



## Reconciliaciones y estrategias de oferta en el mercado mayorista de electricidad de Colombia

CARABALÍ, JAIME

Universidad ICESI (Colombia)

Correo electrónico: [jaime.carabali@correounivalle.edu.co](mailto:jaime.carabali@correounivalle.edu.co)

PEREZ, ALEX

Banco de la República (Cali, Colombia)

Correo electrónico: [alex.perez@correounivalle.edu.co](mailto:alex.perez@correounivalle.edu.co)

MENESES, LUIS ÁNGEL

Universidad Cooperativa de Colombia (Colombia)

Correo electrónico: [luis.menesesc@campusucc.edu.co](mailto:luis.menesesc@campusucc.edu.co)

ROJAS, LIBARDO

Universidad ICESI (Colombia)

Correo electrónico: [lrojas@icesi.edu.co](mailto:lrojas@icesi.edu.co)

### RESUMEN

En este trabajo estudiamos la relación entre las reconciliaciones en el mercado eléctrico colombiano y los precios ofertados por las firmas en la Bolsa de Energía. Asimismo, proponemos un modelo de comportamiento de la firma para elaborar predicciones teóricas sobre la relación entre las reconciliaciones y los precios ofertados. Posteriormente, desarrollamos una estrategia empírica para probar las predicciones de nuestro modelo. Encontramos que cuando las firmas esperan que sus unidades tengan reconciliaciones negativas en el día siguiente, estas tienden a reducir los precios ofertados por sus unidades. Con relación a las reconciliaciones positivas no se encuentra evidencia de alguna relación.

**Palabras clave:** mercado de electricidad; bolsa de energía; estrategias de oferta; reconciliaciones.

**Clasificación JEL:** D44, D43, D22, C72, L13.

**MSC2010:** 91A80, 91B26, 91B38.

# Reconciliations and bid strategies in the Colombian wholesale electricity market

## ABSTRACT

In this paper, we study the relationship between reconciliations in the Colombian electricity market and the bid prices by firms on the spot market. In this work, we propose a model of behavior of the firm to elaborate theoretical predictions about the relationship between the reconciliations and the bid prices. Subsequently, we developed an empirical strategy to test the predictions of our model. We find that when firms expect their units to have negative reconciliations the next day, they tend to reduce the bid prices for their units. To positive reconciliations, there is no evidence of any relationship.

**Keywords:** electricity market; spot market; bid strategies; reconciliations.

**JEL classification:** D44, D43, D22, C72, L13.

**MSC2010:** 91A80, 91B26, 91B38.



## 1. Introducción

Una gran variedad de mercados de electricidad opera a partir de mecanismos de subasta con firmas multi-planta. Las firmas envían ofertas para cada una de sus plantas, conformadas por cronogramas de generación y precios ofertados que luego son utilizados por el operador de mercado para definir el despacho diario, con el objeto satisfacer la demanda de electricidad al costo más bajo. Este mecanismo garantiza que exista suficiente competencia entre las firmas para que sus estrategias de oferta sean lo más competitivas posibles. Sin embargo, la literatura ha encontrado que a pesar de estos esfuerzos siguen existiendo ineficiencias en los precios que se ofertan en los mercados de electricidad. Ejemplos de esta evidencia son los trabajos que se han realizado para los mercados de Estados Unidos y Europa (Green & Newbery, 1992; von der Fehr & Harbord, 1993; Wolfram, 1998; Crawford et al., 2007; Borenstein y Bushnell, 1999; Ciarreta, 2010). Estos trabajos argumentan que la existencia de estas ineficiencias se debe al poder de mercado de algunos agentes y sus comportamientos estratégicos.

Colombia y otros mercados latinoamericanos con una alta participación de centrales hidroeléctricas pueden presentar problemas de ineficiencia igualmente relevantes. Esto se debe a la existencia de incentivos dinámicos en las estrategias de oferta de las firmas que operan con este tipo de tecnologías (Balat et al., 2015). La posibilidad de almacenar energía permite a las firmas ser estratégicas sobre cuando ofertar para obtener los pagos esperados más altos. Balat et al. (2015) encuentran que las firmas con centrales hidroeléctricas tienden a ofertar precios por encima de sus costos marginales en función del coste de oportunidad intertemporal del agua y las creencias de las firmas sobre las estrategias de sus rivales. Nuestro trabajo busca caracterizar otro aspecto del mercado eléctrico colombiano que altera el comportamiento de las ofertas de las firmas, no solo el de las unidades hidráulicas, también puede afectar el de unidades que operan con otras tecnologías.

El mecanismo de Despacho Ideal que lleva a cabo el operador del mercado eléctrico colombiano para elegir las plantas generadoras que van a satisfacer la demanda del día no incorpora las restricciones de red del sistema, por ello el calificativo de “Ideal”. A partir del Despacho Ideal se establecen los perfiles de generación ideal de las plantas generadoras y el precio mayorista de la electricidad para cada hora del día (precio de bolsa o precio spot). Por tanto, el precio spot está diseñado para que refleje el menor costo económico de generar electricidad bajo condiciones ideales de operación. Esto implica que la determinación del precio spot no debe verse influenciada por características técnicas asociadas a la red, como son las restricciones de transmisión de electricidad que se presentan en algunos puntos del país.

Cuando se incorporan en el Despacho Ideal las restricciones de red del sistema se tiene el Despacho Real. Sobre estas restricciones de red se calculan los perfiles de generación real de las plantas, que difieren de los perfiles de generación ideal. Esta diferencia es llamada reconciliación y puede tomar valores positivos cuando la generación real es mayor a la ideal, o negativos cuando ocurre lo contrario. Los costos asociados a las restricciones se calculan sin tener en cuenta el precio spot. Esto lleva a pensar que ambos mercados, spot y restricciones, pueden entenderse de forma independiente. Sin embargo, debido a la forma en que se remuneran los pagos por restricciones es posible que exista una influencia entre ambos mercados. En este documento estudiamos cómo la formación del precio spot puede verse afectada por la formación de las restricciones en el Despacho Real. Para ello, proponemos un modelo del juego asociado a la subasta de precio uniforme que representa el mecanismo de Despacho Ideal del operador de mercado. A partir de nuestro modelo se realizan unas predicciones teóricas sobre la relación entre los precios ofertados por las firmas generadoras de electricidad y las reconciliaciones asignadas a sus plantas. Posteriormente, estas predicciones teóricas son evaluadas empíricamente con datos sobre el mercado mayorista que son reportados por el operador de mercado. No tenemos conocimiento de otro trabajo que explore esta relación para el mercado eléctrico colombiano.

Aunque, actualmente, no existe un mecanismo de mercado que asigne las reconciliaciones en el Despacho Real, se están estudiando posibles propuestas sobre diseños de mercado para liquidar las reconciliaciones. Esto se debe a la motivación del Estado colombiano de incentivar la entrada de energías renovables no convencionales, que tienden a incrementar la incertidumbre en la generación de

electricidad y, por ello, incrementan la necesidad de acudir a reconciliaciones para resolver el problema de la falta de firmeza en el suministro de energía. Una propuesta destacada es la que se presenta en Mastropietro et al. (2020). Estos autores diseñan un mecanismo regulatorio que incorpora un sistema de liquidación múltiple, que consiste en un mercado diario vinculante, seguido de sesiones intra-diarias y un mercado de equilibrio o balance. Por el momento, estas son propuestas relevantes para el futuro del mercado eléctrico colombiano, pero el objetivo de este trabajo no es evaluar una futura propuesta, es entender cómo se relacionan las reconciliaciones con los precios ofertados en el actual mecanismo que se utiliza en el mercado colombiano.

El resto de este manuscrito se presenta en 4 secciones. La Sección 2 presenta una descripción del mercado eléctrico colombiano y de los mecanismos de despacho ideal y real. La Sección 3 desarrolla el modelo de la subasta, establece las predicciones teóricas y propone una estrategia empírica para contrastarlas. La Sección 4 presenta la evidencia empírica a partir de los datos del operador de mercado y la Sección 5 recoge algunas conclusiones.

## 2. Funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

El sector eléctrico está compuesto de dos niveles: 1) el mercado minorista y 2) el mercado mayorista. En el mercado minorista interactúan los comercializadores y los usuarios finales. Por su parte, en el mercado mayorista los generadores interactúan con los comercializadores, principalmente, en el mercado spot y el mercado de contratos, y en menor medida en otros mercados, como el pago por reconciliaciones. En el mercado spot se transa toda la electricidad producida por los generadores en cada día del año, y se determina el precio mayorista mediante un mecanismo de subasta uniforme, donde las firmas realizan ofertas y el operador de mercado lleva a cabo el despacho.

En Colombia, la función de operador de mercado es ejercida por la empresa privada XM. En el mercado spot participan las firmas generadoras para ganarse el derecho a que sus unidades de generación sean despachadas. Las firmas generadoras son empresas que tienen a su disposición una o varias plantas generadoras de electricidad. El sistema de plantas que genera electricidad en Colombia lo hace mediante 5 tipos de tecnologías: hidráulica, térmica, solar fotovoltaica, eólica y las tecnologías de cogeneración. El mecanismo de despacho del operador de mercado determina los perfiles de generación de las unidades firma-planta para cada hora del día siguiente, mediante un algoritmo que incorpora un mecanismo de orden de mérito. El algoritmo minimiza el costo de despacho del día siguiente tomando en cuenta las ofertas de los agentes por cada una de sus plantas, restricciones técnicas de las plantas, y las predicciones de demanda del día siguiente.

Las ofertas de los agentes se realizan un día antes y tienen tres componentes: precio ofertado por KWh (el mismo para todas las 24 horas del día), disponibilidad declarada para cada hora del día y los costos de arranque-parada de las plantas térmicas en caso de que las tenga. Cabe destacar que los contratos entre agentes no se tienen en cuenta en el despacho del operador del mercado. Por otro lado, la regulación del sector permite que las plantas cuya capacidad instalada sea menor o igual a 20 MW puedan elegir ser despachadas o no sin la necesidad de competir por ese derecho en el mercado spot. En este documento se sigue el mecanismo de despacho de Perez y García-Rendón (2020), que busca replicar el algoritmo desarrollado por XM para obtener el precio spot y los perfiles de generación ideal de las plantas de los agentes de forma más parsimoniosa y que consigue replicar el precio observado bastante bien.

