda ofrecer confiabilidad al sistema al competir con generadores. Así mismo en [8], se indica como California ISO (CAISO) maneja sus programas de RD a través de agregadores de demanda que realizan ofertas al operador tanto en el Day-Ahead como en el mercado de tiempo real, exigiendo respectivamente un mínimo de desconexión de 0.1 MW y 0.5 MW para cada mercado.

Según [9], ISO New England maneja programas de RD basados en precios y en incentivos dividiendo los programas en dos grupos denominados activos y pasivos. El primero es utilizado por el operador cuando se presenta alguna escasez de capacidad de transporte en el sistema; y el segundo presenta disminuciones permanentes con ayuda de cogeneradores, ésta última es tenida en cuenta para la planeación de la expansión de la red de transporte.

Por otro lado, New York ISO (NYISO), inició la incorporación de RD en 1999 y en la actualidad también tienen programas basados en precios y en incentivos. Por ejemplo, en

el programa de emergencia (EDRP) la respuesta de los participantes es obligatoria y es penalizada en caso de incumplimientos. El compromiso normalmente se encuentra en un máximo de cinco (5) eventos por año y participa demanda residencial, comercial e industrial [10].

En Colombia, estudios como [11], cuantificaron el beneficio que pueden tener los programas RD. Se encontró un potencial de RD para Colombia que oscila entre el 4.4% y 13% de reducción de la curva de demanda con beneficios económicos netos de 190 millones COP anuales por usuario. En la referencia [12] se menciona que el consumo de electricidad podría desplazarse de una hora a otra en función de incentivos y sanciones con el ingreso de programas de RD en Colombia. Con esto se podrían observar cambios de estrategia por parte de los participantes del mercado y costos de operación más bajos.

Estudios realizados por [13], [14] y [15] mencionan que la RD es fundamental para dar mayor dinamismo al mercado. Los autores revelan los beneficios potenciales de RD incentivada por señales de precio o confiabilidad. De hecho, en marzo y abril de 2016, a través de incentivos establecidos por el regulador¹ se logró reducir entre el 2.3 y 3% de la demanda de energía mensual en momentos de escasez [16].

La RD es un mecanismo que el planeador de la red eléctrica puede tener en cuenta a la hora de evaluar las necesidades de la expansión de la red, y puede llegar a ser un factor determinante a la hora de evaluar la inversión a la red de transporte [17] [18]. De hecho, también, se han realizado estudios de servicios complementarios de electricidad empleando baterías de vehículos eléctricos a través de RD con agregadores de demanda [19].

A nivel ambiental, en la referencia [20] se resalta la relevancia que tiene la participación de la demanda en la reducción de gases de efecto invernadero en la generación de electricidad con combustibles fósiles, y como el hecho de tener una demanda inelástica y una matriz energética sin cambios tecnológicos en generación con fuentes renovables, puede implicar aumentos en la tarifa promedio de electricidad cercanos al 1.58%.

Con la incorporación en Colombia de la Ley 1715 [21] se busca incentivar la penetración de fuentes no convencionales de generación y la respuesta de la demanda. Sin embargo, estudios como el de la referencia [22], han mostrado que es necesario implementar RD para que proyectos de generación como los solares fotovoltaicos puedan llegar a ser atractivos para su participación en el mercado de energía.

En este trabajo se evalúa el impacto económico de un programa de RD en el mercado eléctrico colombiano. Para el entendimiento de los autores, es el único trabajo que a la fecha ha realizado una medición de este impacto empleando, de manera detallada, todas las reglas del Mercado de Energía Mayorista (MEM) enfocadas en el cálculo del costo de las restricciones del sistema (CREST), el valor de las transacciones en la bolsa de energía (VTBE) y el cálculo del Precio de Bolsa. Todas estas variables son utilizadas por los comercializadores para la formación del precio al usuario final.

¹ Resolución CREG 029 de 2016 y sus modificaciones.

Además, se plantean diferentes escenarios en los cuales se tienen en cuenta no solamente las condiciones reales de operación del sistema, sino también las condiciones reales con las cuales se realizó el despacho ideal (DI). El resto del artículo se encuentra dividido así:

En la sección 3, se explica el funcionamiento del Despacho Económico Programado y el MEM, incluyendo la formación del precio de bolsa, el despacho de los contratos de largo plazo, las transacciones en la bolsa y el cálculo del balance de restricciones. En la sección 4 se describe el desarrollo metodológico empleado y las secciones 5 y 6 se presentan los resultados obtenidos y las conclusiones correspondientes, además se dan algunas recomendaciones a trabajos futuros.

