UNIVERSIDAD EAFIT

Vigilada Mineducación



Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Nº 19-10

2019

El precio spot de la electricidad y la inclusión de energía renovable no convencional: evidencia para Colombia

John J. García-Rendón, Alex F. Pérez-Libreros

cief
Centro de Investigaciones Económicas y Financieras
Universidad EAFIT

El precio spot de la electricidad y la inclusión de energía renovable no convencional: evidencia para Colombia

John J. García-Rendón
Alex F. Pérez-Libreros

Agosto 25, 2019

Resumen

La transición energética es una realidad en muchos países, y Colombia no es ajeno a esta. Uno de los principales protagonistas de este fenómeno mundial es la generación de energía con fuentes renovables no convencionales. Este trabajo busca evaluar el efecto que puede tener la inclusión de estas fuentes en el mercado eléctrico mayorista colombiano. Para ello, se estima un modelo estructural de comportamiento de la firma y se evalúa un escenario contrafactual en el cual se incluye una firma que opera con 1000 MW de capacidad instalada para competir en el mercado mayorista durante el año 2018. Los resultados muestran que el precio *spot* de la electricidad disminuiría 12,66 $/KWh para un día, en promedio. De esta cifra, 6,66 $/KWh se deben a comportamientos estratégicos de las firmas y 6 $/KWh a efecto de orden de mérito. Igualmente, se calcula que se dejarían de emitir aproximadamente 367,32 mil toneladas métricas de CO_2 al medioambiente.

Palabras clave:
Mercado mayorista de electricidad, Precio spot, Fuentes no convencio-nales de energía renovables, Emisiones de CO_2.

Clasi icación JEL:
L11, L22, Q42, D22.

[†]Esta investigación se desarrolló en el marco del Programa de Investigación "ENERGETICA 2030", en el proyecto de investigación: Política regulación y mercados con el código 58864 de la iniciativa "Colombia Científica", financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria "778-2017 Ecosistemas Científicos", administrado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS. Agradecemos a los comentarios y recomendaciones de Alejandro Gutierrez, Jesús Botero, Cacilia Maya, Manuel Rodriguez, Jessica Arias, Mauricio Toro, Manuel Correa, David Cardona, Jaime Castillo, Eder Cadavid, Felipe Almanza, y Martha Gil. Cualquier error en este trabajo no compromete las instituciones participantes y son responsabilidad de los autores.

[‡]Director, Grupo de Investigación sobre Economía de la Firma, Departamento de Economía, Universidad EAFIT, Medellín, Colombia. AA 3300 Medellín (Colombia). Teléfono: (+574) 2619549, Fax: (+574) 2664284. Correspondencia: jgarcia@eafit.edu.co

[§]MSc. en Economía, Universidad EAFIT. Asistente de Investigación, Departamento de Economía, Universidad EAFIT.

The electricity spot price and inclusion of non-conventional renewable energies: evidence for Colombia

Abstract

Energy transition is prevalent nowadays, and Colombia is not an exception to this phenomenon. Energy coming from non-conventional renewable resources is one main feature of this phenomenon. Therefore, this paper evaluates the impact of this new kind of renewable energy resources in the Colombian wholesale electricity market. This evaluation uses a counterfactual scenario based on a structural model of energy firm's behavior that offers 1000 MW in 2018. Results suggest that the spot price decreases on average 12.66 $/KWh per day. It seems that 6.66 $/KWh is due to firms' strategies, and 6 $/KWh is a merit order effect. In addition, results suggest that 367.32 thousand tons of carbon emissions would not be emitted to the environment.

Keywords: *Non-Conventional Renewable Energies, Electricity Spot Price, Carbon Emissions, Wholesale Electricity Market.*

JEL Classification: *L11, L22, Q42, D22.*

Introducción

En los últimos años se han venido presentando cambios estructurales en el funcionamiento de los mercados energéticos a nivel mundial con el fin de mejorar la eficiencia energética, la confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad y la descarbonización del medio ambiente, donde la inclusión de fuentes de energía renovables (FER), la generación distribuida, el almacenamiento de energía y los dispositivos avanzados de electrónica y control de potencia, está creando nuevas opciones para la provisión y el consumo de servicios de electricidad (Newbery et al., 2018; Bushnell y Novan, 2018; Cramton, 2017). Pero al mismo tiempo, los diseños de mecanismos y la fijación de principios regulatorios claros serán necesarios para garantizar una buena calidad en la prestación del servicio, en el que el prosumidor y los mecanismos de respuesta de la demanda desempeñarán un rol fundamental.

Las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales - FNCER, cada vez tienen mayor participación como fuente de generación de energía, máxime si se considera los problemas ambientales y el calentamiento global (Pillot et al., 2019). Como lo establece la International Energy Agency - IEA se espera que para el 2040 estas fuentes de energía renovables tengan una participación cercana al 40 % de la capacidad total mundial. Diferentes mecanismos se han implementado a nivel mundial para incentivar la inversión en fuentes de energías renovables, contratos por diferencias, cuotas y subvenciones como las Feed in Tariff, fueron algunos de los mecanismos utilizados para garantizar a los generadores la recuperación de la inversión, pero con la disminución de los costos nivelados de estas fuentes uno de los mecanismos de mercado más eficiente que se ha venido imponiendo a nivel mundial

ha sido el de subastas.

Para el mercado eléctrico colombiano se empiezan a evidenciar cambios regulatorios importantes que propician la inclusión de FNCER y redes inteligentes. En 2014 se promulgó la Ley 1715, la cual establece los lineamientos de política para la promoción de la generación con FNCER, pero solo hasta 2018, empiezan a definirse aspectos regulatorios para la implementación de la Infraestructura en Medición Avanzada - AMI, Resolución 40072. Además, de definir la regulación de las actividades de generación distribuida y autogeneración a pequeña (capacidad instalada menor o igual a 1 MW) y gran escala (capacidad instalada mayor a 1 MW), las Resoluciones CREG 024 de 2015 y 030 de 2018 las definen para el Sistema Interconectado Nacional, y el proyecto de Resolución CREG 001 de 2018 para Zonas no Interconectas. Asimismo, se realizó la convocatoria para la primera subasta de contratos de largo plazo de energía eléctrica, a 10 años, las cuales buscan incentivar la instalación de FNCER, pero desafortunadamente no se adjudicó, Resoluciones 40791 y 40795 de 2018. Y en marzo de 2019, se llevó a cabo la subasta del cargo por confiabilidad con fuentes alternativas, adjudicando 1398 MW, 6 proyectos eólicos y 2 solares, para instalarse en 2022.

Por tanto, esta investigación tiene como objetivo estudiar, principalmente, el impacto económico de la inclusión de FNCER en el mercado eléctrico mayorista colombiano. Para ello, en este trabajo se estudia el impacto que la implementación de FNCER tiene sobre el precio spot de la electricidad. En el mercado eléctrico mayorista colombiano se transa, prácticamente, toda la electricidad que es generada en el país. Las principales fuentes de energía utilizadas para generar electricidad en Colombia son el agua (energía hidráulica) y los combustibles fósiles (energía térmica), que comprenden cerca del 75 % y 24 % de la generación total de un día promedio, respectivamente. La generación de electricidad en el MEM con FNCER en Colombia es poca, de tal forma que, para el año 2019 solo existen 3 plantas que operan con estas fuentes. Por otro lado, el uso de energía térmica implica la emisión de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO_2). La inclusión de FNCER en el mercado eléctrico colombiano permitirá al país reducir notablemente sus emisiones de CO_2, el cual, es uno de los objetivos de la política climática nacional. Así este trabajo también muestra el impacto ambiental que puede tener la inclusión de FNCER en el mercado eléctrico mayorista colombiano.

Para alcanzar estos objetivos, utilizamos la estructura teórica y metodológica propuesta por Reguant (2014) y Martin y Riascos (2017). Dicha estructura propone un modelo de despacho que replica el modelo de despacho del operador de mercado, el cual determina el precio *spot* de la electricidad. Posteriormente, se plantea un modelo estructural de comportamiento de las firmas. Con base en ambos, modelo de despacho y modelo de comportamiento, planteamos un escenario contrafactual donde, para el año 2018, incluimos en el mercado una nueva firma hipotética que opera 1000 MW de capacidad instalada asignados entre plantas que operan con tecnologías solar (300 MW) y eólica (700 MW). El total de capacidad asumido y la asignación por tecnología se sustenta en los potenciales de generación que se han documentado en la literatura para el caso colombiano.

El resultado de este ejercicio es un nuevo precio *spot* de la electricidad bajo un escenario hipotético, controlando por comportamientos estratégicos de las firmas existentes en el mercado. También se presentan cambios en la generación por tecnología y las emisiones de CO_2 por generación térmica. Estos resultados del escenario contrafactual se comparan con los observados en los datos para tener una estimación del impacto económico y ambiental que hubiera tenido la inclusión de FNCER en Colombia en el año 2018. Los principales resultados evidencian que el precio *spot* promedio diario de

la electricidad disminuiría cerca de 12,66 $/KWh, de los cuales 6,66 $/KWh se explican por comportamientos estratégicos de las firmas y 6 $/KWh por efecto de orden de mérito. Además, se calcula que las emisiones de CO_2 disminuirían en 367,32 mil toneladas métricas para todo el año 2018. Hasta el momento, no se tiene conocimiento de que existan trabajos aplicados a Colombia donde se evalúe el impacto económico sobre el mercado mayorista de electricidad de la inclusión de FNCER, controlando por comportamientos estratégicos de las firmas existentes.

El resto de este trabajo está organizado en 5 secciones. La Sección 1 realiza una breve descripción de algunos trabajos que estudian el impacto de la inclusión de FNCER en los mercados mayoristas de electricidad de diferentes mercados del mundo y el caso de Colombia. La Sección 2 realiza una descripción del mercado eléctrico colombiano, y en particular, del mercado mayorista de electricidad. La Sección 3 presenta la estructura teórica y metodológica que se utiliza en esta investigación. Las Secciones 4 y 5 presentan los resultados y conclusiones, respectivamente.

1. Los mercados de electricidad y las fuentes de energía renovables

Los trabajos teóricos relacionados con la inclusión de FER y su efecto sobre los mercados mayoristas de electricidad se han concentrado en el *efecto de orden de mérito* o EOM (Carvalho-Figueiredo y Pereira-da Silva, 2019; Grytli-Tveten et al., 2013; Acemoglu et al., 2017; Woo et al., 2016). Acemoglu et al. (2017) estudia cómo operan los mercados eléctricos mayoristas con una estructura oligopólica y empresas con portafolios diversificados de tecnologías de generación (ej., térmicas y renovables). Los resultados de este trabajo establecen cómo se desarrolla el EOM. Sin embargo, la magnitud de este varía con el grado de diversificación de los portafolios de las firmas y con la estructura de la propiedad de los recursos renovables existentes. El EOM consiste en la caída en precios *spot* en respuesta a los incrementos de la oferta de generación con tecnologías renovables. Esto se debe a que una mayor oferta de electricidad por parte de generadores con fuentes renovable, cuyo costo marginal es cercano a cero. Esto cambia los precios a lo largo de la curva de oferta agregada. Dicho cambio sobre la curva de oferta se le conoce como la curva de orden de mérito en la literatura sobre economía de la energía.

Una amplia y creciente cantidad de trabajos se han publicado a nivel internacional con el objeto de estudiar los impactos económicos y ambientales que tienen las políticas energéticas en los mercados mayoristas de electricidad. Un revisión bastante completa de estudios sobre efectos económicos de políticas de energía renovable es Schmalensee (2011). En esta literatura se destacan varios trabajos. Cullen (2013) estudia como los subsidios a la generación con FNCER pueden compensar los altos costos sociales asociados a las emisiones de la generación con combustibles fósiles. Por otro lado, Holland et al. (2016) estudian los beneficios ambientales y sociales de la incursión de los vehículos eléctricos y los diferentes subsidios que existen para su compra en varios estados de Estados Unidos. Fowlie et al. (2018) realizan un estudio sobre cómo el Programa de asistencia de climatización a hogares de Michigan mejora la eficiencia energética. También se enfocan en cómo estos deben ser financiados (ej., gasto público o privado) y cuales beneficios sociales pueden traer.

Durante los últimos años, en diferentes mercados se han registrado incrementos significativos de la generación de electricidad con FER. Esto ha motivado el nacimiento de una gran literatura que busca cuantificar el impacto económico que puede tener este cambio en los mercados de electricidad. Kaffine et al. (2013) estudian el impacto que la energía eólica tiene con relación al potencial de reducir

las emisiones asociadas con la generación de electricidad convencional en ERCOT Texas. Los resultados muestran que las emisiones de gases de efecto invernadero compensadas por los aumentos de generación eólica son sustanciales, pero dichos beneficios ambientales de las reducciones de emisiones no cubren los subsidios que el gobierno otorga para la generación eólica. En esta misma línea, Novan (2015) estima el impacto ambiental que tiene la generación eólica para varios mercados de Estados Unidos. Encuentra que la producción con estas tecnologías trae beneficios ambientales, pero estos son heterogéneos entre las plantas, como es el caso de las diferencias en beneficios que ofrecen generadores con tecnología eólica o solar. Estos resultados muestran que, en respuesta a Kaffine et al. (2013), es posible mejorar la eficiencia de los subsidios otorgados a la generación renovable mediante el correcto diseño de políticas que internalicen estos beneficios heterogéneos.