### 2.1. Mecanismo de Despacho Ideal

El operador de mercado define los perfiles de generación de las unidades y los precios spot a los que son remuneradas las unidades (Camelo et al., 2018; Perez & García-Rendón, 2020). Existen  $i = 1, \dots, N$  firmas en el mercado que poseen  $j = 1, \dots, J_i$  plantas. La firma  $i$  declara para cada día  $t$  una

oferta para sus plantas  $j$  de la forma  $\mathbf{b}_i = \{b_{ij}, g_{ijh}\}_{j=1, \dots, J_i}^{h=0, \dots, 23}$ , donde  $b_{ij} \in \mathbb{R}$  es un precio ofertado constante para las 24 horas del día y  $g_{ijh} \in \mathbb{R}^+$  es la disponibilidad declarada de generación para la hora  $h$ . Todas las ofertas son recolectadas por el operador de mercado el día  $t - 1$  para definir los perfiles de generación para cada planta y el precio spot en cada hora del día  $t$  resolviendo el problema:

$$\min_{\{q_{ijh}\}} \sum_{h=0}^{23} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{J_i} b_{ij} q_{ijh}, \quad [1]$$

sujeto a

$$\left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{J_i} q_{ijh} - D_h^f \right\} \geq 0, \quad [2]$$

donde  $q_{ijh}$  es la cantidad de electricidad programada que debe generar la planta  $j$  de la firma  $i$ .  $D_h^f$  es la predicción de demanda del operador de mercado en la hora  $h$ . La condición 2 establece que la oferta debe ser, en cada hora, mayor o igual a la demanda pronosticada. La solución del sistema 1-2 permite obtener los perfiles de generación del día para cada una de las unidades del sistema ( $q_{ijh}$ ) y el precio spot para cada hora ( $p_h$ ). El precio spot es computado como el precio ofertado por la última unidad que fue requerida para satisfacer la demanda y que fue despachada por mérito. Se supone que este algoritmo asociado a la subasta del día siguiente es de conocimiento común de las firmas.

## 2.2. Reconciliaciones y Despacho Real: restricciones de red

Lo que se programa en el Despacho Ideal se conoce como Generación Ideal que, debido a las restricciones de red del sistema, no es igual a la Generación Real de las unidades del sistema. Cuando al Despacho Ideal se le suman las restricciones de red del sistema se tiene el Despacho Real, que es el despacho de las unidades que son necesarias para que el sistema pueda satisfacer la demanda en tiempo real condicionada a las restricciones que presenta la red. Bajo el mecanismo de Despacho Ideal son llamadas a generar las unidades cuyo precio ofertado está por debajo del máximo precio ofertado que corresponde a la última unidad requerida para satisfacer la demanda. Sin embargo, debido a las restricciones de red, algunas de las unidades llamadas a generar no podrán hacerlo en el Despacho Real. En el Despacho Real son llamadas a generar las unidades que sean capaces de reemplazar la generación asignada a las unidades que no pudieron entregar su producción debido a las restricciones de red. Esto implica que dichas unidades deben generar por encima de su generación ideal, lo que se conoce como generación por fuera de mérito o generación de seguridad. Estas diferencias entre generación real e ideal a nivel de planta se conocen como reconciliación. Cuando la diferencia entre generación real e ideal a nivel de planta toma un valor positivo se dice que la planta tiene una reconciliación positiva; en caso contrario, se dice que tiene una reconciliación negativa. Expresado en términos matemáticos:

$$R_{ijh}^+ = q_{ijh}^{real} - q_{ijh}^{ideal} > 0, \quad R_{ijh}^- = q_{ijh}^{ideal} - q_{ijh}^{real} > 0$$

La forma en que se remuneran las reconciliaciones positivas y se cobran las negativas está explicada en el Documento CREG-060 de 2010 y la Resolución CREG 034 de 2001. Cada unidad de energía que cuenta como reconciliación positiva se paga de forma diferente según la unidad generadora sea hidráulica o térmica:

$$P_{R, hidro}^+ = \min\{b_{ij}, P_{ij}^{ref, hidro}\}, \quad P_{R, ter}^+ = \min\{b_{ij}, P_{ij}^{ref, ter}\}$$

donde  $P_{R, hidro}^+$  es un precio de referencia, calculado exógenamente por el operador de mercado, que mide los costos variables de operación de las unidades hidráulicas.  $P_{R, ter}^+$  consiste en la suma de

los costos variables del suministro y transporte del combustible, costo de operación y mantenimiento, más las tarifas regulatorias. Debido a que mucha de la información incorporada en  $P_{ij}^{ref,hydro}$  y  $P_{ij}^{ref,ter}$  es de carácter confidencial, no se cuenta con estos datos. Sin embargo, en la modelación se propone una estrategia para lidiar con este inconveniente.

Por otro lado, cada unidad de reconciliación negativa conlleva un pago por parte de la firma igual al promedio del precio spot y el precio ofertado por la planta y éste es independiente del tipo de tecnología de la unidad generadora. Esto es:

$$P_R^- = \frac{p_h - b_{ij}}{2}$$

No existe un mecanismo de mercado que asigne las reconciliaciones positivas o negativas. Esto implica que las firmas no pueden controlar  $q_{ijh}^{real}$  para sus plantas, pero sí tienen control sobre  $q_{ijh}^{ideal}$ .

### 3. El modelo de comportamiento de la firma

El modelo se fundamenta en los trabajos de Reguant (2014), Camelo et al. (2018) y Perez y García-Rendón (2020). Sin embargo, estos trabajos no tienen en cuenta el comportamiento de las firmas en el mercado de las reconciliaciones. En el momento en que el operador planifica el despacho, las firmas no conocen las ofertas de sus rivales ni la demanda real por hora que se hará efectiva el día siguiente. Es de información pública los pronósticos de demanda ( $D_h^f$ ), niveles y flujos de almacenamiento de agua de los embalses, precios de combustibles fósiles, así como los parámetros técnicos de todas las unidades generadoras. La información privada de las firmas contiene la cantidad de electricidad en contratos bilaterales y las ofertas de sus unidades. La firma  $i$  elige una oferta  $\mathbf{b}_i$  para maximizar sus beneficios esperados del día, condicional a una distribución de las ofertas de otras firmas ( $\mathbf{b}_{-i}$ ) y la información disponible. Dada la información disponible, la expectativa de la firma  $i$  se toma sobre sus propias creencias de las estrategias de las otras firmas. Sea  $S$  el conjunto de todas las posibles combinaciones de unidades que son despachadas y  $s$  un estado de la naturaleza en que una posible combinación de unidades es despachada, el beneficio esperado de la firma  $i$  es:

$$E_{-i}[\Pi_i(\mathbf{b})] = \sum_{s \in S} \Pr(s|\mathbf{b}) E_{-i}[\Pi_i(\mathbf{b}_s)|s], \quad [3]$$

donde  $\Pr(s|\mathbf{b}_i)$  es la probabilidad de que una combinación de unidades  $s \in S$  sea despachada, condicional en las ofertas de la firma  $i$ . Para cada  $s$ , las unidades despachadas están determinadas por las ofertas realizadas  $\mathbf{b}_s$ .

Los beneficios de la firma  $i$ , condicional en el estado  $s$  y las estrategias  $\mathbf{b}_s$ , están dados por:

$$\begin{aligned} \Pi_i(\mathbf{b}_s) = \sum_{h=0}^{23} \left[ (Q_{ih}(\mathbf{b}_s) - v_{ih})p_h(\mathbf{b}_s) + \sum_{j=1}^{J_i} \left( P_{ij}^+ \mathbf{1}_{ijh} R_{ijh}^+ - \left( \frac{b_{ij} + p_h(\mathbf{b}_s)}{2} \right) (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- \right) \right] \\ - \sum_{j=1}^{J_i} C_{ij}(\mathbf{q}_{ij}(\mathbf{b}_s)), \end{aligned} \quad [4]$$

donde  $Q_{ih}$  es la cantidad total de electricidad producida por la firma  $i$  en la hora  $h$  que es determinada en el despacho.  $v_{ih}$  es la posición de ventas netas agregadas de la firma  $i$  en el mercado de contratos bilaterales.  $R_{ijh}^+$  y  $R_{ijh}^-$  son las reconciliaciones positivas y negativas de la unidad  $j$  para la firma  $i$  en la hora  $h$  en el día  $t$ , respectivamente. Las reconciliaciones son la cantidad de electricidad

que la unidad de una firma debe generar adicional (positivas) o dejar de generar (negativas) de lo asignado en el Despacho Ideal por motivo de satisfacer la demanda en tiempo real debido a restricciones de red.  $\mathbf{1}_{ijh}$  es un vector que toma el valor de 1 cuando la planta  $j$  de la firma  $i$  es solicitada en la hora  $h$  para atender una reconciliación positiva, y cero en caso contrario. Dado que para una planta no puede ocurrir que tenga reconciliaciones positivas y negativas en la misma hora, las reconciliaciones negativas se multiplican por  $1 - \mathbf{1}_{ijh}$ . Además, tenemos que  $P_R^+ = \min\{b_{ij}, P_{ij}^{ref}\}$ .  $C_{ij}$  representa la función de costos diarios totales de la planta  $j$  para la firma  $i$ .  $\mathbf{q}_{ij}$  es un vector que contiene el plan de generación para las 24 horas del día de la unidad  $j$  de la firma  $i$ . La función de beneficios de la firma  $i$  es el ingreso neto por ventas de electricidad más los pagos netos por reconciliaciones menos los costos. La cantidad,  $Q_{ih} - v_{ih}$ , es la que determina los incentivos de la firma para incrementar o bajar los precios en la subasta en Bolsa (Bushnell et al., 2008; Wolak, 2000). Cuando el mercado se ha vaciado, necesariamente debe ocurrir que la oferta asignada a la firma  $i$  sea igual a la demanda residual en el mercado  $Q_{ih} = D_{ih}^R$ .