III. ASPECTOS GENERALES DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO

A. Despacho Económico Programado

El DP es el mecanismo por el cual se obtiene la generación programada (GPRO) de los generadores del sistema para la atención de la demanda. La GPRO termina siendo muy cercana a la generación real (GREA) que es la que finalmente se materializa en la operación. Para la realización del DP, los generadores presentan un precio de oferta y una disponibilidad horaria. Al pronóstico de demanda para las 24 horas del día utilizado en el DP, se denominará PRON_DDA. El DP realiza la asignación del margen de reserva de regulación secundaria de frecuencia (AGC) a través de otro proceso basado en la minimización de su costo. El DP es un modelo de “unit commitment” que minimiza el costo total de operación en las 24 horas del día y es ejecutado por XM Compañía de Expertos en Mercados, empresa de opera el sistema y administra el MEM en Colombia. El DP despacha la demanda nacional (DNAL), la demanda de Ecuador y la de Venezuela. Este modelo incluye generación en pruebas, características técnicas, costos de arranque, límites en líneas de transmisión e intercambios de energía entre áreas operativas y generaciones de seguridad para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema.

B. Mercado de Energía Mayorista

El MEM está compuesto por el mercado de corto y largo plazo (LP). El primero es conocido como el mercado spot, o bolsa de energía; el segundo como mercado de contratos.

1) Bolsa de Energía

Para el funcionamiento del mercado de corto plazo es utilizado el DI. Este consiste en minimizar el costo de la programación de generación que se realiza después de la operación real, en la cual se atiende la demanda con la disponibilidad de los generadores [23].

Para calcular el precio de bolsa (PB), se hace un ordenamiento ascendente de los precios de oferta de todos los generadores, y el generador marginal, es el último que pueda por sus características técnicas, aumentar o disminuir su generación. El precio de oferta del recurso margina es llamado Máximo Precio Ofertado (MPO), el cual se convierte en el PB.

El ordenamiento ascendente de precios es realizado en tres instancias: la primera busca minimizar el costo de atender la demanda nacional, aquí se obtiene la GIDEA nacional y el PB

nacional en cada hora; la segunda minimiza el costo de atender la demanda nacional sumada a la demanda de Ecuador, aquí se obtiene la GIDEA TIE y el PB TIE en cada hora; la tercera, busca minimizar el costo de atender la suma de las demandas de Colombia, Ecuador y Venezuela, aquí se obtiene la GIDEA Internacional y el PB Internacional en cada hora. La GIDEA es conocida como la generación en mérito.

2) Mercado de Contratos

El mecanismo de largo plazo que tiene el MEM, es el mercado de contratos [24], el cual consiste en una contratación financiera bilateral realizada entre agentes generadores y/o comercializadores, en la cual se pactan libremente cantidades, tarifas y duración. Los contratos de LP pueden depender de la demanda del comercializador con algunos toques en sus cantidades, o tener cantidades fijas. Ambos contratos pueden tener precio constante o estar en función algunas variables de mercado. De acuerdo a lo publicado por XM, en su portal WEB [25], y realizando un promedio de los tipos de contratos registrados entre los años 2013 y 2016, alrededor del 80% de los contratos de largo plazo son de cantidades fijas.

Con las características propias de cada contrato, el cual es confidencial, XM como administrador del MEM, realiza el despacho horario de cada contrato, calculando las compras y ventas en contratos. Este cálculo es publicado por XM a través del Portal BI [26].

3) Transacciones en la Bolsa de Energía

Las TBE dentro del MEM, son aquellas transacciones que se hacen con el objetivo de que los agentes generadores y comercializadores garanticen las obligaciones adquiridas en el mercado, ya sea con sus contratos de LP o con la demanda.

Las TBE, se realizan a través de un balance de energía, conocido como el balance de contratos, el cual tiene en cuenta obligaciones y respaldos. Para los generadores, son utilizadas como obligaciones, las ventas en contratos; y como respaldos, la GIDEA sumada a las compras en contratos de LP. Para los comercializadores, se tienen en cuenta como obligaciones, las ventas en contratos sumadas a su demanda; y como respaldos, las compras en contratos de LP. Producto de comparar las obligaciones y los respaldos, se determina si un agente vende o compra energía en la bolsa. Si tiene exceso de respaldos, vende energía en la bolsa. Si tiene déficit, compra energía en la bolsa. Esta comparación se resume en (1) para el generador y en (2) para el comercializador.

$$TB_{G,p} \rightarrow \begin{cases} CB_{G,p} = \max [0, VC_{G,p} - [GI_{G,p} + CC_{G,p}]] \\ VB_{G,p} = -\min [0, VC_{G,p} - [GI_{G,p} + CC_{G,p}]] \end{cases} \quad (1)$$

$$TB_{C,p} \rightarrow \begin{cases} CB_{C,p} = \max [0, [D_{C,p} + VC_{C,p}] - CC_{C,p}] \\ VB_{C,p} = -\min [0, [D_{C,p} + VC_{C,p}] - CC_{C,p}] \end{cases} \quad (2)$$

Finalmente, el resultado de (1) y (2) es multiplicado por el PB para obtener el VTBE, tal como se ilustra en (3), la cual puede ser calculada también con la sumatoria de las CB.

$$VTBE_p = [\sum_{G=1}^r [VB_{G,p}] + \sum_{C=1}^m [VB_{C,p}]] * PB_p \quad (3)$$

4) Balance de Restricciones

En la reglamentación actual colombiana existen resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas

(CREG), que establecen los parámetros para calcular el CREST, valor que es pagado directamente por usuario final. Este costo es el resultado de un cálculo horario, y es producto de realizar un balance conocido como el balance de restricciones. Para este, se requiere emplear el concepto de reconciliaciones, que busca establecer un mercado de balance entre la GREA y la GIDEA para cada generador.