Un estudio que relaciona la caída en la generación con combustibles fósiles con los aumentos en la generación con renovables en Estados Unidos es el de Fell y Kaffine (2018). Los autores encuentran que, tanto los cambios en el precio de los combustibles como el precio del viento, han provocado que los incentivos para generar con combustibles fósiles sean cada vez menores. Esto ha explicado, en gran parte, la notable caída de la generación con combustibles fósiles y el incremento de la generación renovable (e.j., eólica). Por otro lado, Callaway et al. (2018) realizan un estudio de cómo las medidas eficiencia energética y generación renovable han ayudado en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Estados Unidos. Los resultados muestran que la reducción en la cantidad de emisiones desplazadas por los recursos eólicos, solares y las políticas de eficiencia energética han sido significativas y sustanciales para todas las regiones que han llevado a cabo este tipo de políticas.

Diferentes estudios internacionales se han enfocado en evaluar como el precio *spot* se puede ver afectado por la incursión de generación con FNCER. Forrest y MacGill (2013) muestran para Australia cómo el crecimiento de la generación eólica ha conllevado a una caída del precio *spot* y el desplazamiento de tecnologías convencionales del país, como la generación térmica a base de carbón. Fell y Linn (2013) estudian como la intermitencia de FNCER, eólica y solar, puede tener efectos heterogéneos sobre los mercados eléctricos mayoristas. Estos trabajos encuentran evidencia de caídas en el precio *spot*, como se predice por el EOM. Sin embargo, estos efectos son heterogéneos a las plantas, en respuesta a la ubicación y la tecnología de los equipos de generación que estas tienen. El trabajo de Wurzburg et al. (2013) ofrece una recopilación bastante completa de los recientes estudios empíricos que encuentran evidencia sobre la existencia del EOM en los mercados mayoristas de electricidad.

Recientemente, Bushnell y Novan (2018) analizan los impactos económicos y ambientales de la producción de electricidad con FNCER en el corto y largo plazo para el mercado de California. Ellos encuentran que gran parte de las disminuciones en los precios promedios diarios está relacionada con los aumentos en generación renovable, pero este resultado es heterogéneo según la hora. La mayor disminución en precios se registra en el mediodía, pero existe evidencia de aumentos en precios para las horas pico. Este último resultado está relacionado con la intermitencia de la generación con FNCER, la cual, conlleva la necesidad de aumentar la generación con combustibles fósiles para garantizar la confiabilidad del suministro. Otro resultado obtenido y que es bastante documentado en la literatura, es el desplazamiento de tecnologías de generación convencionales a base de combustibles fósiles. La evidencia encontrada por Bushnell y Novan (2018) muestra que, en el corto plazo, la inclusión de FNCER ha permitido flexibilizar la necesidad de la generación con combustibles fósiles, pero, en el largo plazo esto afecta gravemente la viabilidad económica de estas tecnologías tradicionales.

En el mercado eléctrico mayorista colombiano, igual que en los mercados mayoristas internacionales, existen factores que evidencian una estructura de mercado oligopólica (Hurtado-Moreno et al., 2014). Una serie de trabajos se han enfocado en estudiar los comportamientos estratégicos de las firmas que operan en el sector eléctrico, tanto desde un punto de vista académico como consultorías encargadas por el regulador del sector (CREG). Espinosa y Riascos (2010) estiman los costos marginales de las firmas generadoras utilizando métodos no paramétricos ajustando el modelo de subastas de De Castro y Riascos (2009) adaptándolo al caso colombiano. Harbord y Pagnozzi (2008, 2012) han encontrado que los mecanismos de subastas utilizados para las dos subastas de energía en firme realizadas en los años 2008 y 2012 permitieron que se facilitara el ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes. En esta línea de investigación, Botero et al. (2013) analizan la posibilidad de ejercicio de poder de mercado por parte de las firmas generadoras. Por otro lado, Castro et al. (2014) evalúa los efectos sobre el bienestar y el comportamiento de los generadores que trajo la Resolución 051 de 2009 de la CREG sobre la forma como los agentes ofertaban en la Bolsa de Energía. Los autores encuentran que este cambio modificó los incentivos de los generadores de tal forma que el precio *spot* de la electricidad aumentó.

Respecto a la inclusión de FNCER en Colombia y su impacto sobre el mercado eléctrico se destacan los trabajos de Rueda-Bayona et al. (2019), Arias-Gaviria et al. (2019), y Jimenez et al. (2016). Rueda-Bayona et al. (2019) realizan un estudio sobre los diferentes mecanismos regulatorios internacionales y nacionales con relación a la promoción del uso de las FNCER. Además, el trabajo se enfoca, principalmente, el potencial eólico del país para abastecer la demanda nacional cuando el sistema hidroeléctrico presente bajas en la generación debido a condiciones climáticas adversas como es el fenómeno de El Niño. Por otro lado, Arias-Gaviria et al. (2019) analizan los incentivos económicos que se derivan de la Ley 1715 en Colombia para la inclusión de FNCER con el objetivo de realizar mejores recomendaciones de política. Para ello, realiza diferentes simulaciones para los escenarios de política, los cuales buscan que Colombia en el año 2030 reduzca sus emisiones de CO_2 en un 20 %. Los autores se enfocan en estudiar 4 incentivos económicos: reducción de impuestos, *feed-in-tariff*, certificados negociables y subsidios técnicos. Sus resultados muestran que un escenario combinado con *feed-in-tariff* y subsidios técnicos puede impulsar la inclusión de FNCER, evitando aumentos significativos de precios para el consumidor final. Sin embargo, ninguno de los incentivos lleva a alcanzar el objetivo de política de reducción de 20 % en emisiones. Por otro lado, Jimenez et al. (2016) evidencian que las políticas institucionales son esenciales para la sostenibilidad del sistema cuando hay inclusión de energía solar fotovoltaica.

2. El mercado eléctrico colombiano

Algunos trabajos académicos destacados en el caso colombiano son las investigaciones de Sandoval (2004), Arango et al. (2008), y Wolak (2009) enfocadas, principalmente, en el mercado mayorista de electricidad y la actividad de generación. Sandoval (2004) realiza un análisis del funcionamiento y desempeño de los mercados de electricidad y gas hasta 2004. Arango et al. (2008) describen los mecanismos del mercado mayorista de electricidad que estaban vigentes hasta el año 2008. El estudio también muestra algunas estadísticas descriptivas del mercado y compara estos resultados con los de otros países. Además, se incluye información detallada sobre aspectos regulatorios y de ingeniería que son exclusivos de este mercado. Wolak (2009) realiza un estudio sobre los posibles efectos que traen las estructuras de competencia imperfecta al desempeño del mercado mayorista de electricidad.

Vélez et al. (2013) realiza un estudio sobre los cambios institucionales más importantes en el mercado mayorista hasta el año 2012. Este trabajo, a diferencia de los anteriores, se enfoca tanto en los mercados mayorista y minorista, como en las actividades económicas realizadas en el mercado eléctrico colombiano: generación, trasmisión, distribución, y comercialización.

Otros trabajos se han enfocado en estudiar cómo el desempeño del mercado eléctrico puede impactar el funcionamiento de otras actividades económicas en el país (Santa-María et al., 2009). Robinson et al. (2012) estudia los beneficios que puede traer a la sociedad la inserción de la energía eólica al mercado eléctrico. Para este cálculo, los autores tienen en cuenta que esta tecnología de producción posee pocas externalidades negativas, a diferencia de las tecnologías actuales como la térmica y en menor medida la hidráulica*. Los autores abordan también aspectos relacionados con los incentivos que tiene los inversionistas en esta tecnología y cómo son apropiados los beneficios privados y sociales de esta. Lozano y Rincón (2010) estudian como los choques al precio de la electricidad afectan el índice de precios al consumidor. Los resultados muestran que un choque inesperado del 10 % en el precio final de la electricidad incrementa la inflación anual en 0,78 %. Por otro lado, Restrepo et al. (2012) estudian los beneficios en materia de seguridad energética que ha traído el cargo por confiabilidad. Este mecanismo es un sistema de remuneración a la capacidad instalada cuyo objetivo es garantizar un flujo de energía determinado para satisfacer la demanda en el futuro.

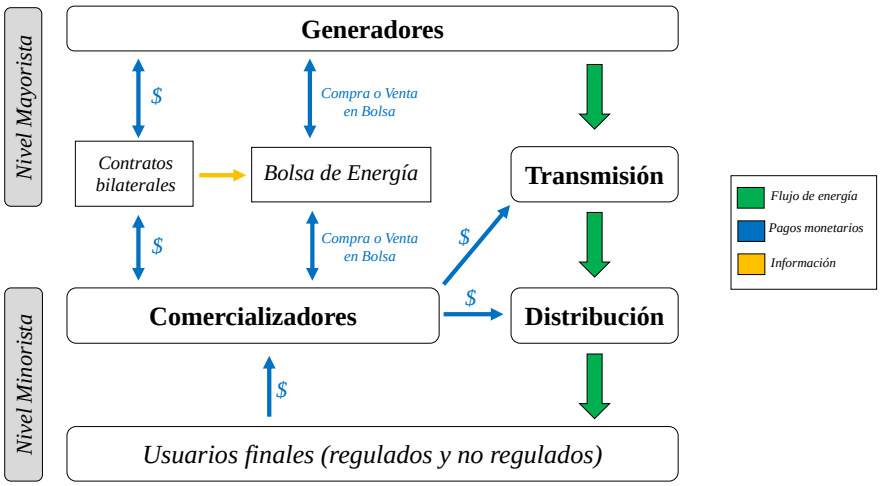
2.1. Funcionamiento del mercado eléctrico

En los mercados eléctricos las decisiones de los agentes deben estar coordinadas en todo momento. Para ello, todo desajuste o desequilibrio entre oferta y demanda debe ser detectado y corregido en tiempo real. Esto requiere que la información fluya de forma constante y rápida para que se hagan las reasignaciones en tiempo real necesarias. Es de notar que el mercado eléctrico colombiano debe cumplir estas características. Este trabajo se enfoca en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) donde se desempeñan las firmas generadoras de electricidad. La Figura 1 describe las actividades que comprenden el mercado eléctrico en Colombia, identificando aquellas que corresponden a los mercados mayorista y minorista (Gutierrez, 2018)†. La actividad de *Generación* está relacionada con la producción de energía eléctrica por parte de los generadores. Estos venden energía a los comercializadores en el MEM ya sea por la Bolsa de Energía o por Contratos bilaterales. Esta actividad comprende el nivel *Mayorista*. La actividad de *Transmisión* se corresponde con el transporte de la electricidad generada. Esto se lleva a cabo a través del Sistema de Transmisión Nacional o de los Sistemas de Transmisión Regionales. La actividad de *Distribución* está relacionada con el transporte de la energía eléctrica generada a través de los Sistemas de Distribución Locales y distribuirla hasta los centros de consumo (*usuarios finales*). La actividad de *Comercialización* es la compra de electricidad por parte de los comercializadores a los generadores en el MEM, con el objetivo de ser vendida a los usuarios finales. Esta actividad comprende el nivel *Minorista*.

*La térmica produce gases de efecto invernadero, en cambio, la hidráulica no. Sin embargo, la tecnología hidráulica requiere de la construcción de grandes represas las cuales son conocidas por traer algunos problemas sociales asociados al desplazamiento de familias de las zonas cercanas y el riesgo de desastre que traen los posibles daños a estas estructuras como fue el caso de Hidroituango para el mes de mayo de 2018.

†Cabe resaltar que existen firmas generadoras que se encuentran integradas verticalmente entre algunas de las actividades del sector (generación, transmisión, distribución y comercialización). Sin embargo, como este trabajo se enfoca en el MEM no se realizará un estudio detallado de como las firmas generadoras se comportan entre las diferentes actividades.

Figura 1: El mercado eléctrico colombiano



Fuente: Elaboración propia a partir de Gutierrez (2018).

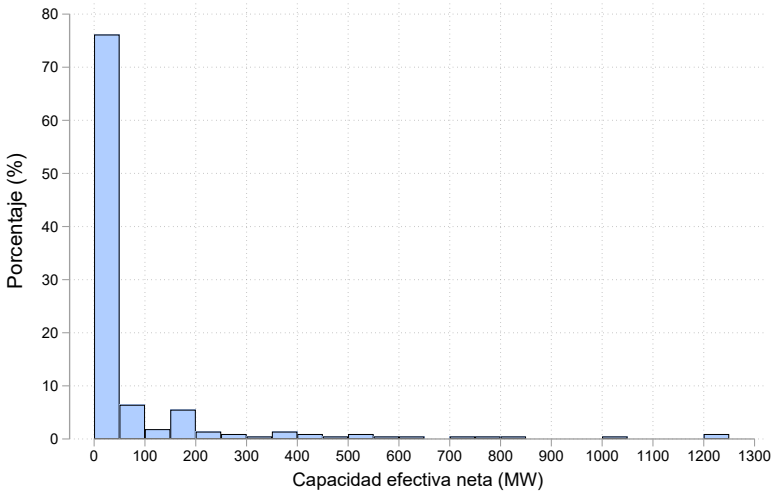
La coordinación de las actividades económicas es realizada por el *operador de mercado*, esta función en Colombia la realiza XM Expertos en Mercados, filial de Interconexión Eléctrica S.A. Para llevar a cabo dicha coordinación, XM tiene a su disposición dos entidades: el Centro Nacional de Despacho (CND), y su dependencia, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). El CND se encarga del despacho económico del MEM en la Bolsa de Energía, esto es, programar, supervisar y controlar la operación de todos los activos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en tiempo real para asegurar que haya un equilibrio entre oferta y demanda. Los activos del SIN comprenden las plantas y equipos de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales de transmisión eléctrica, las redes de distribución locales y las cargas eléctricas de los usuarios. Por otro lado, el ASIC se encarga de liquidar las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) y los contratos bilaterales que conllevan obligaciones de intercambio entre comercializadores y generadores. La información de contratos es utilizada por el operador de mercado para determinar la compra o venta de energía en Bolsa. Sin embargo, la información de contratos no tiene influencia sobre las decisiones de despacho de electricidad que toma el operador de mercado.