Se supone que los incentivos dinámicos de las firmas se resumen en sus estructuras de costos. El problema dinámico de las unidades térmicas está relacionado con los costes asociados a la inflexibilidad por parte de las unidades para ajustar sus niveles de producción. Siguiendo a Reguant (2014), se propone la siguiente forma funcional para los costes de las unidades térmicas:

$$C_{ij}(\mathbf{q}_{ij}) = \sum_{j=0}^{J_i} \left( \gamma_{ij1} q_{ijh} + \frac{\gamma_{ij2}}{2} q_{ijh}^2 + \frac{\gamma_{ij3}}{2} (q_{ijh} - q_{ijh-1})^2 \right), \quad [5]$$

donde  $\mathbf{q}_{ij}$  es la cantidad producida por la unidad en el día.  $\gamma_{ij1}, \gamma_{ij2}$  son parámetros del costo de producción y  $\gamma_{ij3}$  son los costos de ajustar los niveles de producción entre una hora y otra.

El problema dinámico de las unidades hidráulicas está relacionado con la capacidad de almacenar electricidad en forma de agua. Esto implica un costo de oportunidad intertemporal definido como la suma de los pagos futuros a los que renuncia la empresa para producir energía cuando libera agua en el período actual. Siguiendo a Balat et al. (2015), se propone la siguiente forma funcional para los costes de las unidades hidráulicas:

$$C_{ij}(\mathbf{q}_{ij}) = \left( \sum_{h=0}^{23} \lambda_{ij} q_{ijh} \right) + \Psi_{ij}(\mathbf{q}_{ij}, \omega_{ij}), \quad [6]$$

donde  $\lambda_{ij}$  es el costo marginal de producción y  $\Psi_{ij}$  es la valoración que tiene la firma  $i$  de la suma de sus futuros beneficios esperados asociados con la unidad  $j$  del estado actual del almacenamiento de agua diario en el embalse,  $\omega_{ij}$ .

El problema que resuelve la firma  $i$ , para cada día, es elegir una estrategia de oferta  $\mathbf{b}_i$  que maximice sus beneficios esperados diarios:

$$\max_{\mathbf{b}_i} \sum_{s \in S} \Pr(s|\mathbf{b}) E_{-i}[\Pi_i(\mathbf{b}_s)|s]. \quad [7]$$

Dado que la estructura del juego conlleva que los resultados del día siguiente solo dependen de las estrategias que se juegan hoy, cada subjuego correspondiente a un día se puede resolver de forma condicionalmente independiente a los otros. Esto implica que las estrategias de equilibrio de las firmas no dependen del tiempo. Esta aproximación al problema es usual en la literatura sobre mercados eléctricos (Hortacsu & Puller, 2008; Wolak, 2003; Reguant, 2014).

El proceso que genera las reconciliaciones positivas y negativas no sigue un mecanismo de mercado como sí lo siguen el precio y las cantidades de electricidad generadas por las firmas. En este trabajo no se asume una estructura funcional para el proceso que siguen las reconciliaciones a nivel de planta. Para ello se sigue una estrategia de estimación con base en el método de *bootstrapping* que será expuesto más adelante y que utiliza la historia de las reconciliaciones para aproximar las expectativas de la firma.

En Colombia la regulación establece que las firmas deben declarar la disponibilidad técnica real que tengan las plantas a su disposición. Esto implica que no pueden ofertar disponibilidades  $g_{ijh}$  que no estén acorde con las características técnicas de sus plantas (Resolución CREG 004 de 2004). A continuación, se presentan las CPO para los precios ofertados por las firmas. La evidencia empírica señala que son los precios ofertados, en lugar de las cantidades, las variables estratégicas que las firmas modifican (Reguant, 2014).

$$\sum_{s \in S} \Pr(s|\mathbf{b}) \frac{\partial E_{-i}[\Pi_i(\mathbf{b}_s)|s, p_h = b_{ij}]}{\partial b_{ij}} + \sum_{s \in S} \frac{\partial \Pr(s|\mathbf{b})}{\partial b_{ij}} E_{-i} \left[ \Pi_i(\mathbf{b}_s)|s, \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} \neq 0 \right] = 0. \quad [8]$$

Dado que cambios marginales de los precios ofertados por las firmas afectan los resultados del mercado solamente cuando ella establece el precio spot con una probabilidad positiva, entonces la derivada de los beneficios esperados de la firma con respecto a los precios ofertados debe estar condicionada a  $p_h = b_{ij}$ . El primer término de la Ecuación 8 representa el cambio en el beneficio esperado de la firma cuando se da un pequeño cambio en  $b_{ij}$ . El segundo término representa el cambio en la probabilidad de que alguna de las unidades en  $s$  sea despachada cuando la unidad  $i, j$  establece el precio marginal del sistema. Ocurre que  $\frac{\partial \Pr(s|\mathbf{b})}{\partial b_{ij}} \neq 0$  solamente cuando  $b_{ij}$  es lo suficientemente alto entre las unidades en  $s$  como para que exista, al menos, una unidad  $k \notin s$  que haga que el despacho sea técnicamente factible y el costo del despacho sea suficientemente bajo. Esto implica que un cambio marginal en  $b_{ij}$ , cuando establece el precio spot, altera en gran medida la probabilidad de que las unidades que conforman  $s$  sean despachadas. Dado que es poco usual que cambios marginales en la oferta  $b_{ij}$  de una unidad alteren el despacho de tal forma se formula el siguiente supuesto tomado de Reguant (2014):

**Supuesto 1 (no pivotalidad):**  $\frac{\partial \Pr(s|\mathbf{b})}{\partial b_{ij}} = 0$ , esto es, cambios marginales en las ofertas no alteran la probabilidad de ocurrencia de un determinado perfil de despacho  $s$ .

Este supuesto implica que:

$$\sum_{s \in S} \frac{\partial \Pr(s|\mathbf{b})}{\partial b_{ij}} E_{-i} \left[ \Pi_i(\mathbf{b}_s)|s, \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} \neq 0 \right] = 0. \quad [9]$$

Como las CPO del problema están dadas por 8, bajo la condición 9, tenemos que:

$$\sum_{s \in S} \Pr(s|\mathbf{b}) \frac{\partial E_{-i}[\Pi_i(\mathbf{b}_s)|s, p_h = b_{ij}]}{\partial b_{ij}} = 0. \quad [10]$$

En lo que sigue, para facilitar la notación no haremos explícitas la dependencia de las variables  $Q_{ih}, q_{ijh}, p_h$  del vector de despacho  $s$ , pero en los cálculos se tendrá en cuenta dicha dependencia. Por otro lado, tendremos en cuenta que,  $\frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} = 1$  cuando  $p_h = b_{ij}$  y  $\frac{\partial v_{ih}}{\partial b_{ij}}$  (para un momento  $h$  las cantidades contratadas a plazo no son afectadas por el precio ofertado). Dado que  $p_h = b_{ij}$ , entonces se condiciona sobre la expectativa de que la unidad  $j$  de la firma  $i$  es despachada para producir energía. Esto implica que  $\Pr(s|\mathbf{b}) \neq 0 \forall s \in S$  cuando la unidad  $j$  es despachada, es decir, cuando  $p_h = b_{ij}$  cualquier



combinación s posible en la que la unidad  $j$  de la firma  $i$  es despachada tiene una probabilidad positiva de salir despachada. Por ello, debe ocurrir que:

$$\frac{\partial E_{-i}[\Pi_i(\mathbf{b}_s)|s, p_h = b_{ij}]}{\partial b_{ij}} = 0. \quad [11]$$

Para hacer más fácil el análisis de estas CPO y aprovechando su linealidad estudiaremos la expresión 11 en dos partes. Una primera parte asociada a los términos de ingresos por ventas netas de electricidad con los costos y la segunda parte estudia el efecto de las reconciliaciones sobre los beneficios. Para la primera parte de la expresión 10 tenemos que:

$$E_{-i} \left[ (Q_{ih} - v_{ih}) \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} + \frac{\partial(Q_{ih} - v_{ih})}{\partial b_{ij}} (p_h) - \frac{\partial C_{ij}}{\partial b_{ij}} \Big| s, p_h = b_{ij} \right], \quad [12]$$

$$E_{-i} \left[ (Q_{ih} - v_{ih}) + b_{ij} \frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} - \frac{\partial C_{ij}}{\partial q_{ijh}} \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \Big| s, p_h = b_{ij} \right], \quad [13]$$

Para la segunda parte de la expresión 10 tenemos:

$$E_{-i} \left[ \frac{\partial \sum_{j=1}^{J_i} \left( P_{ij}^+ \mathbf{1}_{ijh} R_{ijh}^+ - \left( \frac{b_{ij} + p_h}{2} \right) (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- \right)}{\partial b_{ij}} \Big| s, p_h = b_{ij} \right], \quad [14]$$

Dado que las reconciliaciones, sean positivas o negativas, son función de las cantidades generadas en el despacho ideal ( $R = q^{real} - q^{ideal}$ ), estas se ven afectadas por cambios marginales en los precios ofertados, esto es,  $\frac{\partial R_{ijh}^+}{\partial b_{ij}} = -\frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \geq 0$  y  $\frac{\partial R_{ijh}^-}{\partial b_{ij}} = \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \leq 0$ . Por otro lado, asumiremos que  $P_{ij}^+ = \tau b_{ij}$  con  $0 < \tau \leq 1$ , es decir, las firmas esperan que el día siguiente el precio que reciben por reconciliaciones positivas sea igual a una parte del precio que ofertan sus plantas, o igual a este. A partir de esto tenemos que:

$$\sum_{h=0}^{23} E \left( \mathbf{1}_{ijh} \tau R_{ijh}^+ + \tau b_{ij} \mathbf{1}_{ijh} \frac{\partial R_{ijh}^+}{\partial b_{ij}} - \left( \frac{1}{2} (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- \right) - \left( \frac{b_{ij} + p_h}{2} \right) (1 - \mathbf{1}_{ijh}) \frac{\partial R_{ijh}^-}{\partial b_{ij}} \sum_{j=1}^{J_i} \frac{1}{2} \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- \Big| s, p_h = b_{ij} \right). \quad [15]$$

Dado que condicionamos en  $p_h = b_{ij}$  tenemos:

$$\sum_{h=0}^{23} E \left( \mathbf{1}_{ijh} \tau R_{ijh}^+ - (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- + b_{ij} \left( \mathbf{1}_{ijh} \frac{\partial R_{ijh}^+}{\partial b_{ij}} - (1 - \mathbf{1}_{ijh}) \frac{\partial R_{ijh}^-}{\partial b_{ij}} \right) - \frac{1}{2} \sum_{k \in J_i, k \neq j} (1 - \mathbf{1}_{ijk}) R_{ijk}^- \Big| s, p_h = b_{ij} \right). \quad [16]$$