Sí la GREA es mayor que la GIDEA se dice que el generador tuvo reconciliación positiva (RECP), en caso contrario se dice que tuvo reconciliación negativa (REC�). A la RECP también se le conoce como GREA fuera de mérito. Un aspecto a considerar para el cálculo del CREST es el AGC.

Los dineros recibidos en el mercado, producto de las REC�, son distribuidos horariamente para aliviar los costos de la RECP y del AGC. El dinero faltante por remunerar la RECP y el AGC son las restricciones y la responsabilidad comercial de AGC respectivamente. La primera es recaudada con la demanda a través de (4), y la segunda por los generadores. Cada uno de los términos mencionados anteriormente tiene una fórmula específica para calcular su remuneración.

$$CREST_p = \sum_{i=1}^n Rec^P_{i,p} - \left[\frac{\sum_{i=1}^n Rec^P_{i,p}}{\sum_{i=1}^n Rec^P_{i,p} + \sum_{i=1}^n VAGC_{i,p}} * \sum_{i=1}^n Rec^N_{i,p} \right] \quad (4)$$

IV. METODOLOGÍA

La metodología adoptada para evaluar el potencial impacto de la RD en el MEM Colombiano, se emplea un programa basado en el Control Directo de Carga (DLC). Este consiste en una desconexión automática de la demanda en caso de que el sistema lo requiera, a cambio de un incentivo económico por su participación en el mecanismo. Actualmente, en el MEM colombiano existe la posibilidad de que la demanda se desconecte en condiciones críticas² (condiciones de baja hidrología), a través de un comercializador que presenta una oferta al DP, y cuya remuneración se evalúa con la diferencia entre el PB y el Precio de Escasez de Activación. No obstante, no se tiene un mecanismo permanente de RD y este artículo pretende estimar el posible impacto que podrían tener en el MEM la RD en épocas diferentes a la condición crítica.

El perfil de demanda empleado para el análisis es ilustrado en la Fig. 1. Este perfil presenta un incremento considerable en el consumo entre las horas 18, 19 y 20. A estas horas se les aplica una reducción de demanda, tomando como referencia resultados reportados en [11], del 5, 7 y 10%. Es decir, se consideran tres niveles de penetración de RD.

Al incluir programas de RD, se presenta una disminución en la demanda, lo que implica una disminución directa en la GREA, que sólo se puede conocer en la implementación del programa RD. Para llegar a la nueva GREA, simulamos el DP realizado por XM, teniendo en cuenta la información publicada en [26]. Al PR_DDA se le aplican los porcentajes de reducción en cada una de las horas de alta demanda, y este nuevo valor del PR_DDA lo denominamos PRON_DDA_RD. Como resultado de esta simulación, se obtiene una nueva generación programada, la cual se representa a través de GPRO_RD.

La GPRO_RD es comparada con la GPRO que había resultado del DP. Las diferencias encontradas, llamadas

ΔGPRO, fueron aplicadas a la GREA de estos generadores. Por lo tanto, se obtuvo para cada uno de ellos la GREA con la disminución de demanda aplicada y es representada por GREA_RD. Este procedimiento se resume en la Fig. 2.

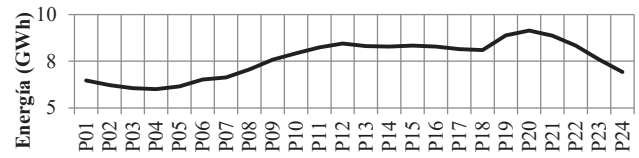


Fig. 1. Demanda Energía Promedio Horaria Año 2015.

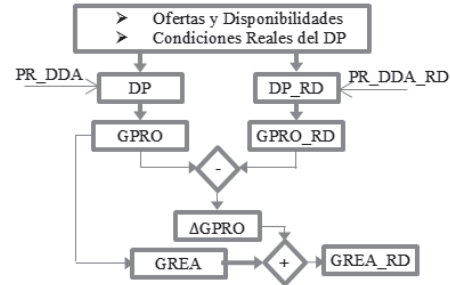


Fig. 2. Esquema Generación Real con RD.

Teniendo en cuenta la disminución en la demanda, fue necesario calcular para cada generador una nueva GIDEA, la cual denominaremos GIDEA_RD. Para ello, nos aproximamos al DI realizado por XM, teniendo en cuenta la información publicada en [26] y [27]. Se aplicó RD a la DNAL en horas de alta demanda, la cual denominamos DNAL_RD.