2.1.1. Generación

Una firma puede ser propietaria de varias plantas generadoras. Una *unidad de generación* se define como un par firma-planta. La cantidad de electricidad que una planta puede producir se mide por la capacidad instalada en dicha planta y se hace generalmente en megavatios (MW). Para medir la capacidad instalada de una planta se utiliza la capacidad efectiva neta (CEN) que es la capacidad de generación esperada de un activo en situaciones hidrológicas normales. La Figura 2 muestra la distribución de la CEN de las plantas que integran el SIN para el año 2018. A partir de la distribución se evidencia que poco más del 80 % de las plantas disponibles para el año 2018 no superan los 100 MW de capacidad.

En la parte izquierda de la Tabla 1 se presenta la distribución de la capacidad efectiva neta entre plantas pequeñas (menores o iguales a 20 MW) y grandes, y por tipo de tecnología para los años 2009

Figura 2: Distribución de la capacidad efectiva neta de las plantas disponibles en 2018



Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

y 2018. La distribución de la capacidad efectiva neta para el año 2018 muestra que las plantas con tecnología hidráulica representan el 68,59 % de la capacidad total instalada, las térmicas representan el 30,4 %, y las cogeneradoras, eólicas, y solares el 0,84 %, 0,11 % y 0,06 %, respectivamente. Las plantas cogeneradoras son productores independientes de pequeño tamaño cuya actividad económica es la producción de energía eléctrica destinada para su autoconsumo o para la venta a terceros. También se muestra que la capacidad instalada del SIN ha incrementado de 13,5 GWh en el año 2009 a 17,08 GWh en el año 2018. La participación de las plantas menores es pequeña, pero ha aumentado de 4,64 % a 7,27 % entre 2009 y 2018. En cambio, las plantas mayores tienen una alta participación que se ha reducido de 95,36 % a 92,73 % entre 2009 y 2018.

Igualemnte, la Tabla 1 presenta la distribución de la generación por tipo de tecnología y combustible para los años 2009 y 2018. La generación hidráulica representa la gran mayoría de la generación en Colombia (mayor al 70 %), seguida de la térmica y en menor medida las otras tecnologías. La generación con fuentes de energía renovables no convencionales (eólica, solar y biomasa) no llega a representar el 1 % de la generación total. Por otro lado, cabe destacar que casi toda la generación hidroeléctrica en Colombia es llevada a cabo por embalses. Con relación a la generación térmica los combustibles utilizados son principalmente el gas natural, el carbón, el ACPM, el queroseno y el *fuel oil*. En Colombia, el combustible más utilizado para generación térmica es el gas natural debido a la abundancia de este recurso en el país. En segundo lugar, está el carbón y los de menor participación son los combustibles líquidos por ser, en general, más costosos (véase Tabla 1).

Es de resaltar que las dos tecnologías de generación dominantes tienen graves externalidades negativas que afectan el bienestar social. La generación hidráulica afecta los ecosistemas acuáticos y puede representar un peligro para los habitantes que viven río abajo de los embalses. Por otro lado, la generación térmica conlleva la emisión de gases de efecto invernadero dañinos para el medio ambiente. La generación eólica y solar son tecnologías no contaminantes y las externalidades negativas que estas

Tabla 1: Capacidad efectiva neta y Generación total del SIN

Capacidad (MW)	*2009*	*%*	*2018*	*%*
Menores	626,45	4,64	1241,07	7,27
Cogenerador	44,63	0,33	143,59	0,84
Eólica	18,42	0,14	18,42	0,11
Solar			9,80	0,06
Hidráulica	472,29	3,50	854,13	5,00
Térmica	91,10	0,67	215,13	1,26
Mayores	12875,38	95,36	15838,00	92,73
Hidráulica	8525,00	63,14	10861,00	63,59
Térmica	4350,38	32,22	4977,00	29,14
Total	13501,82	100	17079,07	100

Generación (MWh)	*2009*	*%*	*2018*	*%*
Cogenerador	106,16	0,19	733,99	1,06
Bagazo	102,97	0,18	725,33	1,05
Biomasa	1,02	0,00		
Otro	2,17	0,00	8,66	0,01
Eolica	57,71	0,10	43,43	0,06
Solar			7,94	0,01
Hidraulica	40837,37	72,97	56648,19	82,17
Termica	14964,39	26,74	11508,42	16,69
Líquidos	375,40	0,67	134,46	0,20
Carbon	3695,10	6,60	3680,96	5,34
Gas	10893,89	19,47	7693,00	11,16
Total	55965,63	100	68941,97	100

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

puedan llegar a tener son casi inexistentes. Para el año 2018, solo existen un parque de generación eólica y otro de generación solar en el país. Estos son el parque Jepírachi (eólica) y Celsia Yumbo (solar), administrados por EPM y EPSA, respectivamente. Por otro lado, se destaca que en Colombia el MEM está dominado por tres firmas generadoras que son EPM, Emgesa, e Isagen. Estas tres empresas representan cerca del 60 % de la generación total de un año. Su repartición del mercado es muy similar: EPM (23 %), Emgesa (20,5 %) e Isagen (20,3 %). Con relación a las 6 firmas de mayor tamaño estas tienen aproximadamente el 80 % de la generación en el mercado.

2.1.2. El fenomeno de El Niño

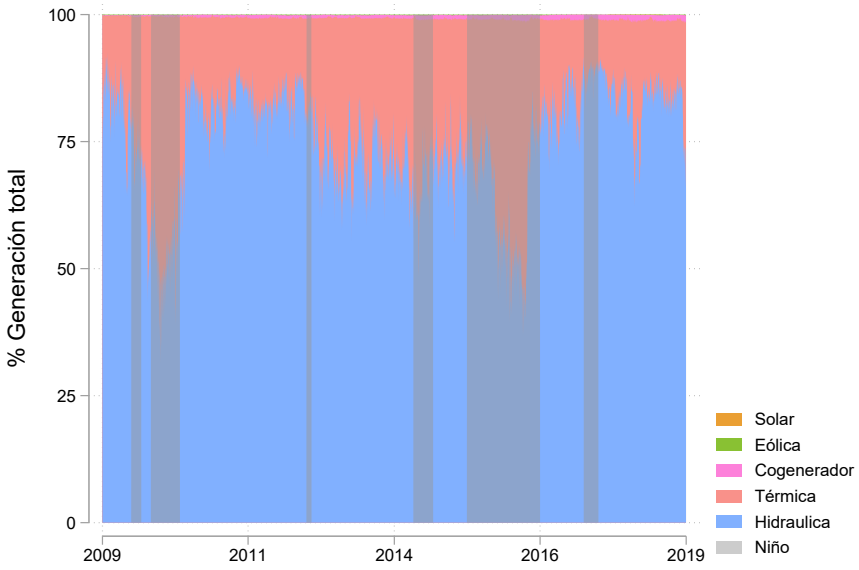
La generación de electricidad en Colombia es afectada por dos fenómenos climáticos que son contrarios entre sí. Ambos fenómenos están relacionados con las dos fases del ENSO (*El Niño-Southern Oscillation*). El ENSO es un fenómeno climático que describe un patrón de cambios meteorológicos del Pacífico ecuatorial que se repite de forma erráticamente cíclica cada cierto número de años. Presenta dos fases opuestas, una de calentamiento y sequías conocido como El Niño y otra fase de enfriamiento y lluvias llamada La Niña (Ramírez B. y Jaramillo R., 2009). Ambas fases del ENSO tiene un impacto sobre la generación hidráulica que pueden realizar los generadores, pero la más problemática es El Niño. El Niño suele provocar que los niveles de los embalses desciendan a niveles de mínimos técnicos, lo cual implica, que se debe hacer un mayor uso de una fuente de energía alternativa que en Colombia es la térmica.

Diferentes formas de medir la presencia del fenómeno de El Niño pueden ser utilizadas. Siguiendo a García et al. (2017), se utiliza el *Multivariate ENSO Index* (MEI). Esta es una medida multivariada dada por el primer componente principal de seis variables observadas en el Océano Pacífico tropical: presión a nivel del océano, componentes zonales y meridionales de viento superficial, temperatura superficial del océano, temperatura superficial del aire y nubosidad. Los valores son normalizados de

tal forma que aquellos que resultan altos representan la fase cálida del ENSO (El Niño), mientras que los valores más bajos representan la fase fría del ENSO (La Niña). Cuando este índice toma valores entre 44 y 56 representa un fenómeno intermedio de El Niño, y cuando el índice toma valores iguales o mayores a 56 representa un Niño fuerte. El índice MEI tiene una frecuencia mensual y es calculado por NOAA (2018). A partir de este indicador se pueden encontrar varios periodos de Niño. Estos se corresponden con algunos meses de los años 2009-2010, 2014, 2015-2016 y 2017.

La Figura 3 presenta la participación de los tipos de tecnologías en la generación total para cada día. Las barras grises representan periodos donde se presentó El Niño fuerte. Las dos tecnologías claramente dominantes son la hidráulica y la térmica que suman cerca del 99 % de la generación total. Se destaca el hecho de que la participación de la generación térmica aumenta considerablemente en presencia de los fenómenos de El Niño de los años 2009-2010 y 2015-2016 llegando a estar por encima del 50 %. Por otro lado, en condiciones hidrológicas normales la participación de la generación hidráulica es de aproximadamente el 75 %. Además, es claro que en Colombia la generación con energías renovables no convencionales es prácticamente inexistente.

Figura 3: Participación de los tipos de tecnología en la generación total (%)



Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

2.1.3. Comercialización

Los comercializadores cumplen la función de comprar energía de los generadores con el objetivo de vendérsela a los consumidores finales. Estos pueden comprar la energía de los generadores a través de contratos de largo plazo o ir directamente a Bolsa. Los comercializadores reciben los pagos por la energía de los consumidores finales y posteriormente pagan al resto de la cadena productiva lo correspondiente a los servicios que estos prestaron. Es decir, la función que los comercializadores

cumplen en el sector no es de mayor complejidad y no requiere grandes inversiones como si las requiere la actividad de generación. Los usuarios finales están divididos entre usuarios regulados y no regulados. Para los usuarios regulados los términos de pago (tarifas) de la energía que estos consumen son fijados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Los usuarios no regulados pueden negociar libremente los términos de pago con los comercializadores. Un usuario puede ser no regulado, si así lo desea, solo cuando su demanda de electricidad supera los 55 MWh/mes. A partir de los datos sobre demanda comercial de XM se encuentra que los usuarios regulados son los que tienen una mayor participación. La participación diaria de los usuarios regulados es, en promedio, del 67 % y para los usuarios no regulados es 33 %.

2.1.4. La Bolsa de Energía

En la Bolsa de Energía o Mercado *spot* se asigna, para cada hora del día, la generación necesaria para cubrir la demanda total del sistema. Esta se asigna a los generadores con el objetivo de minimizar el costo de compra de la electricidad para los usuarios finales. Para ello, se tienen en cuenta las diferentes restricciones tecnológicas e institucionales en la producción de energía. En este mercado participan los generadores y los comercializadores. Sin embargo, existen plantas generadoras que son despachadas centralmente y otras que no. Las plantas generadoras que son despachadas centralmente son aquellas con una capacidad efectiva neta superior a 20 MW, las firmas que son propietarias de estas plantas deben competir por el derecho a generar en el despacho centralizado con estas. Las firmas que poseen plantas generadoras con una capacidad efectiva neta inferior a 20 MW deciden si son despachadas de forma voluntaria (no compiten por el derecho a generar). En este mercado interactúan oferta y demanda para determinar el precio de Bolsa o *spot*, y las cantidades de electricidad producidas por cada unidad generadora.

El mecanismo de mercado que opera en la Bolsa de Energía es el mecanismo de subasta de último precio ofertado. Este mecanismo consiste en subastar el derecho a generar en el mercado con base en una puja u oferta realizada por las firmas para cada una sus plantas para cada hora del día. Las reglas de la oferta de las firmas está establecida en las Resoluciones 026 de 2001 y 051 de 2009 de la CREG. Las firmas generadoras de electricidad deben hacer entrega de una oferta o puja a sobre cerrado para cada una de sus plantas un día antes del despacho económico para competir por el despacho del día siguiente. Esta oferta consta de tres componentes. Primero, un precio por KWh (dicho precio incluye solo los costos variables de producción). Segundo, una disponibilidad declarada o máxima capacidad disponible para cada hora del día siguiente. Tercero, los costos por concepto de arranque y parada para las plantas térmicas (costos cuasi-fijos). Este valor ofrecido se mantiene por tres meses y varia por tipo de combustible y la configuración tecnológica de la planta. Este componente fue agregado a las ofertas de las firmas con el objetivo de garantizar que los generadores térmicos despachados sean compensados por las pérdidas que puedan tener por concepto de arranque y parada al precio *spot*. En el año 2014, a través de la Resolución 026 de 2014, se modifica la forma en que se calcula la compensación a las plantas térmicas que registran pérdidas. Los generadores menores que participan del mercado de Bolsa solamente envían su disponibilidad y no declaran un precio ofertado.