En la Expresión 16 se presentan 4 términos. Los términos primero y segundo capturan el cambio en los beneficios esperados derivados del pago adicional por cada unidad de reconciliación positiva o negativa. El tercer término captura el cambio marginal en los beneficios esperados que resulta del cambio en las reconciliaciones positivas o negativas. El cuarto término representa la caída en los

beneficios esperados dado que un mayor precio ofertado implica un mayor pago por reconciliaciones negativas por cada planta  $k \neq j$ . Juntando las expresiones 13 y 16, y teniendo en cuenta que  $\frac{\partial R_{ijh}^+}{\partial b_{ij}} = -\frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}}$  y  $\frac{\partial R_{ijh}^-}{\partial b_{ij}} = \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}}$ , tenemos:

$$\begin{aligned} \sum_{h=0}^{23} E_{-i} \left( (Q_{ih} - v_{ih}) + b_{ij} \frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} - \frac{\partial C_{ij}}{\partial q_{ijh}} \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} + \mathbf{1}_{ijh} \tau R_{ijh}^+ - (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- \right. \\ \left. + b_{ij} (1 - (1 - \tau) \mathbf{1}_{ijh}) \left( -\frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \right) - \frac{1}{2} \sum_{k \in J, k \neq j} (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- \Big|_{s, p_h = b_{ij}} \right) \\ = 0. \end{aligned} \quad [17]$$

Reorganizando los términos anteriores y despejando para  $b_{ij}$  tenemos la siguiente Proposición.

**Proposición 1:** Bajo el Supuesto 1, una condición necesaria de primer orden para la optimalidad de  $b_{ij}$  para la unidad  $j$  de la firma  $i$  está dada por:

$$\begin{aligned} b_{ij} \\ = \frac{\sum_{h=0}^{23} E_{-i} \left( \frac{\partial C_{ij}}{\partial q_{ijh}} \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \Big|_{s, p_h = b_{ij}} \right)}{\sum_{h=0}^{23} E_{-i} \left( \frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} - (1 - (1 - \tau) \mathbf{1}_{ijh}) \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \Big|_{s, p_h = b_{ij}} \right)} \\ - \frac{\sum_{h=0}^{23} E_{-i} (Q_{ih} - v_{ih} | s, p_h = b_{ij})}{\sum_{h=0}^{23} E_{-i} \left( \frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} - (1 - (1 - \tau) \mathbf{1}_{ijh}) \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \Big|_{s, p_h = b_{ij}} \right)} \\ - \frac{\sum_{h=0}^{23} E_{-i} \left( \mathbf{1}_{ijh} \tau R_{ijh}^+ - (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- - \frac{1}{2} \sum_{k \in J, k \neq j} (1 - \mathbf{1}_{ijh}) R_{ijh}^- \Big|_{s, p_h = b_{ij}} \right)}{\sum_{h=0}^{23} E_{-i} \left( \frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} - (1 - (1 - \tau) \mathbf{1}_{ijh}) \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \Big|_{s, p_h = b_{ij}} \right)}. \end{aligned} \quad [18]$$

La Ecuación 18 representa una versión alternativa de la oferta óptima en una configuración tradicional de subasta de precio uniforme (Hortacsu & Puller, 2008; Vickrey, 1961). Estas estrategias definen un equilibrio bayesiano perfecto que por simplicidad se restringe solo a estrategias simétricas. Esta ecuación establece que el precio ofertado óptimo de una unidad ( $b_{ij}$ ) es igual al costo marginal promedio ponderado más dos márgenes de beneficio: uno asociado a la posición neta de ventas de electricidad, y el otro asociado a las posiciones en reconciliaciones positivas y negativas. La ecuación describe el comportamiento de unidades con una probabilidad positiva de salir despachadas el día siguiente dado que se condiciona sobre  $p_h = b_{ij}$ .

Dado que  $\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} < 0$  y  $\frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} < 0$  el signo que toma el margen de beneficios asociado a la cantidad de ventas neta de la firma depende del signo de la expectativa condicional de este ( $Q_{ih} - v_{ih}$ ). Cuando la firma establece el precio spot y espera que la cantidad neta vendida tome un valor positivo, la firma tendrá que vender en Bolsa parte de la cantidad producida, por lo que tiene incentivos a poner precios más altos que sus costos marginales. Este análisis indica que mayores cantidades contratadas tienden a reducir los márgenes de beneficios de las firmas. En caso de que la firma sea un comprador neto en Bolsa ( $Q_{ih} - v_{ih} < 0$ ) sus precios ofertados tenderán a ser más bajos que sus costos marginales.

El signo que toma el margen de beneficios asociado a las reconciliaciones de la firma depende de la expectativa de reconciliaciones positivas o negativas de la unidad  $j$  y la suma de todas las

reconciliaciones negativas de las otras unidades. Si la firma espera que la unidad  $j$  mantenga unas reconciliaciones positivas, entonces la firma tenderá a cargar un precio de oferta más alto a dicha unidad. En cambio, si espera tener reconciliaciones negativas la firma tenderá a cargar un precio de oferta más bajo para dicha unidad. Dado que las reconciliaciones negativas se pagan con un componente asociado al precio spot, cualquier cambio en el precio ofertado de una unidad marginal puede afectar el pago que la firma realiza sobre reconciliaciones negativas de todas las otras unidades. Esto implica que las firmas tenderán a ser más cuidadosas con relación a lo que esperan de las reconciliaciones negativas en el día siguiente.

A partir de la Ecuación 18 se pueden establecer las siguientes predicciones teóricas para unidades generadoras que tienen una probabilidad positiva de salir despachadas en el día siguiente:

**Predicción 1:**  $\frac{\partial b_{ij}}{\partial E[R_{ij}^+|S]} \geq 0$ , esto es, la firma  $i$  tienden a incrementar el precio ofertado  $b$  para su unidad  $j$  cuando esta espera que el nivel de reconciliaciones positivas de la planta  $j$  incremente condicional en que la unidad espere ser despachada.

**Predicción 2:**  $\frac{\partial b_{ij}}{\partial E[R_{ij}^-|S]} \leq 0$ , esto es, la firma  $i$  tienden a disminuir el precio ofertado  $b$  para su unidad  $j$  cuando esta espera que el nivel de reconciliaciones negativas de la planta  $j$  incremente condicional en que la unidad espere ser despachada.

**Predicción 3:**  $\frac{\partial b_{ij}}{\partial E[R_{ik}^-|S]} \leq 0 \quad \forall k \neq j$ , esto es, la firma  $i$  tienden a disminuir el precio ofertado  $b$  para su unidad  $j$  cuando esta espera que el nivel de reconciliaciones negativas de la planta  $k$  incremente, siendo  $k$  una planta diferente a  $j$ , condicional en que la unidad  $j$  espere ser despachada.

### 3.1. Estimación de los términos de expectativas

Para construir expresiones que permitan aproximar las creencias de las firmas sobre las reconciliaciones futuras y las probabilidades de despacho se sigue el algoritmo de *bootstrapping* de Reguant (2014). El procedimiento busca simular las creencias de una firma  $i$  sobre los futuros estados de las variables con base en su historia. Este tiene los siguientes pasos:

- 1) Para una firma  $i$  y un día  $t$  en particular se fijan las estrategias  $\mathbf{b}_i$  elegidas y se define un conjunto de días anteriores similares a  $t$  siguiendo a Gans y Wolak (2008). Los días similares se definen como aquellos que tienen una predicción de demanda de electricidad cercana y pertenecen a una categoría de día similar: (1) lunes, (2) martes, miércoles, jueves y viernes, y (3) sábado y domingo. De los 90 días similares anteriores al día  $t$  se toma la diferencia en valor absoluto de la demanda predicha por XM con relación al día  $t$ , luego, se toman aquellos días cuya diferencia en la demanda predicha estuvo entre el 50% más bajo.
- 2) Se toman aleatoriamente del conjunto de días del paso 1 las estrategias de los rivales  $\mathbf{b}_{-i}$  y para cada planta de la firma las reconciliaciones positivas ( $R^{+,bs}$ ) y negativas ( $tR^{-,bs}$ ). Dado que es posible que el algoritmo encuentre valores para ambos  $R^+$  y  $R^-$ , pero solo uno de los dos puede suceder a nivel de planta, se realiza la resta entre ambos. Cuando la resta tome un valor positivo se definirá que la firma  $i$  espera que la unidad  $j$  tenga una reconciliación positiva, en caso de que la resta tome un valor negativo se definirá una reconciliación negativa. Posteriormente, con las estrategias de los rivales y de la propia firma se realiza el despacho ideal y se coloca el valor de 1 a las plantas que fueron despachadas de la firma y cero a las que no. Para el remuestreo aleatorio  $bs$  en el día  $t$  se guardan estos valores.
- 3) Repitiendo este procedimiento  $B$  veces se pueden aproximar las expectativas de la firma sobre las reconciliaciones de sus plantas en el día  $t$  y las probabilidades de que estas sean despachadas.

La expectativa de la firma  $i$  sobre las reconciliaciones de sus  $J_i$  plantas las definimos como el valor medio de las reconciliaciones entre los  $B$  remuestreos para cada planta  $j$  de la firma:

$$\hat{E}[R_{ijh}^+] = \frac{1}{B} \sum_{bs=1}^B R_{ijh}^{+,bs}, \quad \hat{E}[R_{ijh}^-] = \frac{1}{B} \sum_{bs=1}^B R_{ijh}^{-,bs}.$$

La probabilidad  $0 \leq p \leq 1$  de que la planta  $j$  de una firma  $i$  salga despachada en el día siguiente la estimamos como:

$$\hat{p} = \frac{1}{B} \sum_{bs=0}^B \mathbf{1}_{ij}^{bs},$$

donde  $\mathbf{1}_{ij}^{bs}$  es una variable toma el valor de 1 cuando la planta  $j$  de la firma  $i$  salió despachada en el resmuestreo  $bs$ , y cero en caso contrario.  $\hat{p}$  mide la proporción que representa el evento despacho para la planta  $j$  en el total de  $B$  remuestreos.