Resultado de esta simulación se obtienen las GIDEA_RD nacional, TIE e Internacional, y se encuentran los precios de bolsa que se hubieran obtenido en caso de aplicarse RD para cada una de ellas. El nuevo precio de bolsa se denomina PB_RD. Este procedimiento se resume en la Fig. 3.

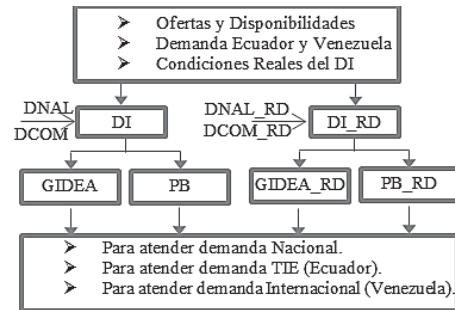


Fig. 3. Esquema Generación Ideal con RD.

De la información publicada por XM en [26], se obtienen los parámetros de entrada necesarios para reproducir conforme a las reglas definidas por la CREG, el valor de las RECP y REC� de cada generador, el CREST, las compras y ventas en la bolsa de energía, el valor del AGC, etc. Además se consultaron las compras y ventas en contratos de LP de cada agente generador y comercializador del MEM.

² Resolución CREG 011 de 2015 y sus modificaciones y adiciones.

Posteriormente, todas las reglas definidas en la reglamentación vigente para el cálculo horario del CREST y del VTBE son implementadas. Los cálculos efectuados fueron comparados con información publicada por XM. Para calcular el nuevo CREST después de aplicar RD, denominado CREST_RD, se emplea la GREA_RD, la GIDEA_RD de cada generador y los nuevos precios de bolsa nacional, TIE, e internacional. Con estos parámetros se recalculan nuevamente las RECP y RECN y la remuneración del AGC, los cuales fueron aplicados en (4). De esta manera se obtiene CREST_RD.

Para calcular horariamente el nuevo VTBE bajo RD, denominado VTBE_RD, se realiza el balance descrito en (1) y (2) utilizando la GIDEA_RD nacional por agente generador, y la nueva DNAL por comercializador. Para este último, se aplica la RD en cada hora en proporción a la participación de cada comercializador sobre el total de la demanda. La información de compras y ventas en contratos se mantuvo constante partiendo de la base de que alrededor del 80% de los contratos registrados en XM corresponden a cantidades fijas, es decir, no dependen del comportamiento de la demanda [25].

El resultado obtenido al aplicar (1) y (2) con RD, fue multiplicado por el PB_RD nacional, y de esta manera se obtiene el VTBE_RD, tal como se ilustra en (5).

$$VTBE_{RD_p} = [\sum_{G=1}^r [VB_{RD_{G,p}}] + \sum_{C=1}^m [VB_{RD_{C,p}}]] * PB_{RD_p} \quad (5)$$

Finalmente, se calculan las diferencias diarias entre el CREST y el CREST_RD, y entre el VTBE y el VTBE_RD, a través de las ecuaciones (6) y (7).

$$DRT_d = \sum_{p=1}^{24} CREST_{RD_p} - \sum_{p=1}^{24} CREST_p \quad (6)$$

$$DTB_d = \sum_{p=1}^{24} VTBE_{RD_p} - \sum_{p=1}^{24} VTBE_p \quad (7)$$

Para determinar el valor del posible ahorro anual que se puede presentar con la incorporación de programas RD en el MEM, se buscó caracterizar el número de días posibles en los cuales se podría presentar un escenario similar a cada uno de los días analizados. Para ello, se calculó una variación porcentual con respecto a la media anual del costo de las restricciones, las transacciones en la bolsa de energía (Compras en bolsa), la demanda y el precio de bolsa para cada uno de los días analizados. Finalmente, teniendo un potencial ahorro anual, es posible estimar los beneficios que puede percibir el usuario final mediante la incorporación de programas de RD basados en reducción de demanda. Los ahorros que se presenten en el MEM en las restricciones (DRT) y en las transacciones en bolsa (DTB), al ser variables que el comercializador utiliza para la formación de la tarifa al usuario final, son ahorros percibidos directa o indirectamente por el usuario en el mercado minorista.

V. RESULTADOS

Para determinar el posible impacto en el MEM del programa de RD estudiado, se seleccionaron los 7 escenarios ilustrados en la Tabla II. Para la selección de éstos, se tomaron como base

todos los días del año 2015, y se seleccionaron días que fueran ordinarios y que no correspondieran a días de la semana santa. Adicionalmente, se excluyeron los días en los cuales se presentó condición de escasez e intervención de mercado (a partir del 16 de octubre de 2015).