Cuando el CND ha recibido todas las ofertas o pujas, este utiliza un algoritmo de minimización de costos sujeto a diferentes restricciones técnicas y económicas para definir las cantidades de despacho para cada unidad del sistema y el precio *spot* para cada hora del día. En términos económicos, el CND construye una curva de oferta agregada y una curva de demanda agregada para cada hora del día. Dado

que algunos generadores menores pueden elegir ser despachados sin realizar ninguna oferta a la Bolsa de Energía, la curva de oferta agregada por hora que se puede formar con las ofertas o pujas de las firmas generadoras no parte del origen. Esta curva debe tener una forma escalonada y no decreciente. La altura de cada escalón corresponde al precio de oferta de la(s) planta(s) utilizada por una firma y el largo del escalón la cantidad adicional de electricidad que la(s) planta(s) aportan al sistema. El precio de cierre de la subasta es aquel que iguala oferta y demanda agregadas, y es denominado precio marginal del sistema o precio *spot*[‡].

Cabe resaltar que la totalidad de la electricidad producida se transa directa o indirectamente en la Bolsa de Energía (Espinosa y Riascos, 2010). Las transacciones indirectas en Bolsa hacen referencia a los contratos bilaterales de largo plazo entre los generadores y los comercializadores. Los generadores deben primero ganarse el derecho a producir electricidad en la Bolsa mediante las ofertas que estos realizan. En caso de ganarse el derecho a producir estos cumplen sus contratos con la energía que producen, cuando no son despachados estos acuden a la Bolsa de Energía para comprar la energía necesaria con el fin de cumplir sus contratos. Las transacciones directas son las compras y ventas de electricidad hechas en la Bolsa que se realizan para cumplir los contratos bilaterales. Es decir, las transacciones directas en Bolsa se dan cuando un comercializador demanda o un generador ofrece más o menos electricidad.

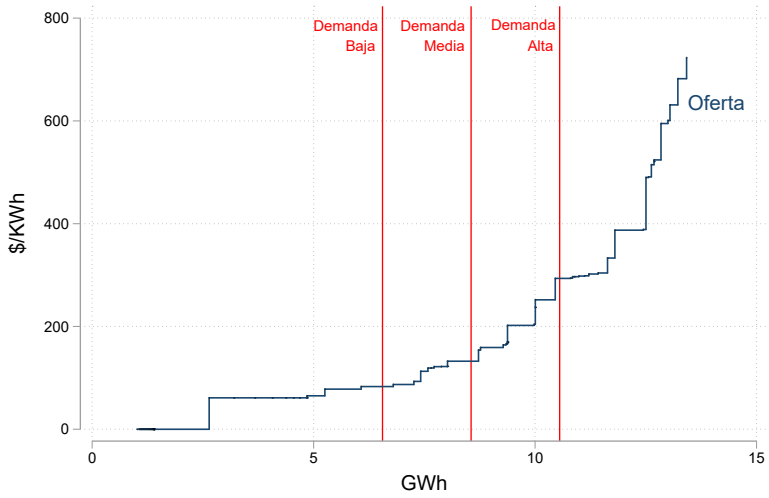
La Figura 4 muestra el proceso por el cual se determina el precio *spot* un día antes del despacho. La demanda agregada por hora es una predicción realizada por el operador de mercado y toma un solo valor. La oferta agregada se construye a partir de las pujas realizadas por las firmas y toma una forma escalonada. El piso de la curva de oferta representa las unidades que no pujan en Bolsa pero que eligen ser despachadas[§]. A este valor se le suma la disponibilidad de la unidad firma-planta que menor precio ofertó y con esto se crea el primer escalón cuya altura es el menor precio ofertado. Cada escalón se construye de igual forma sumando la disponibilidad de la unidad siguiente y la altura corresponde con el precio ofertado por dicha unidad. El precio *spot* corresponde con el precio en el cual se cruzan la oferta y demanda agregadas.

La Figura 5 presenta una serie de tiempo sobre el precio *spot* promedio diario en la Bolsa de Energía desde el año 2009. Las áreas sombradas representan momentos en los cuales el índice MEI señala que hubo Niño fuerte. Se evidencia que el Precio *spot* presenta una alta volatilidad. Dicha variabilidad no es constante en toda la muestra. Además, la alta volatilidad puede estar explicada en parte por la presencia del fenómeno de El Niño. La evidencia muestra que muchos de los altos incrementos en el precio *spot*, tanto en su nivel como en su variabilidad, se presentan en periodos donde hay presencia de El Niño como es el caso de los años 2009-2010, 2012, 2014, y 2015-2016. Por otro lado, se destaca que El Niño 2015-2016 tuvo un gran impacto sobre el mercado eléctrico colombiano, incrementando el precio *spot* de 200 $/KWh a niveles promedio cercanos a los 700 $/KWh con un máximo por encima

[‡]En estricto, el precio *spot* es el precio marginal del sistema más el delta incremental que es un cargo para compensar a las plantas térmicas despachadas y que presentan pérdidas operativas. El valor del delta incremental es mayor a cero únicamente cuando existe al menos una planta térmica despachada en la cual los ingresos operativos no alcanzan a cubrir las pérdidas operativas al PMS. De esta forma, al ser sumadas al PMS, el delta incremental busca que las pérdidas totales de las plantas térmicas despachadas sean cubiertas por cada KWh de electricidad generado en el sistema independiente del tipo de generación del que provenga. Sin embargo, el delta incremental no tiene una relativa importancia, representando poco menos del 5 % del precio *spot* de una hora.

[§]Igualmente, se incluyen algunas generaciones mínimas de seguridad para las unidades generadoras

Figura 4: Determinación del precio *spot*

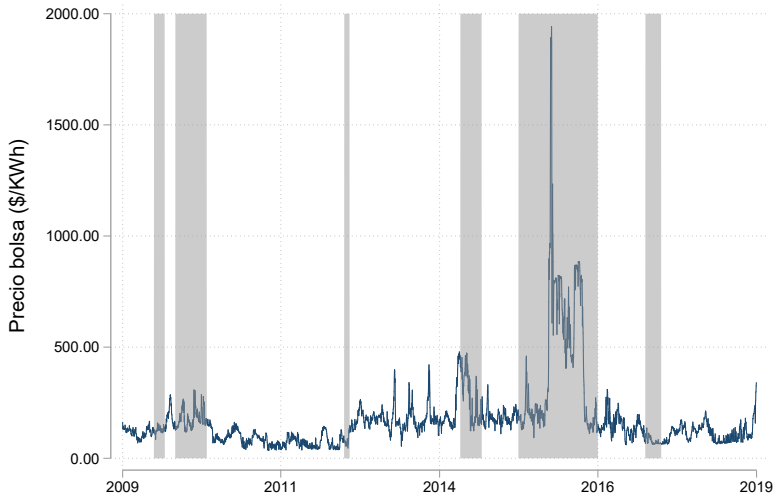


Nota: Esta figura corresponde al 1 de enero de 2018 para la primera hora del día. La línea roja vertical representa las predicciones de demanda agregada oficial de XM para horas de demanda baja, media y alta. La línea azul escalonada representa la oferta agregada. El precio *spot* se define como la intersección de ambas curvas.

Fuente: Elaboración propia.

de 1900 $/KWh en algunos días del mes de octubre de 2015.

Figura 5: Precio *spot* ($/KWh)



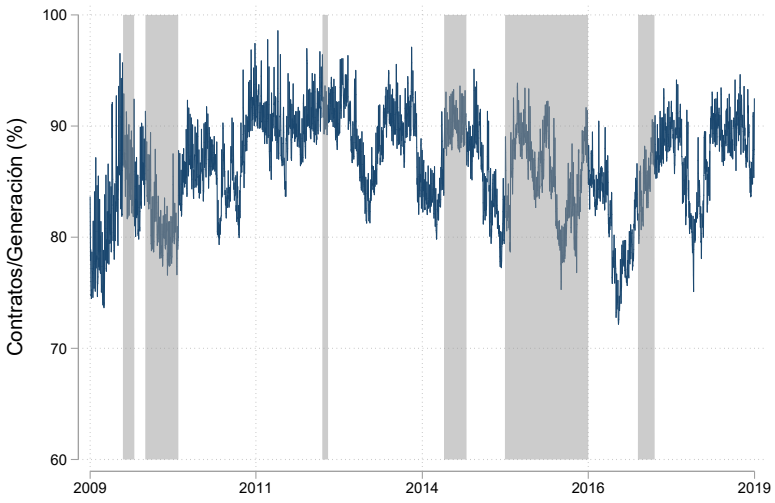
Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

2.1.5. Los contratos bilaterales de largo plazo

Los contratos bilaterales de largo plazo son compromisos entre generadores y comercializadores de futura compra/venta de electricidad, en un volumen y vigencia que son negociados entre ambas partes. Estos contratos son, en estricto, obligaciones financieras entre los contratantes y no implican que el generador deba producir la electricidad contratada. El derecho a producir debe ser ganado en la Bolsa de Energía. Es por esta razón que se dice que es en la Bolsa de Energía donde se transa toda la energía producida (Espinosa y Riascos, 2010). Los precios establecidos en los contratos pueden ser fijos por contrato o iguales al precio *spot* con topes máximos y mínimos. La vigencia de los contratos varía entre pocos meses hasta 2 años, pero pueden darse relaciones de largo plazo entre agentes de periodos más amplios.

La regulación de estos contratos es establecida por la CREG y el objetivo es garantizar el cumplimiento de estas obligaciones para ambas partes. Cabe resaltar que solo los usuarios no regulados pueden negociar contratos con los generadores, por medio de los comercializadores como intermediarios. La CREG se encarga de procurar que los agentes tengan la capacidad física y financiera de cumplir sus compromisos. Además, dado que se presentan estructuras de propiedad común entre algunos generadores y comercializadores, la CREG ha establecido que un comercializador puede comprar en contratos, de un generador con el que está integrado verticalmente, no más del 60 % de la cantidad total de energía generada por este. La Figura 6 presenta la participación de las cantidades totales contratadas diarias entre generadores y comercializadores como porcentaje de la generación total desde el año 2009 hasta 2018. Puede observarse que las cantidades contratadas representan siempre más del 70 % de la generación total del día, llegando a alcanzar en algunas ocasiones más del 90 %.

Figura 6: Cantidad de electricidad en contratos como porcentaje de la generación total

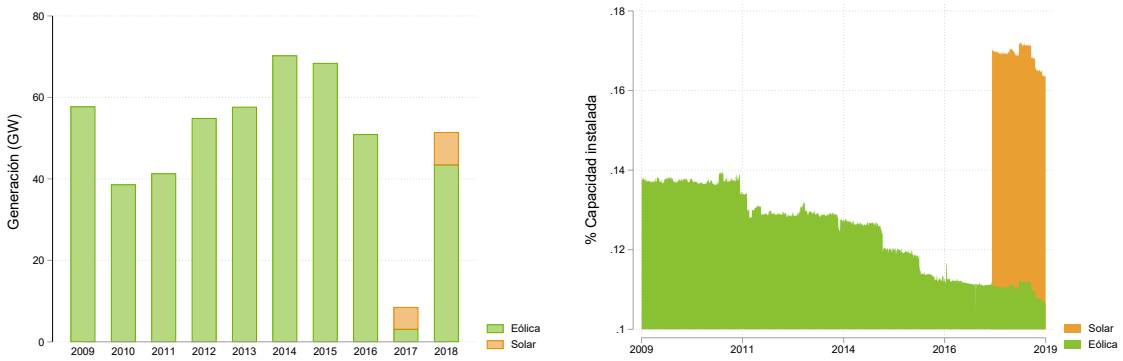


Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

2.2. Las fuentes no convencionales de energía renovable

El rol que han tenido las FNCER en Colombia ha sido escaso, prácticamente nulo. En la Figura 7 se puede observar la generación total de electricidad para las fuentes solar y eólica (parte a), y la capacidad total instalada en el SIN por estas fuentes como porcentaje del total (parte b). La generación total anual de electricidad en el periodo 2009-2016 y el año 2018 para la fuente eólica estuvo entre 40 y 70 GWh, lo cual, no representa más del 0,1 % de la generación total para un año en particular. En el año 2017 la única planta que funcionaba con tecnología eólica (Jepírachi) presentó fallas en diferentes momentos del año, lo cual implicó que la generación eólica anual del SIN fuera históricamente baja. Además, la generación por fuente solar comenzó en el año 2017. Para el mes de agosto de 2017 entra a operar la planta Celsia Solar Yumbo, con una capacidad de 9,8 MW. Juntas, Jepírachi y Celsia Solar, no alcanzaron a llegar a los 10 GWh de generación en el 2017. En el año 2018, en Colombia la capacidad instalada del SIN para generar por fuente eólica está por debajo del 0,12 % de la capacidad total. Con la entrada de Celsia Solar, la capacidad instalada en FNCER está por encima del 0,16 %.