### 3.2. Estrategia econométrica

Para el análisis empírico se toman datos del operador de mercado, que están disponibles de manera pública. Se tiene la información necesaria para llevar a cabo la simulación del Despacho Ideal: precios ofertados, disponibilidades declaradas, y pronósticos de demanda horarios. Adicionalmente, se tiene información sobre las reconciliaciones positivas y negativas, volumen embalsado, caudal de los ríos, todas a nivel de planta y con frecuencia diaria. Los datos sobre precios de los combustibles son tomados de *Investing* (Tabla A1). Para la modelación se tendrán las siguientes convenciones:

$$R_{ijt}^{+,e} = \hat{E} \left[ \sum_{h=0}^{23} R_{ijh,t}^+ \right], \quad R_{ijt}^{-,e} = \hat{E} \left[ \sum_{h=0}^{23} R_{ijh,t}^- \right], \quad R_{it,-j}^{-,e} = \hat{E} \left[ \sum_{h=0}^{23} \sum_{k \in J_i, k \neq j} R_{ijk,t}^- \right],$$

$$disp_{ijt} = \sum_{h=0}^{23} disp_{ijh,t}, \quad \Delta disp_{ijt} = \sum_{h=0}^{23} (2disp_{ij,h} - disp_{ij,h-1} - disp_{ij,h+1}).$$

El subíndice  $t$  identifica el día en que se tiene la información, por lo que los precios ofertados, las disponibilidades declaradas y las expectativas formadas en el día  $t$  se comparan con la información disponible un día antes.  $disp$  es la disponibilidad declarada por la planta para generar en el día. El término  $\Delta disp$  representa la inflexibilidad de las unidades térmicas cuando deben aumentar su generación entre una hora y otra durante el día (una aproximación al parámetro  $\gamma_3$  de la función de costos de las unidades térmicas). En este trabajo se proponen modelos econométricos a nivel de unidad según el tipo de tecnología: hidráulica o térmica. Los controles que se incluyen son información disponible el día  $t - 1$  que las firmas utilizan para ofertar sus precios con los que compite en el día  $t$ .

#### Unidades hidráulicas:

Para las unidades hidráulicas se propone el siguiente modelo econométrico:

$$b_{ijt} = \beta_0 + \beta_1(caudal_{ijt}) + \beta_2(volumen_{ijt}) + \beta_3(caudal\ rivalet_{it}) + \beta_4(volumen\ rivalet_{it}) \\ + \beta_5(disp_{ijt}) + \beta_6(demanda_t) + \beta_7(d_{ijt} \times R_{ijt}^{+,e}) + \beta_8(d_{ijt} \times R_{ijt}^{-,e}) \\ + \beta_9(d_{ijt} \times R_{it,-j}^{-,e}) + \theta_{1j} + u_{1ijt}, \quad [19]$$

donde  $d$  es una variable dummy que toma el valor de 1 cuando la firma  $i$  espera que la planta  $j$  tenga una probabilidad positiva de salir despachada, y cero en caso contrario.  $caudal$  es el caudal del

río sobre el que se ubica la planta generadora en el día  $t$ ,  $volumen$  es el volumen embalsado por la planta generadora en el día  $t$ . Se controla por los niveles de caudales y volumen de embalses promedio de las plantas de las firmas rivales ( $volumen\_rivales, caudal\_rivales$ ). Estas variables se utilizan para aproximar el costo marginal de la unidad hidráulica  $j$  en el día  $t$  para la firma  $i$ . Cabe aclarar que no se interactúan los determinantes de los costos marginales con  $d$  dado que la identificación de los costos marginales no depende de si la planta fue despachada o no. Otra variable importante para explicar los precios ofertados por las firmas es  $demanda$ . Adicionalmente,  $\theta_1$  es un efecto fijo a nivel de planta.

### Unidades térmicas:

Para las unidades térmicas se propone el siguiente modelo econométrico:

$$\begin{aligned}
 b_{ijt} = & \alpha_0 + \alpha_1(carbon_t) + \alpha_2(gas_t) + \alpha_3(wti_t) + \alpha_4(trm_t) + \alpha_5(disp_{ijt}) + \alpha_6(\Delta disp_{ijt}) \\
 & + \alpha_7(demanta_t) + \alpha_8(vol\ total_t) + \alpha_9(cau\ total_t) + \alpha_{10}(d_{ijt} \times R_{ijt}^{+,e}) \\
 & + \alpha_{11}(d_{ijt} \times R_{ijt}^{-,e}) + \alpha_{12}(d_{ijt} \times R_{it,-j}^{-,e}) + \theta_{2j} + u_{2ijt}, \quad [20]
 \end{aligned}$$

donde  $carbon, gas, wti, trm$  es el precio internacional del carbón, gas, petróleo (WTI) y el tipo de cambio peso-dólar, respectivamente. Estas variables se utilizan para aproximar el costo marginal para la planta  $j$  de la firma  $i$ . Otras variables de importancia para las firmas con unidades térmicas al momento de elegir sus ofertas son la demanda total del día ( $demanda$ ) y la hidrología del SIN (volumen total de agua embalsado  $vol\ total$ , y caudal total de los ríos  $cau\ total$ ). Adicionalmente,  $\theta_2$  es un efecto fijo a nivel de planta.

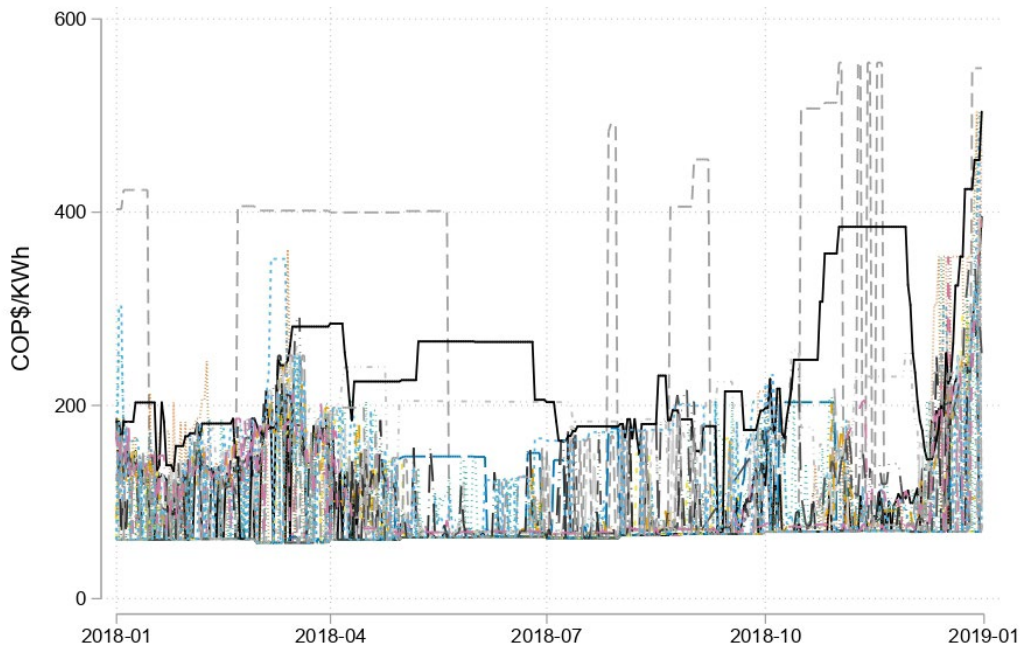
## 4. Evidencia empírica

Para contrastar la hipótesis sobre la relación entre precios ofertados y los niveles esperados de reconciliaciones utilizamos plantas que ofertaron en la Bolsa de Energía de Colombia durante los días del año 2018. Entre estas plantas utilizamos información solamente de aquellas que ofertaron una disponibilidad de generación mayor que cero. La muestra comprende 20 unidades hidráulicas y 34 unidades térmicas. Las unidades hidráulicas ofertan precios más bajos y disponibilidades mayores a generar en el despacho del día siguiente. Además, las unidades hidráulicas suelen experimentar en mayor medida reconciliaciones negativas que positivas, en cambio, las unidades térmicas experimentan en mayor medida reconciliaciones positivas que negativas.

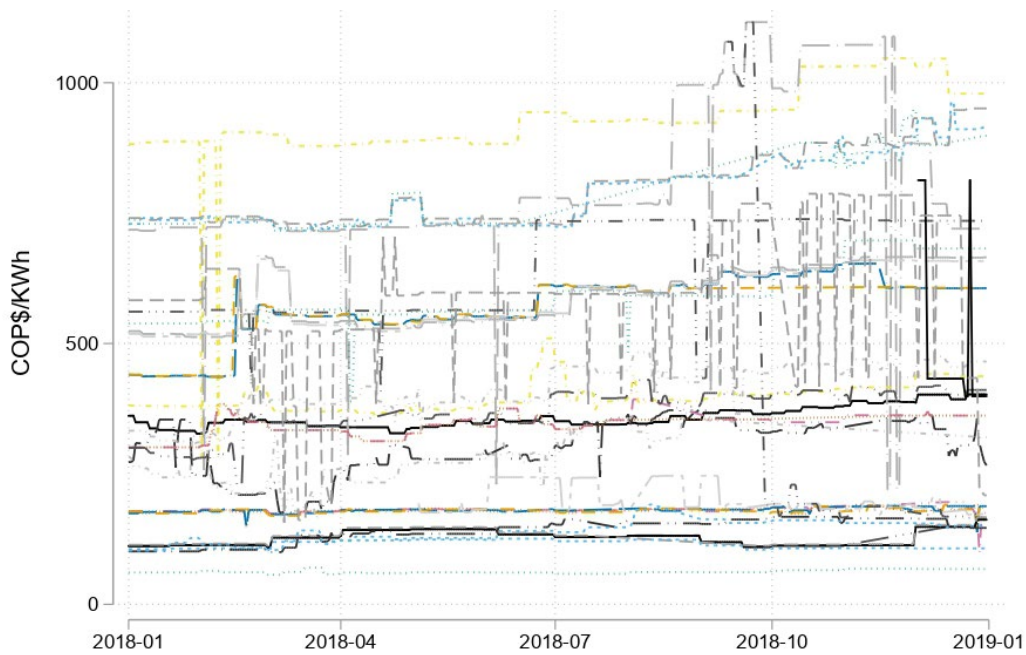
La Figura 1 presenta los precios ofertados por las unidades hidráulicas y térmicas en el año 2018. Se destaca la alta variabilidad que presentan los precios ofertados de las unidades hidráulicas. Esto puede explicarse por la alta variabilidad de los caudales de los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas. Para los precios ofertados por las unidades térmicas se observa que muchos de estos tienen un comportamiento más estable. Por otro lado, los precios ofertados por las unidades hidráulicas tienden a estar agrupados en valores cercanos entre sí, pero para las unidades térmicas se observa una mayor dispersión de los precios ofertados. Esto se explica por los diferentes combustibles que utilizan las centrales termoeléctricas.