TABLA II
ESCENARIOS SIMULADOS CON RD

Esc	Descripción	Fecha
1	Bajas transacciones en bolsa – PB bajo	02-jun-15
2	Costos altos en restricciones	19-jun-15
3	Altas transacciones en bolsa - PB alto	28-abr-15
4	Costos bajos en restricciones	27-feb-15
5	Alta demanda	12-may-15
6	Baja demanda	05-ene-15
7	Precios de bolsa cercanos al promedio anual	02-feb-15

Los días seleccionados corresponden a: Uno de los diez días con el valor de las compras en bolsa en kWh más bajo, uno de los veinte días con mayor costo en las restricciones del sistema, uno de los veinte días con mayores compras en bolsa en kWh, uno de los cuarenta días con bajo costo en las restricciones, uno de los veinte días con mayor demanda y uno de los veinte días con menor demanda. Finalmente, fueron analizados los promedios ponderados del PB nacional (ponderados con demanda nacional), para todos los días del año en donde se presentaron condiciones normales de operación y se seleccionó un día con un valor medio.

Al aplicar las ecuaciones (6) y (7) a cada uno de los escenarios descritos en la Tabla II, se obtuvieron los resultados de diferencia en costo de restricciones y en transacciones en bolsa, y que se resumen en las Fig. 4 y Fig. 5 respectivamente.

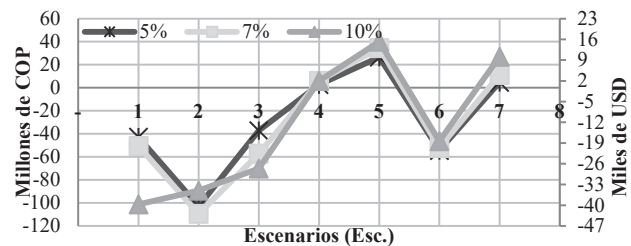


Fig. 4. Diferencia Costo en Restricciones Día por Porcentaje de Desconexión.

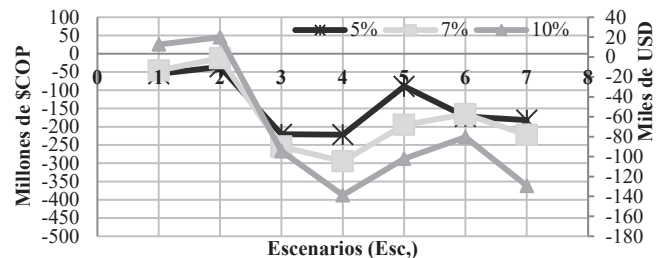


Fig. 5. Diferencia Costo en Transacciones en Bolsa Diarias por Porcentaje de Desconexión.

Cuando se presentan PB bajos en el MEM, como en el escenario 1, gran parte de la GREA no alcanza a entrar en mérito, aumentando el costo de las RECP. Esto conlleva a tener un aumento en el CREST. Para el día simulado en el escenario 1, encontramos DRTd negativas, que se traducen en posibles

ahorros que van entre 43 y 101 millones de COP (17 y 41 mil USD), dependiendo del porcentaje de desconexión aplicado.

Por otra parte, cuando se presentan PB bajos, las VC y las CC tienden a aumentar según datos de [27], Esto implica mayores obligaciones para los agentes generadores que respaldan sus obligaciones con GIDEA. Luego, al aplicar RD, disminuye la GIDEA, y por ende aumentan las VTBE. A pesar de esto, para el escenario 1, las DTBd son negativas para una reducción del 5 y 7%, y son positivas para el 10%, estas diferencias se presentan porque la diferencia entre el PB y PB_RD es baja, tal como se ilustra en la Fig. 6.

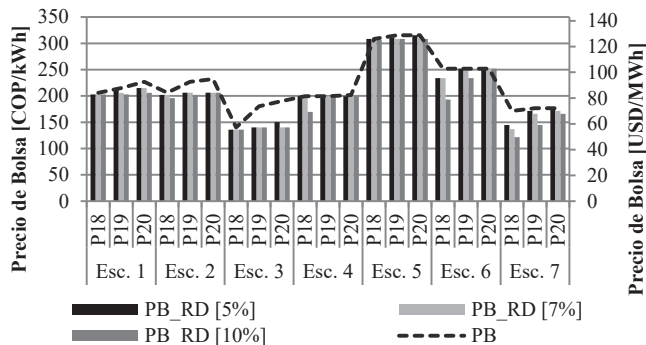


Fig. 6. Cambios en el PB Nacional bajo RD con Desconexión de Demanda.

La limitación de recursos de generación debido a mantenimientos programados implica que se asigne gran cantidad de generación de seguridad en el DP. Lo anterior implica que para garantizar la atención de la demanda se presenten altos CREST, como es el caso del escenario 2.

Cuando se presentan altas restricciones en el sistema, la RD puede disminuir las generaciones de seguridad de algunos generadores, lo que representa una disminución en el CREST. En ese sentido, para el día simulado en el escenario 2, se presentan DRTd negativas, que se traducen en un posible ahorro, calculado entre 89 y 109 millones COP (36 y 42 mil USD), dependiendo del porcentaje de desconexión utilizado. Por otra parte, el día analizado en el escenario 2 fue uno de los días con mayores VTBE del año 2015 [26]. Al tener en cuenta (1), (2) y (3), las VTBE aumentan cuando las obligaciones de los agentes aumentan. Por ejemplo, para el caso de los generadores cuando las VCG son mayores que la suma de la GIDEA y las CCG, se presenta un aumento en las VTBE, que conlleva a que los generadores tengan mayores obligaciones en el mercado. Al presentarse RD hay una disminución en la GIDEA del generador, y por tanto, una disminución en los respaldos que tiene para atender sus VCG, lo que tendería a aumentar el VTBE. No obstante, al aplicar RD en el escenario 2, se presentó DTBd negativas gracias a la disminución en el PB_RD para un porcentaje de desconexión del 5 y 7% como se ilustra en la Fig. 6.