Figura 7: El rol de las fuentes eólica y solar en el MEM



(a) Generación **(b)** Capacidad instalada

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

Los datos muestran que la generación por tecnología está conformada en su mayoría por recursos hidroeléctricos y térmicos. El uso de recursos térmicos es un causante de emisiones de gases de efecto invernadero nocivos para el medio ambiente, por lo cual, reducir su utilización se hace necesario para combatir el cambio climático. Por otro lado, la construcción de grandes embalses para el uso de recursos hidroeléctricos es cada vez más complejo. Esto se debe a que en los últimos años se ha manifestado mundialmente la necesidad de la protección de los recursos naturales. Por ello, las sociedades se resisten a construir represas que alteran drásticamente los ecosistemas locales. Con este panorama y ante el creciente descontento con la producción de energía a partir de combustibles fósiles, el Congreso de Colombia estableció la Ley 1715 de 2014, mediante la cual se dictan medidas de política para la promoción de la Fuentes de Energía Renovables No Convencionales, la Respuesta de la Demanda y la gestión eficiente de la energía.

Con la entrada en vigencia de la Ley 1715 de 2014 se potencia el desarrollo de las FNCER en Colombia. Esta ley establece la normativa para que las autoridades del sector (ej., CREG) establezcan como prioridad el desarrollo de mecanismos que promuevan la generación con FNCER, la autogeneración,

la generación distribuida y la respuesta de la demanda. Los puntos de mayor relevancia de la Ley son:

a. Se modifica la definición de Autogenerador[¶], de tal forma que estos pueden vender sus excedentes de autogeneración a la red pública.

b. Se define el término *Fuentes No Convencionales de Energía Renovable* como "*aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente.*"

c. Así mismo, se establece que en Colombia "*se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los maresz* determina que la UPME podrá adicionar tecnologías a esta lista.

d. Se establecen incentivos para la inversión en FNCER y para la Gestión Eficiente de la Energía, los cuales deben ser reglamentados.

e. Crea el mecanismo de *Respuesta de la Demanda* y lo define como los "*cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos*."

3. Estructura teórica y metodología

3.1. El modelo

El modelo se fundamenta en los trabajos de Reguant (2014), Camelo et al. (2018), y Martin y Riascos (2017). Se busca desarrollar una forma más parsimoniosa del modelo de despacho para el día siguiente del operador de mercado, el cual, determina el precio *spot* de la electricidad. El despacho del día $t+1$ se planifica en el día t. Considere un conjunto de $i = 1, ..., N$ firmas que compiten para producir y vender electricidad en el MEM. Cada firma i es dueña de un conjunto de $j = 1, ..., J_i$ plantas. Una unidad de generación se define como un par firma-planta. La firma i declara para cada día t una puja simple por planta j de la forma $\boldsymbol{b}_i = \{b_{ij}, g_{ijh}\}$, donde b_{ij} es un precio ofertado constante para las 24 horas del día y g_{ijh} es la disponibilidad declarada de generación para la hora h. Por otro lado, para cada hora la demanda de energía está dada por $\tilde{D}_h = D_h + \varepsilon_h$, donde D_h es un componente determinístico de la demanda de energía y ε_h es un término de error ex ante desconocido, pero el proceso que lo genera ($F(\varepsilon_h)$) es conocido por todas las firmas. El operador del mercado recolecta todas las ofertas realizadas en t, y define cantidades de despacho (q_{ijh}) y el precio *spot* (p_h) para $t+1$ resolviendo el problema de la ecuación 3.1 sujeto a las restricciones 3.2 y 3.4:

$$\min_{\{q_{ijh}\}} \quad \sum_{h=0}^{23} \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{J_i} b_{ij} q_{ijh} \tag{3.1}$$

sujeto a

$$\left\{ \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{J_i} q_{ijh} - \tilde{D}_h \right\} \geq 0 \tag{3.2}$$

[¶]Un Autogenerador es un agente económico que, anteriormente, producía energía para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros.

$$g_{ijh} \geq q_{ijh} \geq \bar{g}_{ijh} \tag{3.3}$$

$$q_{ijh} \geq \bar{q}_{ijh} \quad \forall \{i,j\} \in \Upsilon_h \tag{3.4}$$

Donde $\bar{g}_{ijh}$ es el mínimo técnico de generación para la unidad $\{i,j\}$. Además, Υ_h es el conjunto de unidades firma-planta que deben ser despachadas debido a generaciones mínimas obligatorias en la hora h. La generación de mínima obligatoria se requiere para garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro, y por motivos fitosanitarios (ambientales) en el caso de los hidrogeneradores. La condición 3.2 representa el vaciamiento del mercado (*clearing market condition*), que es una restricción habitual en la mayoría de las subastas de electricidad. La condición 3.4 indica que las firmas en Υ_h deben producir niveles iguales o mayores a la generación de seguridad asignada. Dado el despacho de equilibrio, el precio *spot* (p_h) se calcula como el máximo precio ofertado para abastecer la demanda cada hora h. Todas las unidades despachadas se pagan con p_h por cada KWh producido a la hora correspondiente.

En el momento en que el operador planifica el despacho, las firmas no conocen las ofertas de sus rivales ni la realización de ε_h. Es de información pública los pronósticos de demanda (D_h), niveles y flujos de almacenamiento de agua de las presas, 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. La firma i elige una oferta $\boldsymbol{b}_i = \{b_{ij}, g_{ijh}\}$ para maximizar los beneficios esperados, condicional a una distribución de las pujas de otras firmas ($\boldsymbol{b}_{-i}$) y la información disponible. Dada la información disponible, las expectativas de la firma i se toman 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, el beneficio esperado de la firma i para un día dado es:

$$\mathbb{E}_{-i}\left[\Pi_i(\boldsymbol{b})\right] = \sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}_i)\mathbb{E}_{-i}\left[\Pi_i(\boldsymbol{b}_s) \mid s\right] \tag{3.5}$$

Donde $\Pr(s \mid \boldsymbol{b}_i)$ 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 $\boldsymbol{b}_s$. Los beneficios de la firma i, condicional en el estado s y las estrategias $\boldsymbol{b}_s$, están dados por:

$$\Pi_i(\boldsymbol{b}_s) = \left[\sum_{h=0}^{23}(Q_{ih}(\boldsymbol{b}_s) - v_{ih})p_h(\boldsymbol{b}_s)\right] - \sum_{j=1}^{J_i} C_{ij}(q_{ij}(\boldsymbol{b}_s)) \tag{3.6}$$

Donde Q_{ih} es la cantidad total de electricidad producida por la firma i en la hora h. v_{ih} es la posición de ventas netas agregadas de la firma i en el mercado de contratos bilaterales. $C_{ij}(\bullet)$ representa la función de costos diarios totales de la planta j para la firma i. La función de beneficios es el ingreso bruto de la firma menos sus costos. El ingreso bruto es el precio de mercado por la posición de ventas neta de la firma (producción menos contratos). Esta cantidad, $Q_{ih}(.) - v_{ih}$, es la que determina los incentivos de la firma para incrementar o bajar los precios (Bushnell et al., 2008; Wolak, 2000). Por otro lado, 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 $Q_{ih} = D^R_{ih}$.

Como en Reguant (2014) y Martin y Riascos (2017), 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:

$$C_{ij}(\boldsymbol{q}_{ij}) = \sum_{h=0}^{23} \gamma_{ij1} q_{ijh} + \frac{\gamma_{ij2}}{2} q_{ijh}^2 + \frac{\gamma_{ij3}}{2} (q_{ijh} - q_{ijh-1})^2 \tag{3.7}$$

Donde $\boldsymbol{q}_{ij}$ es la cantidad producida por la unidad en el día. $\gamma_{ij1}, \gamma_{ij2}$ son parámetros del costo marginal de producción y γ_{ij3} son los costos de ajustar los niveles de producción. 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:

$$C_{ij}(\boldsymbol{q}_{ij}) = \left(\sum_{h=0}^{23} \lambda_{ij} q_{ijh} \right) + \boldsymbol{\Psi}_{ij}(\boldsymbol{q}_{ij}, \omega_{ij}) \tag{3.8}$$

Donde λ_{ij} es el costo marginal de producción y $\boldsymbol{\Psi}_{ij}(\bullet)$ 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 en el embalse, ω_{ij}. El problema que resuelve la firma i, para cada día, es elegir una estrategia de oferta $\boldsymbol{b}_i$ que maximice sus beneficios esperados diarios:

$$\max_{\{\boldsymbol{b}_i\}} \sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \mathbb{E}_{-i} \left[\Pi_i(\boldsymbol{b}_i, \boldsymbol{b}_{-i}) \mid s \right] \tag{3.9}$$

Dado que la estructura de las funciones de costos sigue la de un modelo de Markov, cada subjuego correspondiente a un día se puede resolver de forma condicionalmente independiente a los otros. Esto es posible dado que en un modelo de Markov se supone que los estados futuros dependen solo del estado actual, no de los eventos que ocurrieron antes. Esto implica que las estrategias de equilibrio no dependen del tiempo. Esta aproximación al problema es usual en la literatura sobre mercados eléctricos (Hortacsu y Puller, 2008; Wolak, 2003; Reguant, 2014). Se presentan solamente las C.P.O. para los precios ofertados por las firmas. También es posible derivar las condiciones para las cantidades ofertadas. Sin embargo, la evidencia empírica señala que son los precios ofertados las variables estratégicas que las firmas más suelen modificar (Reguant, 2014; Martin y Riascos, 2017). Por otro lado, 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 004 de 2004). Las CPO del problema son:

$$\sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \frac{\partial \mathbb{E}_{-i} \left[\Pi_i(\boldsymbol{b}) \mid s, p_h = b_{ij} \right]}{\partial b_{ij}} + \sum_{s \in S} \frac{\partial \Pr(s \mid \boldsymbol{b})}{\partial b_{ij}} \mathbb{E}_{-i} \left[\Pi_i(\boldsymbol{b}) \mid s, \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} \neq 0 \right] = 0 \tag{3.10}$$

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 3.10 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 probabi-

lidad de que alguna de las unidades en s sea despachada cuando la unidad i, j establece el precio *spot*. Ocurre que $\frac{\partial \Pr(s \mid \boldsymbol{b})}{\partial b_{ij}} \neq 0$ solamente cuando b_{ij} es lo suficientemente alto entre las unidades en s como para que exista, al menos, una unidad $l \notin s$ 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 esta 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 asume, como en Reguant (2014), que:

$$\sum_{s \in S} \frac{\partial \Pr(s \mid \boldsymbol{b})}{\partial b_{ij}} \mathbb{E}_{-i} \left[\Pi_i(\boldsymbol{b}) \mid s, \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} \neq 0 \right] \approx 0 \tag{3.11}$$

La Proposición 2 de Reguant (2014) declara que, una condición necesaria de primer orden para que b_{ij} sea óptimo, para la hora h, está dada por:

$$b_{ij} = \zeta_{ij} - \frac{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i} \left[Q_{ih} - v_{ih} \mid s, p_h = b_{ij} \right]}{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i} \left[\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij} \right]} \tag{3.12}$$

donde ζ_{ij} representa un promedio ponderado del costo marginal diario:

$$\zeta_{ij} = \frac{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i} \left[\left(\frac{\partial C_{ij}}{\partial q_{ijh}} \right) \frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij} \right]}{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i} \left[\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij} \right]} \tag{3.13}$$

La ecuación 3.12 representa la definición habitual en la literatura sobre la oferta óptima en una configuración tradicional de subasta de precio uniforme (Hortacsu y Puller, 2008; Vickrey, 1961). Estas estrategias definen un equilibrio perfecto de Markov que, por simplicidad, se restringe solo a estrategias simétricas. Esta ecuación establece que el precio ofertado de una unidad (b_{ij}) es igual al costo marginal promedio ponderado (ζ_{ij}) más un margen de beneficio. Este margen de beneficio se compone de la cantidad de ventas neta esperada por la firma i, dividida por el efecto de un cambio marginal en b_{ij} sobre las cantidades de equilibrio que, en equilibrio, es equivalente a su efecto sobre la demanda residual. El efecto sobre la demanda residual de los precios ofertados captura la forma en que el grado de competencia afecta a la firma. Por ejemplo, movimientos sobre una demanda residual inelástica tienden a afectar con más fuerza el margen de beneficios. Por otro lado, dado que $D_{ih}^R = Q_{ih}$ cuando $p_h = b_{ij}$, se tiene que $\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} = \frac{\partial D_{ih}^R}{\partial b_{ij}} < 0$, es decir, un aumento marginal en el precio ofertado disminuye la demanda residual de la firma y sus cantidades vendidas en el mercado.

El signo que toma el margen de beneficios depende de la expectativa condicional de la cantidad de ventas neta de la firma ($Q_{ih} - v_{ih}$). 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 cual, pondrá un precio por encima del costo marginal. Este análisis indica que mayores cantidades contratadas a plazo 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 estarán por debajo del costo marginal.