Las Tablas 1 y 2 presentan los resultados de las estimaciones para las unidades hidráulicas y térmicas, respectivamente. Las columnas (1)-(3) representan estimaciones donde las firmas forman expectativas sobre el nivel futuro de sus reconciliaciones, las columnas (4)-(6) representan estimaciones asumiendo que las firmas tienen previsión perfecta sobre sus futuros niveles de reconciliaciones, esto es, conocen el valor exacto de estas en el día siguiente. Este escenario sirve como una posible alternativa a nuestra estrategia de formación de expectativas.

**Figura 1. Precios ofertados.**



a) Unidades hidráulicas



b) Unidades térmicas

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

Para las unidades hidráulicas se encuentra que incrementos en la expectativa del nivel de reconciliaciones negativas de la planta o de las otras plantas de la firma tienden a reducir los precios ofertados. Este resultado es robusto a la inclusión de efectos fijos de firma o de planta. No se encuentra relación entre los precios ofertados y el nivel esperado de reconciliaciones positivas de las unidades de la firma. Asimismo, se encuentra que incrementos en la demanda no tienen relación con los precios ofertados. Este hecho refleja que las unidades hidráulicas, que tienden a ofertar precios más bajos y ser

despachadas en mayor medida, no ven su comportamiento alterado por cambios en la demanda. Mayores niveles de volumen de agua almacenada en la planta tienden a disminuir los precios ofertados, igual que incrementos en los caudales de los ríos que alimentan las plantas de los rivales. Estos resultados son los esperados dado que mayores niveles de agua embalsada tienden a disminuir el coste de oportunidad del agua y mayores niveles de caudales para los rivales tiende a aumentar la competencia entre las firmas por el despacho en el día siguiente. Finalmente, cuando se asume previsión perfecta por parte de las firmas se encuentran resultados similares a los obtenidos bajo formación de expectativas, salvo que ahora las reconciliaciones positivas tienen una relación positiva y significativa con los precios ofertados.

**Tabla 1. Regresiones: unidades hidráulicas.**

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Formación de expectativas			Previsión perfecta		
	Precio ofertado	Precio ofertado	Precio ofertado	Precio ofertado	Precio ofertado	Precio ofertado
<i>d x Recon Pos</i>	-0.156 (0.156)	-0.178 (0.174)	-0.196 (0.183)	0.00931* (0.00535)	0.0103* (0.00540)	0.0110** (0.00430)
<i>d x Recon Neg</i>	-0.0178*** (0.00384)	-0.0175*** (0.00339)	-0.0133*** (0.00241)	0.00502*** (0.00110)	0.00466*** (0.000894)	0.00381*** (0.000604)
<i>d x Recon Neg (-j)</i>	0.00894*** (0.00289)	0.00702*** (0.00189)	0.00708*** (0.00187)	-0.00331** (0.00132)	-0.000635* (0.000320)	0.000879** (0.000313)
<i>Disponibilidad</i>	0.269 (0.805)	1.161* (0.664)	-0.680 (0.930)	-1.571 (0.957)	0.267 (0.545)	-0.862 (1.028)
<i>Demanda</i>	-0.0835 (0.123)	-0.0534 (0.115)	-0.0791 (0.117)	-0.289** (0.102)	-0.326*** (0.0875)	-0.310*** (0.0845)
<i>Volumen</i>	0.00427 (0.0104)	0.0108 (0.00992)	-0.0479* (0.0266)	0.00341 (0.00797)	0.0118 (0.00874)	-0.0513* (0.0256)
<i>Caudal</i>	-0.0393** (0.0176)	-0.0758 (0.0440)	-0.0769 (0.0477)	-0.0248 (0.0169)	-0.0912* (0.0525)	-0.0955 (0.0576)
<i>Volumen rivales</i>	-0.0688 (0.0495)	-0.113** (0.0539)	-0.0678 (0.0463)	-0.0497 (0.0526)	-0.0757 (0.0541)	-0.0306 (0.0454)
<i>Caudal rivales</i>	-0.196** (0.0744)	-0.185* (0.0900)	-0.183** (0.0861)	-0.252*** (0.0621)	-0.183* (0.0936)	-0.178* (0.0891)
<i>Constante</i>	246.4*** (33.42)	244.7*** (27.49)	270.5*** (28.84)	260.7*** (36.58)	243.8*** (29.44)	261.1*** (28.91)
EF Firma	NO	SI	NO	NO	SI	NO
EF Planta	NO	NO	SI	NO	NO	SI
<i>Observaciones</i>	7,146	7,146	7,146	7,146	7,146	7,146
<i>R-cuadrado</i>	0.224	0.266	0.378	0.143	0.236	0.355

\* p < 0.10, \*\* p < 0.05, \*\*\* p < 0.01.

Nota: Errores estándar corregidos por cluster a nivel de planta entre paréntesis.

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 2. Regresiones: unidades térmicas**

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Formación de expectativas			Previsión perfecta		
	Precio ofertado	Precio ofertado	Precio ofertado	Precio ofertado	Precio ofertado	Precio ofertado
<i>d x Recon Pos</i>	-0.0311 (0.0239)	-0.00449 (0.00310)	-0.00346 (0.00291)	-0.0300 (0.0213)	-0.00478 (0.00325)	-0.00357 (0.00277)
<i>d x Recon Neg</i>	-1.395*** (0.246)	-0.0586*** (0.0209)	-0.0355* (0.0206)	-0.218*** (0.0467)	-0.00978 (0.00664)	-0.0142* (0.00750)
<i>d x Recon Neg (-j)</i>	-0.0413*** (0.00833)	-0.0712*** (0.0110)	-0.00224 (0.00235)	-0.0254*** (0.00578)	-0.0393*** (0.0109)	-0.000804 (0.00133)
<i>Disponibilidad</i>	1.221 (8.426)	-10.26*** (1.036)	-21.08 (13.93)	3.751 (8.674)	-10.10*** (1.107)	-21.09 (13.97)
<i>Disp Inflexibilidad</i>	-325.3 (245.7)	-363.0 (391.1)	-391.4 (377.1)	-296.6 (254.4)	-330.4 (385.4)	-391.7 (377.7)
<i>Demanda</i>	1.253*** (0.265)	1.021*** (0.273)	0.252*** (0.0742)	0.799*** (0.159)	0.696*** (0.155)	0.235*** (0.0734)
<i>Carbón</i>	1.095 (1.150)	0.654 (0.689)	1.038* (0.525)	0.966 (1.320)	-0.303 (0.890)	1.060** (0.503)
<i>Gas</i>	21.74 (13.46)	6.000 (6.211)	2.053 (5.111)	12.07 (11.62)	6.529 (7.057)	1.818 (5.038)
<i>WTI</i>	1.205 (0.998)	2.180*** (0.631)	1.180** (0.449)	0.763 (0.804)	0.669 (0.630)	1.159** (0.429)
<i>TRM</i>	0.215*** (0.0554)	0.213*** (0.0427)	0.130*** (0.0210)	0.147*** (0.0455)	0.153*** (0.0337)	0.127*** (0.0208)
<i>Volumen SIN</i>	-0.00931** (0.00430)	-0.00614 (0.00388)	0.00326** (0.00131)	-0.00119 (0.00393)	0.00103 (0.00256)	0.00354*** (0.00127)
<i>Caudal SIN</i>	0.00808** (0.00386)	0.00502** (0.00206)	0.00179 (0.00184)	0.00275 (0.00447)	0.00100 (0.00235)	0.00156 (0.00190)
<i>Constante</i>	-561.2** (212.7)	-482.8*** (164.0)	-136.3 (98.54)	-311.3* (180.6)	-165.2 (125.5)	-126.3 (99.65)
<i>EF Firma</i>	NO	SI	NO	NO	SI	NO
<i>EF Planta</i>	NO	NO	SI	NO	NO	SI
<i>Observaciones</i>	10,518	10,518	10,518	10,518	10,518	10,518
<i>R-cuadrado</i>	0.218	0.856	0.955	0.110	0.778	0.955

\* p < 0.10, \*\* p < 0.05, \*\*\* p < 0.01.

Nota: Errores estándar corregidos por cluster a nivel de planta entre paréntesis.

Fuente: Elaboración propia.

Para las unidades térmicas se encuentra que un incremento en la expectativa del nivel de reconciliaciones negativas de la planta, o del resto de las plantas de la firma, tiende a reducir los precios ofertados de la planta. Este resultado es robusto a la inclusión de efectos fijos de firma o de planta. No se encuentra relación entre los precios ofertados y el nivel esperado de reconciliaciones positivas. Además, se observa que un incremento en la demanda tiende a aumentar los precios ofertados. Esto refleja que para niveles mayores de demanda, las plantas esperan que se relaje la competencia entre estas dado que ahora el tamaño del mercado es mayor, con lo que pueden fijar precios un poco mayores.