Cuando se presentan PB altos como en el escenario 3, gran parte de la generación real que es utilizada para atender la seguridad del sistema alcanza a entrar en mérito, lo que hace que las RECP disminuyan y por ende el CREST bajo RD. Sin embargo, ante la disminución de la demanda, el PB tiende a bajar y por tanto puede presentarse el efecto contrario, es decir un aumento en las RECP. A pesar de este efecto, los resultados

diarios del escenario 3 muestran un DRTd negativas entre 37 y 70 millones COP (15 y 29 mil USD), que se traduce en ahorro en restricciones, trasladado por el comercializador al usuario.

Adicionalmente, por presentarse PB altos, las diferencias entre el PB y PB_RD son mayores, lo que implicó una DTBd negativa entre 220 y 266 millones COP (90 y 109 mil USD). Lo anterior, se traduce en posibles ahorros para los usuarios en un día con precio de bolsa alto (escenario 3), que van desde 257 a 337 millones COP (105 y 137 mil USD).

Para el escenario 4, se tomó un día con un CREST bajo. Al simular el efecto de RD, se observa una disminución en el PB, y a su vez un incremento en la DRTd. Estos incrementos oscilan entre 2 y 6 millones COP (1 y 2 mil USD). Sin embargo, este aumento es inferior a la DTBd, que presenta una diferencia negativa entre 221 y 387 millones COP (90 y 158 mil USD). Por tanto, a pesar de que se presenta un aumento en el DRTd, este es mitigado por una disminución en las DTBd.

La topología del sistema de potencia colombiano tiene alta concentración de generación térmica en la zona norte e hidráulica en el centro y sur del país. Por lo tanto, cuando se presenta una alta demanda, como es el caso del escenario 5, es necesario programar generaciones de seguridad con varios generadores térmicos para garantizar la atención de la demanda en la zona norte. Por lo tanto, al considerar RD en el escenario 5, se logra disminuir el PB. Esto a su vez conlleva a que generaciones de seguridad que estaban en mérito, queden fuera de mérito ante el PB_RD. Es decir, se presenta un aumento en las generaciones de seguridad con RD.

Como resultado, se presenta una DRTd positiva entre 26 y 40 millones COP. Sin embargo, por la disminución en el PB, se presentó una DTBd negativa entre 89 y 287 millones COP. Lo anterior conlleva a un posible ahorro neto entre 62 y 247 millones de pesos diarios (25 y 101 mil USD).

Para el escenario 6, se tomó un día ordinario con baja demanda, con PB inferior al promedio anual. Los resultados obtenidos muestran una DRTd y DTBd negativas, que sumadas pueden llevar a ahorros entre 226 y 274 millones COP (92 y 112 mil USD).

Para el escenario 7, se tomó un día con un PB promedio diario cercano al PB promedio anual. Se encontraron DRTd positivas, por el efecto que tiene la disminución del PB en el CREST, entre 4 y 30 millones COP. Sin embargo, el efecto en la DTBd fue contrario debido a que la disminución presentada en el PB, principalmente en los periodos 18 y 19. Este efecto representa una disminución entre 181 y 361 millones COP por transacciones en bolsa, que equivale a un posible ahorro total entre 177 y 334 millones COP (72 y 136 mil USD).

Ante una mayor desconexión de demanda, se presenta una reducción en las RECn y RECP, sin embargo, es posible que la disminución sea mayor en las RECn que en las RECP (ver ecuación 4), este efecto conlleva a que se presente un aumento en el CREST. Esto se observa en los escenarios 2 y 6.

Finalmente, fueron calculados los beneficios anuales que podría traer al MEM un programa de RD con Reducción de Demanda, teniendo en cuenta el cálculo del número de días en que se repite al año cada escenario se estimaron los ahorros anuales que se resumen en la Tabla III.

De la Tabla III, se puede inferir que con la incorporación de programas RD con desconexión de demanda se pueden percibir

ahorros anuales que oscilan entre los 13 mil y 21 mil millones de pesos, dependiendo del porcentaje de desconexión aplicado.