Estimación:

Para estimar los costos marginales específicos para las unidades generadoras se utiliza el Método Generalizado de Momentos (GMM) sobre las CPO asociadas a las ofertas simples en la Proposición 2, junto con una parametrización de los costos marginales. El procedimiento es utilizado en otros trabajos relacionados con la estimación de costos marginales para firmas en mercados eléctricos (Reguant, 2014; Kastl, 2011). La ecuación 3.12 puede ser reescrita como:

$$(b_{ij} - \zeta_{ij}) \left(\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i} \left[\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij} \right] \right) + \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i} \left[Q_{ih} - v_{ih} \mid s, p_h = b_{ij} \right] = 0 \qquad (3.14)$$

Para construir los momentos empíricos asociados a la ecuación 3.14 se deben construir expresiones que permitan aproximar las creencias de las firmas. Para ello, utilizamos el algoritmo de *bootstrap* de Reguant (2014). El procedimiento busca simular las creencias de una firma i sobre las estrategias de las otras firmas basadas en los datos disponibles. Este tiene los siguientes pasos:

1) Para una firma i y un día t en particular, sus estrategias se mantienen fijas ($\boldsymbol{b}_i = \{b_{ij}, g_{ijh}\} \forall h \in t$).

2) 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. Posteriormente, se toman aleatoriamente los precios ofertados por cada unidad diferente a las de la firma i y se reemplazan por las que estas efectuaron en el día t.

3) Con el modelo de despacho, se calculan los precios *spot* (p_h^{bs}), las cantidades asignadas a cada unidad j de la firma i (q_{ijh}^{bs}) y la cantidad total vendida por la firma i (Q_{ih}^{bs}) para dicho remuestreo aleatorio bs en el día t.

4) Repitiendo este procedimiento B veces se pueden aproximar las expectativas de la firma de utilizar un determinado perfil de estrategias $\boldsymbol{b}_i$ en el día t.

El objetivo del paso 2 es simular la incertidumbre que enfrentan las firmas respecto a las estrategias que pueden seguir sus rivales. Dado que, bajo el supuesto 3.11, se asume que el comportamiento maximizador de beneficios de la firma está relacionado con los precios ofertados b_{ij}, y los precios ofertados en Colombia no varían a nivel de hora, podemos utilizar este algoritmo a nivel de día. Por otro lado, dado que las unidades firma-planta menores a 20 MW no están obligadas a ofertar en Bolsa y representan una cantidad poco significativa de la generación total, no será relevante estimar los costos marginales de dichas unidades (Tabla 1).

Una vez se han simulado los resultados de mercado a través del algoritmo de *bootstrap*, se pueden construir expresiones para aproximar las expresiones $\mathbb{E}_{-i}[\bullet]$. El supuesto subyacente es que, en promedio, las predicciones de las firmas sobre la evolución de las variables de estado (p_h, D_h, etc) son lo

[‖] De los 90 días 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 25 % más bajo.

suficientemente precisas, de modo que sus expectativas al presentar una oferta son, a la larga, correctas. Siguiendo a Reguant (2014) y Gans y Wolak (2008), se utiliza una aproximación para suavizar las derivadas de la demanda residual y la oferta de la firma i como una función continua del precio de mercado y las ofertas. Para la firma i, dichas derivadas, en cada re-muestreo aleatorio bs, son aproximadas como:

$$\widehat{\frac{\partial D_{ih}^{R,bs}}{\partial p_h}} = -\frac{1}{w}\sum_{l\neq i}\sum_{j\in s^{bs}} g_{ljh}\mathcal{K}\left(\frac{p_h^{bs}-b_{lj}}{w}\right)$$

$$\widehat{\frac{\partial Q_{ih}^{bs}}{\partial p_h}} = \frac{1}{w}\sum_{j\in s^{bs}} g_{ijh}\mathcal{K}\left(\frac{p_h^{bs}-b_{lj}}{w}\right)$$

$$\widehat{\frac{\partial Q_{ih}^{bs}}{\partial b_{ij}}} = -\frac{1}{w} g_{ijh}\mathcal{K}\left(\frac{p_h^{bs}-b_{lj}}{w}\right)$$

Donde $\mathcal{K}$ es una estimador Kernel de la función de densidad para la probabilidad asociada a $p_h^{bs}-b_{lj}$ y w es un parámetro de ancho de banda que determina el grado de suavizado. $j\in s^{bs}$ indica que solo se suman las disponibilidades de las unidades despachadas en el re-muestreo bs. Con esta representación se pueden construir análogos empíricos de las COP de la ecuación 3.14. Estas condiciones se expresan en términos de la forma suavizada de la proposición 2 siguiendo a Wolak (2003) (véase la derivación suavizada de la proposición 2 en el Apéndice). Para cada día t estos toman la forma:

$$m_{ijt}(\theta_{ij};B) = \frac{1}{B}\sum_{bs=1}^{B}\sum_{h=0}^{23}\mathbf{1}_{ij}^{bs}\widehat{\frac{\partial p_h^{bs}}{\partial b_{ijt}}}\left((b_{ijt}-\zeta_{ijt}(\boldsymbol{\theta}_i))\widehat{\frac{\partial D_{ih}^{R,bs}}{\partial p_h}} + (\widehat{Q}_{ih}^{bs}-v_{ih})\right) \tag{3.15}$$

Donde B representa el número de re-muestreos que son tomados. $\mathbf{1}_{ij}^{bs}$ toma el valor de 1 cuando la unidad sale despachada, 0 en caso contrario. Además, en equilibrio se tiene $\frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} = \frac{\partial Q_{ih}/\partial b_{ij}}{\partial D_{ih}^R/\partial p_h - \partial Q_{ih}/\partial p_h}$. Con $\boldsymbol{\theta}_i = \{\gamma_{ijk}, \lambda_{ij}\}$ para $k=1,2,3$, los parámetros de las funciones de costos. Este enfoque presenta dos ventajas. En primer lugar, la demanda residual es continua, por lo cual, es más sencillo aproximar su derivada. En segundo lugar, las CPO son condicionales en que las ofertas estén cerca de los precios *spot*, por ello, la aproximación sugerida a través de ponderaciones de Kernel es una buena estrategia para capturar esta noción. Este cálculo permite tener en cuenta las estrategias de todas las firmas, las que tienen unidades que fijan exactamente el precio y las que están cerca del precio de mercado simulado. Para caracterizar completamente los momentos, se especifican las formas funcionales para los costos marginales. Para especificar los costos marginales de las unidades térmicas e hidráulicas se sigue las ecuaciones 3.7 y 3.8, respectivamente:

$$\zeta_{ijt}^{ter} = \gamma_{ij1} + \gamma_{ij2}\sum_h g_{ijht} + \gamma_{ij3}\sum_h (2g_{ijht} - g_{ij,h-1,t} + g_{ij,h+1,t}) + \epsilon_{ijht}^{ter} \tag{3.16}$$

$$\zeta_{ijt}^{hid}(\lambda_{ij}) = \lambda_{ij} + \psi_{ij}(\boldsymbol{q}_{ij},\omega_{ij}) + \epsilon_{ijht}^{hid} \tag{3.17}$$

Donde ϵ representa un término de perturbación que que puede ser interpretado como un choque a los costos marginales y que son conocidos por la firma. Con todos estos elementos se completa la construcción de los momentos. Dada la posible endogeneidad, se utiliza la temperatura promedio de 7 ciudades principales del país, el pronóstico de la demanda nacional diarios, los precios de los com-

bustibles, y los caudales de los rios como instrumentos, representados con $\boldsymbol{Z} = (Z_1, ..., Z_t, ..., Z_T)'$. Ambas variables, demanda pronosticada y temperatura, se asumen ortogonales al proceso de optimización de las firmas. Para una firma i, el estimador por GMM de $\boldsymbol{\theta}_i$ es:

$$\arg\min_{\{\boldsymbol{\theta}_i\}} [\boldsymbol{Z}'\boldsymbol{m}(\boldsymbol{\theta}_i; B)]'\boldsymbol{\Omega}[\boldsymbol{Z}'\boldsymbol{m}(\boldsymbol{\theta}_i; B)] \tag{3.18}$$

Donde $\boldsymbol{\Omega}$ es una matriz de ponderadores. La estimación de la ecuación 3.18 provee estimadores consistentes de $\boldsymbol{\theta}_i$ cuando B y T crecen. El supuesto fundamental tras la consistencia de los estimadores es que, el número de días similares requeridos para aproximar las expectativas de las firmas tiende a cero, conforme la muestra aumenta su tamaño ($T \to \infty$). Los errores estándar se construyen utilizando *bootstrapping*. Debido a la naturaleza temporal de los datos, se realiza *block-bootstraps*, donde los bloques se toman durante siete días. Una semana parece una duración natural para los bloques, dada la estacionalidad de la demanda durante la semana, la cual, afecta algunas de las variables importantes del mercado.

Identificación:

En el contexto de los mercados de electricidad y utilizando condiciones de primer orden similares, Wolak (2000) ha demostrado que los costos marginales (CMg) se pueden identificar si los datos de contratos a largo plazo están disponibles. Para ello, la identificación de los CMg se puede realizar mediante la imposición de restricciones razonables en las funciones de costo. La idea clave detrás de la identificación es observar que existen restricciones económicas razonables que proporcionan grados adicionales de libertad para la identificación. Primero, la posición de contratos a nivel de empresa está predeterminada en el momento de la subasta. A partir de la posición en contratos ($Q_{ih} - v_{ih}$) y los precios ofertados (b_{ij}) se puede estimar los términos ζ_{ij}. En segundo lugar, los costos de insumos para las plantas térmicas e hidráulicas no fluctúan en un día y sus costos marginales tienden a ser bien capturados con un conjunto finito de parámetros, lo que implica que uno puede aproximar la estructura de costos de una planta razonablemente bien con un número limitado de parámetros por día. Esto implica que, se asume una estructura constante a través del tiempo en la función de costos de las unidades, lo cual, garantiza la identificación de los parámetros de la función de costos de las unidades que están incorporados en ζ_{ij}.

3.2. Escenario contrafactual: plantas que operan con energía solar y eólica

Este trabajo busca evaluar el impacto económico que puede traer la inclusión de FNCER sobre el precio *spot* de la electricidad y otras variables del mercado eléctrico mayorista colombiano. Como se ha evidenciado con los datos, Colombia tiene proporcionalmente una inclusión de FNCER casi nula. Una forma de aproximarse a este problema es utilizando el modelo estructural propuesto en la anterior sección. Para ello, se propone un escenario contrafactual donde se evalúa como responden diferentes variables del MEM cuando entran unidades generadoras que operan con tecnología fotovoltaica (solar) o aeorgeneradores (eólica), y realizan ofertas precio-cantidad.

Las características técnicas y económicas que deben cumplir dichas unidades son similares a las que se describen en los trabajos de Pérez-Posada (2017) y González-Manosalva (2012). González-Manosalva (2012) calcula los factores de utilización mensuales para la energía eólica en Colombia mientras que los de la energía solar son tomados de Pérez-Posada (2017). El factor de utilización de una planta

generadora es el cociente entre la energía real generada durante un período y la energía generada si hubiera operado a la máxima capacidad (CEN). A partir de los factores de utilización por tecnología se puede calcular la disponibilidad que ofertaría la firma por cada una de sus unidades en un determinado mes. Se asume que las firmas que operan con fuentes solar y eólica entrarán a competir en la Bolsa de Energía el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2018. Para esto, las firmas realizarán pujas en la Bolsa ofertando precios y disponibilidad como lo haría cualquier otra firma con otras tecnologías.

Un problema sustancial de este ejercicio es la respuesta que tendrían las firmas rivales en el mercado. El escenario que se plantea en este caso conlleva que las ofertas de las firmas cambian en respuesta al ingreso de unidades que operan con FNCER. Para ello, se necesita simular un equilibrio donde las firmas jueguen sus estrategias óptimas, condicional en el nuevo entorno que no coincide con los datos observados. Se presentan dos complicaciones: 1) multiplicidad de equilibrios en el juego propuesto, y 2) se deben calcular expectativas sobre una estructura de mercado y estados de la naturaleza que no se observan en los datos.

La simulación del escenario contrafactual se realiza solamente para el año 2018. Esto con el objeto de reducir la carga computacional de ajustar la estimación del modelo y el escenario contrafactual. Además, el año 2018 fue un año con condiciones hidrológicas bastante normales comparado con los años anteriores. El escenario contrafactual permite comparar el precio *spot* de la electricidad, cuando hay una inclusión relevante de FNCER con el precio observado en los datos (sin inclusión de FNCER). Además, este ejercicio permite comparar cambios en la generación por tecnología y las emisiones de CO_2 producto de la generación térmica. El escenario contrafactual consiste en incorporar en el modelo una firma hipotética que opera varias plantas que usan FNCER y que suman 1000 MW de capacidad. Dicha firma se denomina Empresa de Energías Limpias (EELG). Las características técnicas y económicas de las plantas son: 100 MW de capacidad efectiva para cada planta, y precios ofertados iguales al CERE. Se tienen 10 plantas de las cuales 7 operan con tecnología eólica y 3 con solar. La oferta de precios igual al CERE se elige con el objetivo de garantizar que las unidades salgan despachadas bajo el mecanismo de despacho. El CERE (Costo Equivalente Real de Energía) es el precio mínimo para las ofertas de energía en el mercado de Bolsa, tanto para la subasta diaria como para las ventas en contratos, que corresponde a la suma de varios cargos. Dado que estamos interesados en las respuestas de las firmas rivales y las unidades FNCER operan con costes marginales cercanos a cero, escoger el mínimo precio al cual pueden ofertar las firmas para este ejercicio es razonable. Aunque en este ejercicio el factor ubicación no cumple un papel importante es de destacar que, hipotéticamente, las plantas estarían ubicadas en el departamento de la Guajira. Este departamento tiene un potencial de generación solar y eólica que juntas suman más de 1000 MW (Rueda-Bayona et al., 2019).