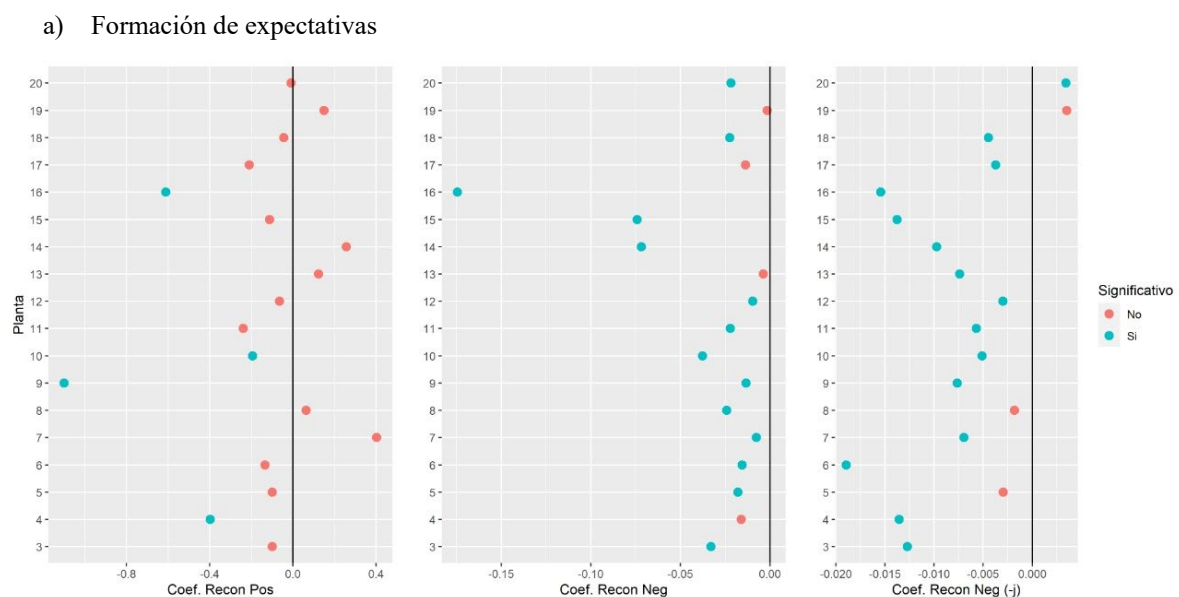


Incrementos en el precio del carbón, el precio del petróleo o el tipo de cambio tienden a incrementar los precios ofertados de las unidades térmicas. Finalmente, se encuentra que incrementos en el volumen total de agua embalsada en el SIN tiende a incrementar los precios ofertados de las unidades térmicas. Este resultado no tiene la relación que se espera entre ambas variables, dado que un mayor volumen de agua embalsada implica que las unidades térmicas deben competir más entre ellas para ganarse el derecho a ser despachadas y por ello deberían reducir sus precios ofertados. Bajo previsión perfecta existe evidencia de una relación positiva entre precios ofertados y reconciliaciones positivas, como predice por nuestro modelo.

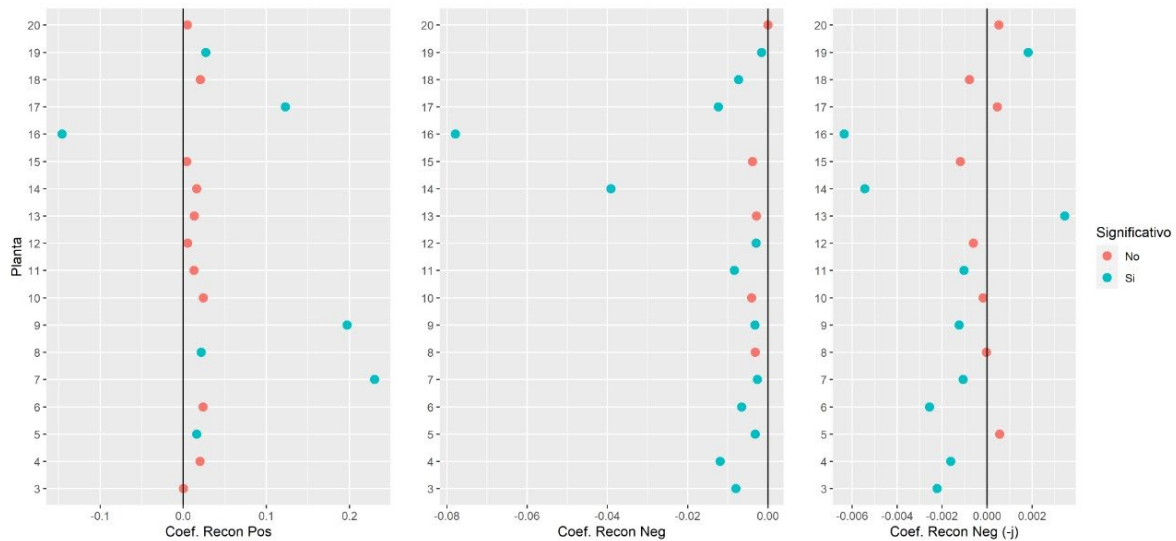
Es posible que exista algún grado de heterogeneidad en la respuesta de las plantas ante las diferentes variables de interés en el modelo. Por tanto, para llevar a cabo este análisis seguimos la metodología de Greene (2012, pp. 417-418). La Figura 2 presenta la heterogeneidad en la respuesta de las firmas ante los fundamentales de los costos marginales y los niveles de las reconciliaciones. En ésta se presentan los coeficientes individuales estimados por planta para las reconciliaciones positivas, negativas propias y de las otras plantas de la firma para las plantas hidráulicas bajo formación de expectativas (parte a) y asumiendo previsión perfecta (parte b). Todos los coeficientes se reportan con un color para aquellos que son significativos al 5% (azul) y aquellos que no lo son (rojo).

Para las unidades térmicas no es posible obtener estimadores bajo el método de coeficientes aleatorios de Greene (2012), dado que buena parte de las unidades térmicas no suelen ser asignadas en el despacho ideal, en cambio salen en el despacho real. Esto implica que para una buena parte de las unidades no es posible estimar coeficientes individuales para la relación entre precios ofertados y las reconciliaciones dado que no se tiene la suficiente variabilidad. No conocemos un método que permita abordar este problema bajo la estructura de Greene (2012). Por ello, nos limitaremos a no mostrar resultados de la estimación de coeficientes individuales para unidades térmicas. Cabe destacar que el estadístico  $C$  que permite contrastar entre el modelo de parámetros individuales y el modelo clásico de parámetros homogéneos (hipótesis nula) toma un valor de 4502.61 bajo formación expectativas y 4889.735 asumiendo previsión perfecta. Estos valores del estadístico  $C$  indican que se rechaza la hipótesis nula del modelo de parámetros homogéneos para unidades hidráulicas.

**Figura 2. Parámetros individuales para reconciliaciones de unidades hidráulicas.**



## b) Previsión perfecta



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que existe una heterogeneidad en la respuesta de las ofertas de las plantas ante el nivel de reconciliaciones esperados. Bajo formación de expectativas para las unidades hidráulicas, las reconciliaciones positivas no son relevantes para determinar el precio ofertado, salvo en 4 unidades donde el signo no está acorde con la teoría. Asumiendo previsión perfecta encontramos que 6 plantas tienen signos acordes con la teoría y una planta no. Para el caso de las reconciliaciones negativas propias, la gran mayoría son significativos con signos acorde con la teoría bajo formación de expectativas y previsión perfecta. Con relación a las reconciliaciones de las otras unidades de la planta encontramos una historia similar, salvo que para una planta el signo es contrario al que se predice por la teoría bajo formación de expectativas y son dos plantas asumiendo previsión perfecta. Las predicciones de nuestro modelo se mantienen para una buena parte de las unidades hidráulicas cuando evaluamos la potencial heterogeneidad del efecto de las reconciliaciones en los precios ofertados. La predicción sobre la relación positiva entre precios ofertados y reconciliaciones positivas, que anteriormente no era significativa, tiene evidencia en contra cuando estudiamos la heterogeneidad entre plantas puesto que existen algunas con una relación negativa y significativa.

## 5. Conclusiones

En este trabajo proponemos una estructura teórica para modelizar el comportamiento de una firma que opera entre los mercados de Bolsa y Reconciliaciones. El modelo que proponemos formula tres predicciones teóricas sobre la relación entre el nivel esperado de reconciliaciones y los precios ofertados: 1) existe una relación directa entre las reconciliaciones positivas de una planta y su precio ofertado, 2) existe una relación inversa entre las reconciliaciones negativas de una planta y su precio ofertado y 3) existe una relación inversa entre las reconciliaciones negativas de las otras unidades de la firma y el precio ofertado por la planta. Estas predicciones teóricas son contrastadas con datos del operador de mercado sobre el funcionamiento del mercado mayorista colombiano.

En este trabajo se encontró que las expectativas de reconciliaciones negativas tienen una relación negativa sobre el precio ofertado en la subasta del día siguiente, tanto para unidades hidráulicas como térmicas. Las firmas que esperan que una planta tenga reconciliaciones negativas en el día siguiente tienden a disminuir el precio ofertado de dicha unidad dado que las reconciliaciones negativas implican una caída en los beneficios esperados de la firma, y una reducción del precio ofertado procura mejorar la posición en Bolsa para compensar el efecto sobre los beneficios. Se encuentra evidencia de que el nivel esperado de las reconciliaciones de las otras plantas de la firma tiene una relación negativa con el

precio ofertado de la planta. Este hallazgo resulta interesante y no se tiene conocimiento de un trabajo previo que lo haya documentado. No se encontró relación entre el nivel esperado de las reconciliaciones positivas y los precios ofertados por las firmas para sus plantas en la subasta del día siguiente. Bajo previsión perfecta se encontraron resultados similares, salvo que las reconciliaciones positivas tienen un efecto directo sobre los precios para las unidades hidráulicas.

Adicionalmente, estimamos un modelo de coeficientes aleatorios para contrastar la hipótesis de heterogeneidad en la respuesta de las plantas ante las reconciliaciones. Debido a problemas asociados a la variabilidad de los datos de reconciliaciones condicionada al despacho en las unidades térmicas no se pudo estimar el modelo de coeficientes aleatorios para estas unidades. Solamente estimamos la heterogeneidad del efecto asociado a unidades hidráulicas. Nuestros resultados muestran que existe heterogeneidad en la respuesta de las ofertas de las plantas al nivel de reconciliaciones del día siguiente. Cabe destacar que los resultados encontrados para las unidades hidráulicas no contradicen las predicciones teóricas de nuestro modelo con relación a reconciliaciones negativas, pero sí encontramos problemas con la predicción para reconciliaciones positivas.