TABLA III
AHORROS ANUALES EN PROGRAMAS RD CON REDUCCIÓN DE DEMANDA

Esc	Rep. Año	5%	7%	10%
1	14	(1.373) [559]	(1.352) [551]	(1.061) [432]
2	5	(693) [282]	(609) [248]	(221) [90]
3	6	(1.547) [630]	(1.871) [762]	(2.022) [823]
4	16	(3.503) [1.426]	(4.616) [1.880]	(6.105) [2.486]
5	11	(691) [281]	(1.764) [718]	(2.722) [1.109]
6	5	(1.133) [461]	(1.090) [444]	(1.374) [559]
7	23	(4.077) [1.660]	(4.860) [1.979]	(7.702) [3.137]
TOTAL	80	(13.017) [5.299]	(16.162) [6.582]	(21.207) [8.637]

(Millones de COP) [Miles de USD]

Esto significa que el ahorro es cercano a los mil millones COP mensuales para una reducción del 5%, y casi dos mil millones para una reducción del 10%. Estos resultados parten de suponer que la desconexión de demanda es aplicada a dos días laborales por semana. Sí se tiene en cuenta que en 2015 la demanda de energía mensual en Colombia es 5 TWh/mes, entonces, la demanda podría percibir ahorros mensuales que varían entre 0,2 y 0,4 COP/kWh, según la variación en el porcentaje de RD aplicado. Es importante resaltar que este valor no incluye el potencial ahorro, generado por un programa de RD, de costos de racionamiento que podría a su vez ser causado por contingencias en el sistema y los posibles efectos positivos que se pueden presentar disminuyendo el poder de mercado.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se evalúa el impacto económico que puede tener un programa de RD como el de DLC en el costo de las restricciones y en el valor de transacciones en la bolsa en el MEM colombiano. Para ello, fue implementado el DP y el DI de acuerdo a la regulación vigente, los cuales fueron comparados y ajustados con los datos reales publicados por XM. Se observó que el MEM podría alcanzar una reducción total entre CREST y el VTBE hasta de 381 millones de pesos en algunos días (155 mil USD). Estos ahorros son percibidos en gran parte por los comercializadores, quienes a través de la tarifa al usuario final podrían trasladar los beneficios con una disminución del costo de la energía que podría llegar hasta 0,4 COP/kWh. Lo anterior, a pesar de no ser un costo unitario alto, sí podría dar incentivos para que la demanda tenga un papel más activo en el MEM en épocas de suficiencia energética, aparte de los beneficios que puede traer ante una posibilidad de disminuir el poder de mercado de los generadores.

A partir de los análisis y los resultados obtenidos en este trabajo, los cuales no incluyen los ahorros percibidos en la operación del sistema por la atención de una menor demanda, el Regulador podrá tener elementos que le permita tomar mejores decisiones frente a los ajustes regulatorios que debe realizar para incentivar aún más la incorporación de la RD en el mercado actual. Con respecto a la metodología empleada en

este trabajo, la misma podría emplearse en otros mercados realizando los ajustes a las reglas regulatorias a las que haya lugar. Para trabajos de investigación futuros, se propone considerar el impacto causado por otros tipos de programas de RD en el MEM como los mencionados en la Tabla II, y los impactos en el MEM cuando se presenten fenómenos meteorológicos como El Niño, así como evaluar el beneficio económico que tendría el comercializador o agregador de demanda que incorpore RD a sus usuarios, y el beneficio económico de los consumidores.

REFERENCIAS

- [1] Rocky Mountain Institute, Demand Response: An introduction, Overview of programs, technologies, and lessons learned., Boulder - Colorado, 2006.
- [2] L. M. Ookie, N. Alkadi, P. Cappers, P. Denholm, J. Dudley, S. Goli, M. Hummon, S. Kiliccote, J. MacDonald, N. Matson, D. Olsen, C. Rose, M. D. Sohn, M. Starke, B. Kirby y M. O'Malley, «Demand Response for Ancillary Services,» IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, n° 4, pp. 1988 - 1995, Dic 2013.
- [3] U.S. Department of Energy, «Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them,» 2006. [En línea]. [Último acceso: 05 05 2016].
- [4] U.S. Department of Energy, «Demand Reductions from the application of advance metering infrastructure, pricing programs, and customers-based systems,» 12 2012. [En línea]. Available: https://www.smartgrid.gov/files/peak_demand_report_final_12-13-2012.pdf. [Último acceso: 01 05 2016].
- [5] M. A. a. E. El-Saadany, «A summary of demand response in electricity markets,» Electric Power Systems Research, vol. 78, n° 11, pp. 1989-1996, 2008.
- [6] D. Jang, J. Eom, M. G. Kim y J. J. Rho, «Demand responses of Korean commercial and industrial businesses to critical peak pricing of electricity,» Journal of Cleaner Production, vol. 90, pp. 275-290, 2015.
- [7] Y. Lui, «Demand response and energy efficiency in the capacity resource procurement: Case studies of forward capacity markets in ISO New England, PJM and Great Britain,» Energy Policy, vol. 100, pp. 271-282, 2017.
- [8] California ISO - CAISO, «Demand Response User Guide,» 22 Agosto 2019. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/participate/Pages/Load/Default.aspx>. [Último acceso: 11 Enero 2020].
- [9] M. Henderson, P. Burke y P. Wong, «Demand response issues and experience in New England,» de 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary - Canada, 2009.
- [10] R. Walawalkar, S. Fernands, N. Thakur y K. Reddy Chevva, «Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO,» Energy, vol. 35, n° 4, pp. 1553-1560, 2010.
- [11] P. Baratto y A. Cadena, «Benefits of implementing a demand response program in a non-regulated market in Colombia,» de Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2011 IEEE PES Conference on, Medellín, 2011.
- [12] G. A. Marulanda, J. G. Valenzuela y S. Harold, «An assessment of the impact of a demand response program on the Colombian day-ahead electricity market,» de Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA), 2014 IEEE PES, Medellín, 2014.
- [13] Centro de Estudios en Economía Sistémica – ECSIM, «Análisis del impacto de la regulación y de las estructuras productiva e industrial del sector de energía eléctrica sobre el nivel final de las tarifas y precios del servicio de energía eléctrica en Colombia,» 08 2013. [En línea]. Available: <http://www.acolgen.org.co/index.php/biblioteca/estudios-acolgen>. [Último acceso: 15 01 2016].
- [14] Quanta Technology LLC, «Visión de la planeación de sistemas de energía flexible,» de Seminario: Planeación de sistemas flexibles de Energía, Medellín, 2012.
- [15] Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista - CSMEM - Súper Intendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, «Informe 84: Análisis del mercado de contratos en el mercado mayorista de energía,»