Para simular el cambio en los precios ofertados por las firmas rivales debemos tener en cuenta la ecuación de determinación de precios óptima de las firmas:

$$b_{ij}^{cf} = \zeta_{ij} - \frac{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[Q_{ih}^{cf} - v_{ih} \mid \bullet\right]}{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\dfrac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid \bullet\right]}$$

Bajo el escenario contrafactual debemos obtener b_{ij}^{cf}. Dado que los costos marginales (ζ_{ij}) son función de los parámetros estructurales de los Costos, la disponibilidad de la unidad (g_{ijh}) y los niveles futuros

de los embalses, se suponen que estos no cambian con relación a la entrada de las nuevas unidades generadoras. Esto se debe a que la disponibilidad declarada no es una variable que representa un comportamiento estratégico relevante para las firmas como se ha encontrado por la evidencia empírica y lo establecido por la regulación (Resolución 004 de 2004 de la CREG). Además, las expectativas que tienen las firmas del nivel futuro de los embalses no cambian con la entrada de las FNCER. Los contratos bilaterales se asumen como dados para la firma al momento de decidir b_{ij}. Esto implica que el cambio en los precios ofertados por las firmas se debe al cambio que ocurra con el término $\mathbb{E}_{-i}\left[Q_{ih}^{cf} \mid \bullet\right]$.

A partir del algoritmo de *bootstrapping* elaborado por Reguant (2014) podemos obtener una estimación de los cambios que experimentan estos términos de expectativas. Para ello, se incorporan las nuevas unidades generadoras y se realizan, nuevamente, los 4 pasos del algoritmo de *bootstrapping*. Una consideración importante de este ejercicio es que la entrada de las nuevas unidades generadoras altera de forma diferente el comportamiento de las firmas rivales. Aquellas firmas que no tengan unidades marginales (entre las últimas en salir despachadas) no verán afectadas sus expectativas, y por ello, sus precios ofertados no cambian. Las firmas que tengan unidades marginales verán afectados sus precios ofertados. Además, el cambio en el precio ofertado por la unidad dependerá del cambio en la expectativa de ventas de netas de electricidad $(Q_i - v_i)$ de las firmas y la magnitud del término $\mathbb{E}_{-i}\left[\dfrac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid \bullet\right]$. Estos nuevos b_{ij}^{cf} reemplazan los observados en el algoritmo de despacho y se obtiene un nuevo p_h^{cf}. Este ejercicio permite comparar ambos, el precio *spot* observado con el contrafactual, y también es posible descomponer la diferencia entre ambos en dos partes:

$$p_h^{cf} - p_h = \underbrace{(p_h^{cf} - p_h^{sce})}_{\text{cambio por CE}} - \underbrace{(p_h - p_h^{sce})}_{\text{EOM o cambio sin CE}}$$

Donde p_h^{sce} es el precio *spot* en el escenario en que las firmas no se comportan estratégicamente (CE) y ofertan los mismos precios que observamos en los datos. Esta descomposición es útil porque permite observar el tamaño del *efecto de orden de mérito* (EOM) con relación al efecto asociado a los *comportamientos estratégicos* de las firmas.

3.3. Datos

Los datos que se utilizan en este trabajo están disponibles públicamente en la página web de XM**. Los datos incluyen información desde enero de 2009 hasta diciembre de 2018. Para propósitos de la estimación del modelo propuesto en la sección anterior solo se toman los datos del año 2018. En la Tabla A1 del Apéndice se da una descripción completa de los datos que incluye la base. Estos se encuentran en diferentes niveles de agregación y tiempo. Se destacan las siguientes variables:

- Precio ofertado en Bolsa ($/KWh) a nivel unidad generadora y de frecuencia diaria.
- Disponibilidad declarada (KWh) a nivel unidad generadora y de frecuencia horaria.
- Capacidad efectiva neta (KWh) a nivel unidad generadora y de frecuencia diaria.
- Cantidades totales contratadas (KWh) por las firmas en el mercado de contratos bilaterales por compras y ventas con una frecuencia horaria.

** http://informacionInteligente10.xm.com.co/Pages/Default.aspx

- Precio de Bolsa o precio *spot* con una frecuencia horaria.
- Predicciones oficiales de demanda de energía (KWh) con una frecuencia horaria.
- Emisiones totales de CO_2 en toneladas métricas y de frecuencia diaria.

En la Tabla 2 se calculan estadísticas descriptivas para las variables de interés. El precio ofertado promedio por firma-planta en el periodo 2009-2018 fue de 302,87 $/KWh, que es superior al precio *spot* promedio de 176,16 $/KWh. De forma similar, la mediana del precio ofertado es superior a la mediana del precio *spot*. Cabe resaltar que la distribución de los precios ofertados es más variable que la del precio *spot*, medido por la desviación estándar, o por el rango Máx-Mín. Estos resultados están acordes con la intuición, ya que el precio *spot* es determinado por los precios ofertados, por lo cual, su variabilidad no puede superar a la que se encuentre para las pujas a nivel de firma-planta. Por otro lado, se encuentra que los precios ofertados para las unidades hidráulicas son, en promedio, menores a los de las unidades térmicas, igualmente ocurre con la mediana. Sin embargo, la variabilidad es mayor para las unidades hidráulicas que para las unidades térmicas, tanto en desviaciones estándar como en rango. Este hecho se debe a que las unidades hidráulicas ofertan precios bastante altos cuando ocurre El Niño. La disponibilidad promedio y mediana son 241 y 154 MWh por día, respectivamente. Estas medidas de tendencia central, al igual que su variabilidad, son superiores para las unidades hidráulicas con relación a las térmicas.

Tabla 2: Estadísticas descriptivas: unidades firma-planta (parte 1)

Variable	**Media**	**Mediana**	**Desv. Est.**	**Máx**	**Mín**	**Obs.**
Precio ofertado ($/KWh)	302,87	175,85	333,15	6002,25	28,35	181763
Hidráulica	210,52	106,07	353,69	6002,25	29,93	67633
Térmica	357,59	222,03	307,53	3001,52	28,35	114130
Disponibilidad declarada (GWh)	241,00	154,00	273,78	1250,00	0,00	181551
Hidráulica	442,84	381,00	316,37	1250,00	0,00	67629
Térmica	121,15	64,00	146,58	791,00	0,00	113922
Precio spot ($/KWh)	176,16	138,45	168,20	1942,69	35,35	3652

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

En la Tabla 3 se muestra la participación promedio por día de las unidades firma-planta que ofertan en Bolsa en el total de unidades, igualmente para la generación total y la capacidad efectiva neta instalada. Cabe destacar que para el año 2009 poco más del 36 % de las unidades generadoras ofertaban en Bolsa, esta participación ha descendido para el año 2018 al 28,1 %. De igual forma, la generación y capacidad que estas representan en el total han pasado de cerca de 94,3 % y 94,94 en el año 2009, a estar en el 86,43 % y 89,98 % para el año 2018, respectivamente. Estos hechos están en concordancia con los asociados al incremento de participación de plantas menores de la Tabla 1. Sin embargo, es notable que el SIN continúa dominado, en generación y capacidad, por los grandes generadores que son aquellos que ofertan precio-disponibilidad.

Tabla 3: Estadísticas descriptivas: unidades firma planta (parte 2)

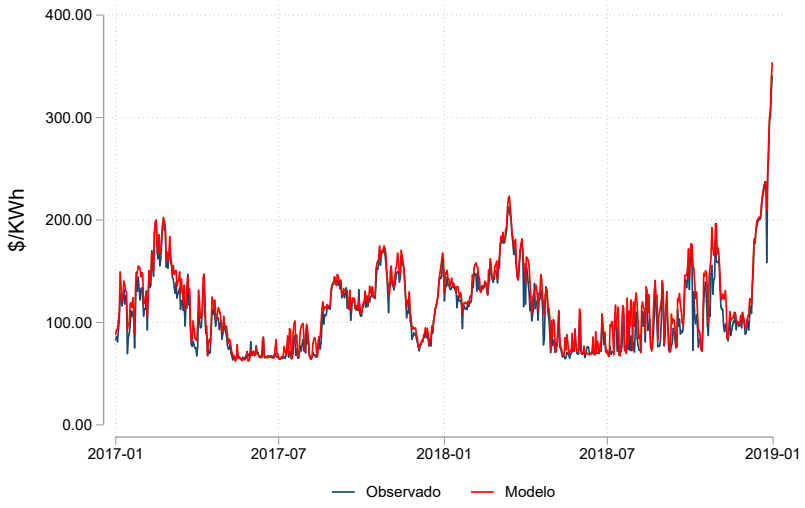
	2009			2018		
	todas	**ofertan**	**%**	**todas**	**ofertan**	**%**
Unidades generadoras	135,11	49,00	36,28	186,82	52,42	28,10
Generación (TWh)	55,96	52,77	94,30	68,94	59,58	86,43
Capacidad (GWh)	13,4	12,67	94,94	16,73	15,05	89,98

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

4. Resultados

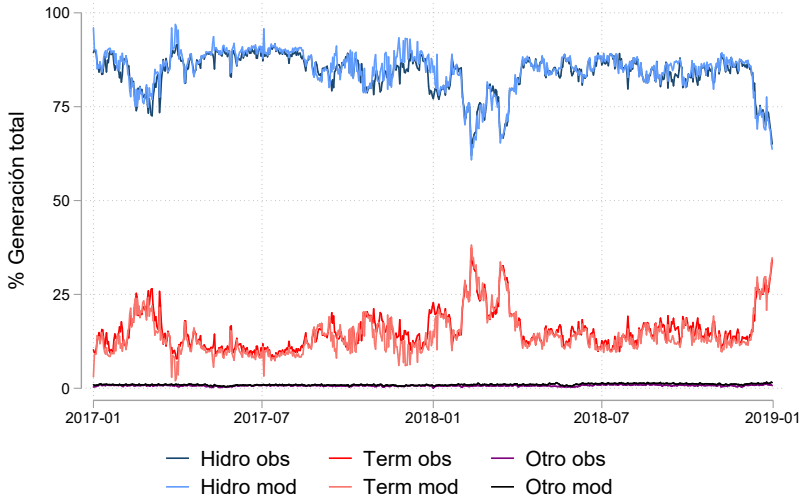
Inicialmente, presentamos el ajuste del modelo de despacho incluyendo las variables más relevantes del mercado como son el precio *spot*, la participación de los tipos de tecnología en la generación y las emisiones de CO_2 del sistema. La Figura 8 muestra los valores promedio diarios del precio *spot* observados y los obtenidos con el modelo de despacho. Se PERCIBE un buen ajuste por parte de los precios *spot* obtenidos a partir del modelo de despacho con relación a los observados. El valor promedio del término de error de ajuste es cercano a los 9,69 $/KWh. En la Figura 9 se puede observar cómo se comporta la participación de los tipos de tecnologías en la generación total del sistema para el año 2018, tanto para los datos observados como la simulación. En general, se observa que el modelo de despacho ajusta bastante bien las dinámicas y los niveles de las participaciones de los tipos de tecnologías observadas en los datos. Por otro lado, la Tabla 4 expone las participaciones en la generación total del año 2018 por parte de las firmas y las plantas que operan en el sistema. Se destaca que las participaciones observadas de firmas y plantas generadoras se ajusta bien, empero, el ajuste es mejor para las firmas qué para las plantas.