Las predicciones teóricas del modelo y la evidencia empírica recolectada tienen implicaciones sobre la formación del precio spot que merecen atención. El modelo predice que la formación del precio spot de la electricidad se ve afectado por las expectativas de las firmas sobre el nivel de reconciliaciones de sus plantas. Esto se debe a que nuestro modelo predice el comportamiento de unidades que esperan tener una probabilidad positiva de salir despachadas y fijar el precio spot. Las reconciliaciones negativas tienden a disminuir los precios ofertados y, por ello, se espera que tiendan a reducir el precio spot del día siguiente. Por otro lado, las reconciliaciones positivas tienden a incrementar los precios ofertados, por lo que se espera que estos tiendan a incrementar el precio spot del día siguiente. Esto se debe al esquema de remuneración actual de las reconciliaciones que hace uso de los resultados del mercado spot y los precios ofertados de las firmas. La evidencia empírica encontrada defiende las predicciones sobre las reconciliaciones negativas, pero no las positivas. Esta evidencia puede ser estudiada por futuras investigaciones.

Este trabajo abre paso para evaluar como diferentes mecanismos de remuneración sobre las reconciliaciones pueden afectar las decisiones de las firmas sobre sus ofertas y de qué manera esto termina impactando los resultados de mercado. En este sentido, trabajos recientes como son Mastropietro et al. (2020) y CREG (2018) hacen recomendaciones para mejorar la eficiencia en precios para la prestación del servicio en tiempo real. En estas propuestas, la implementación de mecanismos de despacho vinculante y mercados intra-diarios son pieza fundamental para alcanzar la meta de mejorar la eficiencia en precios. La existencia de mercados intra-diarios permite que los costos asociados a la diferencia entre el despacho real y el ideal reflejen en mejor medida los costos marginales de las plantas térmicas que son estrictamente necesarias para satisfacer la demanda en tiempo real. En el actual sistema de remuneración de las reconciliaciones existen incentivos para que las plantas térmicas oferten precios bastante superiores a sus costos marginales, implicando precios ineficientes.

El entendimiento de cómo se forman los costos de las restricciones o pago por reconciliaciones es relevante para Colombia. Próximamente Colombia espera tener una matriz energética más diversificada, con una inclusión de aproximadamente 125 de energías renovables no convencionales. Estas energías suelen experimentar problemas de intermitencia, lo que implica que para su uso se debe contar con una fuente de energía térmica que garantice firmeza a la oferta. Esto implica un mayor incremento en los costos de restricciones, como ha sido el caso de varios países europeos, entre ellos el caso más destacado es Alemania. Propuestas que permitan una mayor eficiencia en la formación de los costos que se pagan por reconciliaciones permitirán que los precios finales que pagan los usuarios por la electricidad no incrementen sustancialmente durante los próximos años que se esperan de la transformación energética en Colombia.

## Agradecimientos

Agradecemos el apoyo prestado para la elaboración de la base de datos por parte del Programa de Investigación “ENERGETICA 2030” con código 58864 en la iniciativa “Colombia Científica”, financiada por el Banco Mundial a través de la convocatoria “778-2017 Ecosistemas Científicos”, gestionada por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias).

Agradecemos a la Universidad Cooperativa de Colombia por la financiación de la investigación a través de CONADI en la convocatoria de Mediana Cuantía 2021.

## Referencias

- Balat, J., Carranza-Romero, J.E.R., & Martin, J.D. (2015). Dynamic and strategic behavior in hydropower-dominated electricity markets: empirical evidence for Colombia. *Borradores de Economía*, 886, 1-56. <https://doi.org/10.32468/be.886>
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (1999). An empirical analysis of the potential for market power in California’s electricity industry. *Journal of Industrial Economics*, 47(3), 285-323. <https://www.jstor.org/stable/117515>
- Bushnell, J.B., Mansur, E.T., & Saravia, C. (2008). Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured us electricity markets. *American Economic Review*, 98(1), 237-266. <https://doi.org/10.1257/aer.98.1.237>
- Camelo, S., Papavasiliou, A., de Castro, L., Riascos, A., & Oren, S. (2018). A structural model to evaluate the transition from self-commitment to centralized unit commitment. *Energy Economics*, 75, 560-572. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.09.009>
- Ciarreta, A., Espinosa, M.P. (2010). Market power in the Spanish electricity auction. *Journal of Regulatory Economics*, 37, 42-69. <https://doi.org/10.1007/s11149-009-9102-7>
- Crawford, G.S., Crespo, J., & Tauchen, H. (2007). Bidding asymmetries in multi-unit auctions: Implications if bid function equilibria in the British spot market for electricity. *International Journal of Industrial Organization*, 25, 1233-1268. <https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2006.10.001>
- CREG (2001). Resolución 034. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-2001-CREG034-2001>
- CREG (2004). Resolución 004. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Por la cual se modifica la Resolución CREG-017 de 2002, sobre mecanismos de verificación de la disponibilidad declarada de las plantas o unidades de generación. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0004\\_2004.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0004_2004.htm)
- CREG (2010). Documento creg-060. Metodología para el cálculo del precio de reconciliación negativa. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/55f5dbdfc5c0c3fc0525785a007a72bc/\\$FILE/D-060-10%20RECONCILIACIÓN%20NEGATIVA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/55f5dbdfc5c0c3fc0525785a007a72bc/$FILE/D-060-10%20RECONCILIACIÓN%20NEGATIVA.pdf)

- CREG (2018). *Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios*. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/81bf4938da2e76b805258352007a69c7/\\$FILE/Circular092-2018%20Anexo2.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/81bf4938da2e76b805258352007a69c7/$FILE/Circular092-2018%20Anexo2.pdf)
- Gans, J.S., & Wolak, F.A. (2008). *A comparison of ex ante versus ex post vertical market power: Evidence from the electricity supply industry*. SSRN Working Paper. [https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/A%20Comparison%20of%20Ex%20Ante%20versus%20Ex%20Post%20Vertical%20Market%20Power\\_Evidence%20from%20the%20Electricity%20Supply%20Industry\\_July%202007\\_Gans,%20Wolak.pdf](https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/A%20Comparison%20of%20Ex%20Ante%20versus%20Ex%20Post%20Vertical%20Market%20Power_Evidence%20from%20the%20Electricity%20Supply%20Industry_July%202007_Gans,%20Wolak.pdf)
- Green, R.J., & Newbery, D.M. (1992). Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*, 100(5), 929-953. <https://www.jstor.org/stable/2138629>
- Greene, W.H. (2012). *Econometric analysis*, 7th ed. New Jersey: Prentice Hall. <https://pages.stern.nyu.edu/~wgreene/Text/econometricanalysis.htm>
- Hortacsu, A., & Puller, S.L. (2008). Understanding strategic bidding in multi-unit auctions: A case study of the Texas electricity spot market. *RAND Journal of Economics*, 39(1), 86-114. <https://doi.org/10.1111/j.0741-6261.2008.00005.x>
- Mastropietro, P., Rodilla, P., Rangel, L.E., & Batlle, C. (2020). Reforming the Colombian electricity market for an efficient integration of renewables: A proposal. *Energy Policy*, 139, 111346. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111346>
- Perez, A., & García-Rendón, J.J. (2020). Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: A counterfactual analysis for Colombia. *Renewable Energy*, 167, 146-161. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.067>
- Reguant, M. (2014). Complementary bidding mechanisms and startup costs in electricity markets. *The Review of Economic Studies*, 81(4), 1708-1742. <https://doi.org/10.1093/restud/rdu022>
- Vickrey, W. (1961). Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders. *The Journal of Finance*, 16(1), 8-37. <https://www.jstor.org/stable/2977633>
- von der Fehr, N.-H.M., & Harbord, D. (1993). Spot market competition in the UK electricity industry. *Economic Journal*, 103(418), 531-546. <https://www.jstor.org/stable/2234530>
- Wolak, F.A. (2000). An empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behavior in a competitive electricity market. *International Economic Journal*, 14(2), 1-39. <https://doi.org/10.1080/10168730000000017>
- Wolak, F.A. (2003). *Identification and estimation of cost functions using observed bid data: An application to competitive electricity markets*. En M. Dewatripoint, L.P. Hansen & S.J. Trunovsky (ed.), Chapter 4, pp. 133-169. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.3386/w8191>

Wolfram, C. D. (1998). Bidding in a multiunit auction: An empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales. *RAND Journal of Economics*, 29(4), 703-725. <https://doi.org/10.3386/w6269>

## Apéndice

**Tabla A1. Diccionario de variables**

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Nivel</b>
<i>Recon Pos</i>	Reconciliaciones positivas, definidas como la generación por fuera de mérito.	MWh	Día	Planta
<i>Recon Neg</i>	Reconciliaciones negativas, definidas como la generación que es restringida a las unidades despachadas por mérito.	MWh	Día	Planta
<i>Recon Neg (-j)</i>	Suma de todas las reconciliaciones negativas de las otras unidades de la firma	MWh	Día	Planta
<i>Disponibilidad</i>	Disponibilidad declarada de generación para el día	GWh	Día	Planta
<i>Disp Inflexibilidad</i>	Suma de todos los cambios en el valor de la disponibilidad declarada entre una hora y la siguiente.	GWh	Día	Planta
<i>Demanda</i>	Suma de los pronósticos de demanda horarios.	GWh	Día	-
<i>Volumen</i>	Volumen de agua embalsado por la planta	m3	Día	Planta
<i>Caudal</i>	Caudal del río en el que se encuentra ubicada la planta.	m3	Día	Planta
<i>Volumen rivales</i>	Volumen de agua embalsado promedio de las plantas generadoras de las firmas rivales.	m3	Día	Firma
<i>Caudal rivales</i>	Caudal promedio de los ríos que alimentan las plantas generadoras de las firmas rivales	m3	Día	Firma
<i>Volumen SIN</i>	Volumen de agua embalsado total del SIN.	m3	Día	-
<i>Caudal SIN</i>	Caudal total de los ríos que alimentan plantas generadoras del SIN.	m3	Día	-
<i>Carbón</i>	Precio internacional del carbón	US/kg	Día	-
<i>Gas</i>	Precio internacional de gas natural	US/m3	Día	-
<i>WTI</i>	Precio internacional del petróleo	US/bar	Día	-
<i>TRM</i>	Tipo de cambio peso-dólar estadounidense	COL/US	Día	-

Fuente: Elaboración propia.