- 03 10 2013. [En línea]. Available: <http://www.sui.gov.co/MEM/>. [Último acceso: 01 11 2015].
- [16] XM Filial de ISA, «Ahorro voluntario de energía.» XM, [En línea]. Available: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/ahorro-voluntario-de-energia.aspx>. [Último acceso: 02 07 2019].
- [17] C. Rathore y R. Roy, «Impact of wind uncertainty, plug-in-electric vehicles and demand response program on transmission network expansion planning.» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 75, pp. 59-73, 2016.
- [18] R. Hemmati, R.-A. Hooshmand y A. Khodabakhshian, «Comprehensive review of generation and transmission expansion planning.» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, pp. 955 - 964, 2013.
- [19] L. C. Casals, M. Barbero y C. Corchero, «Reused second life batteries for aggregated demand response services.» *Journal of Cleaner Production*, vol. 212, pp. 99-108, 2019.
- [20] L. M. Cardenas, C. J. Franco y I. Dyrner, «Assessing emissions-mitigation energy policy under integrated supply and demand analysis: the Colombian case.» *Journal of Cleaner Production*, vol. 112, n° 5, pp. 3759-3773, 2016.
- [21] C. d. l. R. d. Colombia, Ley 1715 del 13 de Mayo de 2014, Bogotá: Congreso de la Republica de Colombia, 2014.
- [22] A. R. Restrepo, D. F. Manotas y C. A. Lozano, «Self-generation of Electricity, Assessment and Optimization Under the New Support Schemes in Colombia.» *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, n° 3, pp. 1308 - 1314, 2016.
- [23] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Transacciones en el MEM: Bolsa de energía.» CREG, [En línea]. Available: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/bolsa.htm. [Último acceso: 23 08 2016].
- [24] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Transacciones en el MEM: Contratos bilaterales.» CREG, [En línea]. Available: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/contratos.htm. [Último acceso: 23 08 2016].
- [25] XM Filial de ISA, «Registro Contratos de Largo Plazo.» [En línea]. Available: <http://www.xm.com.co/Paginas/informe-especial-res-creg-135-97.aspx>. [Último acceso: 02 07 2019].
- [26] XM Filial de ISA, «Portal BI.» XM Filial de ISA, [En línea]. Available: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>. [Último acceso: 01 07 2019].
- [27] XM Filial de ISA, «Informe mensual de precios y transacciones - Porcentaje contratado vs Precio de bolsa.» XM, 01 07 2016. [En línea]. Available: <http://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx>. [Último acceso: 26 08 2016].

temas de planeación energética de largo plazo. Actualmente, es profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia.

Edwin Rodas-Gallego nació en Manizales, Colombia, el 11 de marzo de 1987. Es Ingeniero Electricista y Magister en Ingeniería de la Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, en el 2018.

En el 2011 trabajó en investigación en el área de mercados de energía con el Grupo Manejo Eficiente de la Energía - GIMEL de la Universidad de Antioquia. Actualmente, es Analista de Regulación en XM Compañía de Expertos en Mercados, empresa que opera y administra el Mercado de Energía Mayorista Colombiano y cuenta con más de ocho años de experiencia en temas relacionados con el Mercado Eléctrico Colombiano, Medellín, Colombia.

Diego Mejía-Giraldo nació en Pereira, Colombia, el 3 de junio de 1979. Es Ingeniero Electricista y Magister en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, en el 2004 y 2005 respectivamente; y Ph.D. en Ingeniería Eléctrica de Iowa State University, Ames, IA, USA, 2013.

En el 2013 trabajó al interior de XM Compañía de Expertos en Mercados, operador del Sistema Eléctrico Colombiano, en