Figura 8: Precio *spot*



Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

Figura 9: Generación por tecnología en el año 2018: Observada vs Simulada



Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

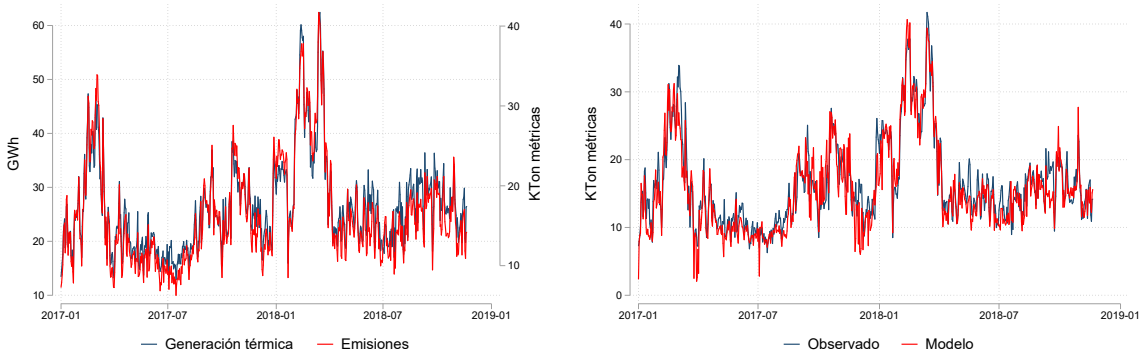
Tabla 4: Participación en la generación total para firmas y plantas

	Generación (%)			Generación (%)	
Firma	**Observado**	**Modelo**	**Planta**	**Observado**	**Modelo**
EPM	23,15	23,95	*San Carlos*	9,925	10,22
Isagen	21,38	20,90	*Guavio*	7,597	7,67
Emgesa	20,45	20,33	*Chivor*	7,488	8,29
Chivor	7,49	8,29	*Sogamoso*	6,909	5,81
Termobarr.	6,28	5,92	*Tebsab*	6,151	5,79
EPSA	5,43	5,09	*Porce III*	6,025	6,13
Otros	15,82	15,52	*Otras*	55,90	56,09

Otro aspecto importante que se puede analizar son las emisiones de CO_2 que arrojan las firmas generadoras de energía al ambiente. En la parte a de la Figura 10 se contemplan que la dinámica que sigue la generación total de electricidad con tecnología térmica está estrechamente relacionada con las emisiones de CO_2, como era de esperarse. En la parte b se ve como las emisiones calculadas a partir del modelo se ajustan bastante bien a las observadas. Estas emisiones se calculan como la generación de electricidad con tecnología térmica del modelo multiplicado por un factor de conversión de KWh a Toneladas de CO_2 para cada uno de los combustibles utilizados (*fuel oil*, carbón, gas, etc.). El factor de conversión por combustible se recupera a partir de una regresión por MCO de las emisiones reportadas por XM y la generación total por combustible.

En la Figura 11 se muestra un ejemplo de la distribución de los precios *spot* observados y los simulados con el algoritmo de *bootstrapping*. Se destaca que el algoritmo de bootstrapping tiene una distribución de los precios que no está alejada de la observada en los datos. Sin embargo, el algortimo simula más precios *spot* de valores medios de los que se observan en los datos. En la Tabla 5 se muestra como es

Figura 10: Emisiones de CO_2



(a) Generación térmica y Emisiones **(b)** Emisiones observadas y del modelo

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

el ajuste de dicha distribución con relación a algunos estadísticos relevantes. Se evidencia que existen diferencias relativamente pequeñas entre los valores observados y simulados para los diferentes estadísticos presentados.

Figura 11: Histogramas precios *spot* y *bootstrap*

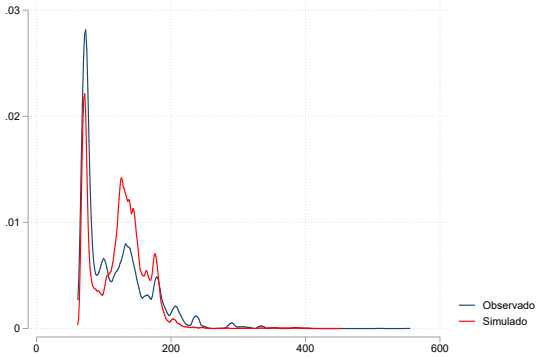


Tabla 5: Estadísticas descriptivas

	Precio spot	
	Observado	**Simulado**
Media	116,28	123,2
Desv. Est.	49,75	40,02
p5	68,38	69,26
p25	74,07	84,77
p50	102,41	126,26
p75	142,95	147,2
p95	206,2	180,45
Mín	61,45	61,11
Máx	555,12	452,24

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

En la Tabla 6 se muestran los resultados de la estimación por GMM de los costos marginales, los precios ofertados y el margen de beneficio (*markup*) promedio por tipo de combustible utilizado. Dado que no todas las unidades generadoras salieron despachadas en el año 2018, solo se estimó el modelo para 50 unidades de las 54 que ofertaron en Bolsa. Juntas, las 50 unidades, representan el 86,38 % de la generación total del periodo. Los resultados de la estimación muestran que, en promedio, los precios ofertados observados y del modelo se ajustan bien por tipo de combustible utilizado. Solo se destaca una diferencia relativamente marcada para el caso de las unidades hidráulicas. Se evidencia que las unidades hidráulicas tienen los costes marginales más bajos y ofertan los precios más bajos. En cambio, entre las unidades térmicas aquellas que utilizan combustibles líquidos son las que tienen más altos costes marginales y ofertan precios más altos. Además, las unidades térmicas que, en pro-

medio, tiene más bajos costes marginales y ofertan más bajo son las que utilizan carbón, seguidas de las unidades que utilizan gas. Se destaca que las unidades que cargan márgenes de beneficio más altos son las unidades hidráulicas con 30,22 $/KWh, en promedio, que representan cerca del 76,92 % de su coste marginal. En segundo lugar, están las unidades que utilizan carbón, las cuales cargan márgenes de beneficio de 5,47 $/KWh que representan el 3,37 % de su coste marginal. Las unidades que utilizan combustibles líquidos cargan los márgenes de beneficio más bajos. Finalmente, se destaca que, en promedio, independiente de la tecnología las unidades cargaron márgenes de beneficio positivos en el año 2018. Esto implica que muchas de las unidades que ofertaron en Bolsa esperaron mantener, en promedio, posiciones positivas en Bolsa con relación al mercado de contratos.

Tabla 6: Estimaciones promedio agregadas por combustible utilizado

Combustible	**Pof obs**	**Pof mod**	**Cmg**	**Markup**	**%**
Agua	111,12	91,20	60,96	30,22	76,92
Carbón	155,69	151,73	146,26	5,47	3,37
Gas	403,81	401,01	390,95	10,05	2,33
Líquido	800,54	797,95	780,41	17,53	2,24

Para llevar a cabo la estimación de los cambios en el MEM derivados de la inclusión de 1000 MW de capacidad en eólica y solar asociados a una firma multi-planta se realizaron varios supuestos. Primero, para las unidades que no ofertan en Bolsa (plantas menores) las disponibilidades declaradas en el escenario contrafactual son iguales a las que observamos en los datos. Por otro lado, dado que existen unidades que ofertan en Bolsa pero que jamás salen despachadas, no es posible estimar los costos marginales ni los términos de expectativas asociados al *bootstrapping*. Por lo cual, el segundo supuesto es que para las unidades que ofertan y que no esperan ser despachadas, los precios ofertados del contrafactual son iguales a los observados en los datos. Esto implica que solamente existen cambios en los precios ofertados del contrafactual cuando la unidad oferta en Bolsa y espera ser despachada. A partir de estos supuestos se construyen las nuevas series de precios *spot*, emisiones y generación por tecnología bajo el escenario contrafactual.

En la Figura 12 se muestra la serie de precios *spot* y emisiones de CO_2 bajo los escenarios observado y contrafactual. Dado que una parte importante de las unidades térmicas despachadas son marginales, bajo el escenario contrafactual la generación con unidades térmicas es menor, lo cual, implica una caída en las emisiones de CO_2 en gran parte de los días del año. Se calcula que para el año 2018 se dejan de emitir aproximadamente 367,32 mil toneladas métricas de CO_2 al ambiente bajo el escenario contrafactual. Por otro lado, las series de precios *spot* promedio diario observado y contrafactual son bastante cercanos, con muchos episodios en los cuales el precio *spot* está por debajo del observado.

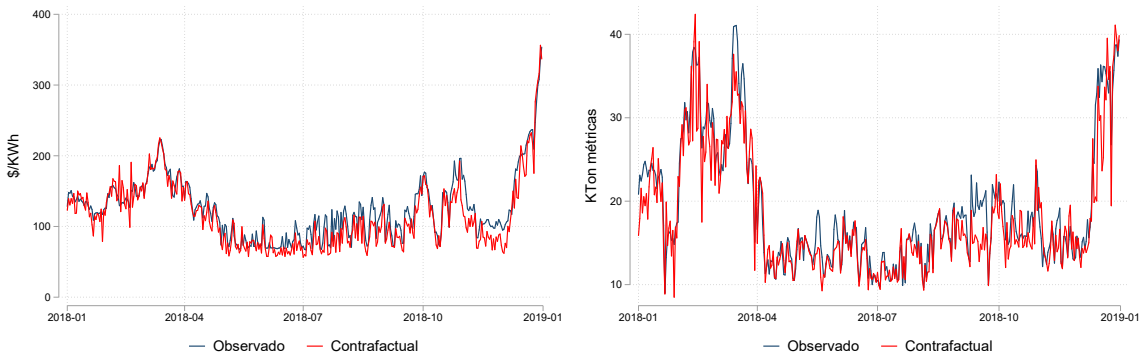
En la Tabla 7 se observa que, en promedio, el precio *spot* y los precios ofertados observados son mayores a los del escenario contrafactual. Además, la diferencia diaria entre ambos, precio *spot* contrafactual y observado, tiene un valor promedio negativo, es decir, durante el año 2018 ocurre que, en promedio, el precio *spot* contrafactual está por debajo del observado. Estos resultados son intuitivos y es lo que se espera del efecto de orden de mérito y el comportamiento estratégico de las firmas. El EOM es un resultado bastante documentado en la literatura sobre mercados energéticos e inclusión

de energías renovables, como se mencionó en los estudios internacionales. Por otro lado, con relación a los comportamientos estratégicos se tiene que una firma cualquiera reconoce que la entrada de la nueva firma que opera con FNCER implica que su expectativa de ventas netas de electricidad será más baja. Esto conlleva que las firmas tiendan a reducir sus precios ofertados con el objetivo de aumentar la probabilidad de que un conjunto de sus unidades pueda salir despachada y, de esta forma, sus ventas netas de electricidad no se vean sustancialmente afectadas.

Los resultados muestran que los precios ofertados disminuyen en 1,78 $/KWh y el precio *spot* 12,66 $/KWh, en promedio para día en particular. La disminución promedio del precio *spot* la podemos descomponer dos partes: 6 $/KWh por efecto de orden mérito y 6,66 $/KWh por comportamientos estratégicos. Dos aspectos de los resultados relucen en este momento. Primero, ambos efectos EOM y CE comparten una importancia similar en el efecto total. Segundo, el efecto por CE es mayor de lo que caen los precios ofertados en promedio (6,66 versus 1,78). Este último resultado es intuitivo pues existen firmas cuya expectativa de despacho de sus unidades no cambia con la entrada de las plantas que operan con FNCER. Esto implica que los precios ofertados por estás unidades no cambia bajo el escenario contrafactual. Por otro lado, este resultado también expone un hecho destacable. Aquellas firmas que tienen unidades marginales (están relativamente cerca del precio *spot* y cambios pequeños en este implican que su condición de despacho cambia abruptamente) cambian sus precios ofertados en magnitudes mayores que las unidades que no son marginales. Esto explica porque el efecto por CE tiene una magnitud mayor al cambio en los precios ofertados en general, dado que el precio *spot* es determinado por el comportamiento de las firmas con unidades marginales.

Al tomar el precio *spot* promedio diario y multiplicarlo por la demanda agregada de ese día se tiene una medida del costo agregado del despacho para los consumidores en ese día. Los resultados muestran que los ahorros asociados al costo agregado del despacho bajo el escenario contrafactual ascienden a aproximadamente 892 mil millones de pesos para el año 2018. El costo de inversión en la instalación de los 1000 MW es de aproximadamente 2 billones de pesos, por lo cual, el ahorro en costos agregados de despacho representaría poco más del 44 % del costo total de inversión solo en el primer año.

Figura 12: Precio *spot* y Emisiones de CO_2: observado vs contrafactual



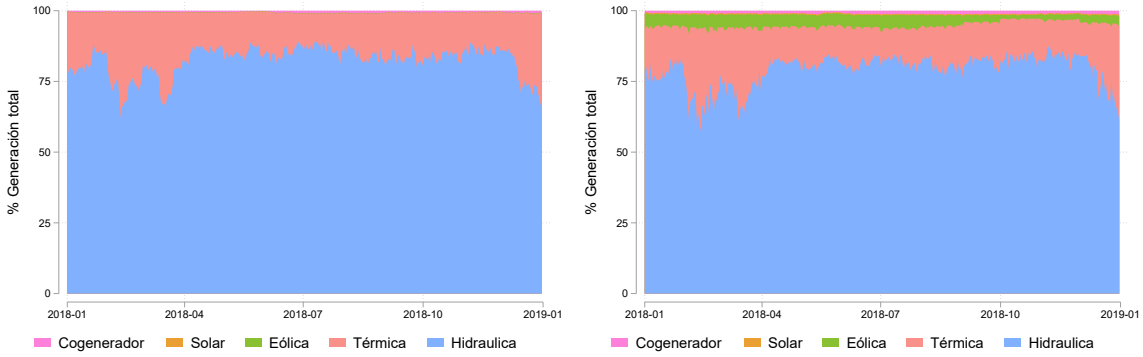
(a) Precio *spot* **(b)** Emisiones

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

Tabla 7: Estadísticas descriptivas: observado vs contrafactual

Variable	Media	Desv. Est.	Máx	Mín
POf obs	293,48	249,90	1116,12	56,73
POf contf	291,70	253,88	1199,63	51,46
PSpot obs	125,70	44,89	353,54	67,02
PSpot sce	119,70	44,98	334,73	66,43
PSpot contf	113,03	48,90	352,60	56,29
dif Pspot	-12,66	13,33	51,99	-55,89
dif Emisiones	-1,01	2,54	8,29	-12,84

Figura 13: Generación por tecnología: observado vs contrafactual



(a) Observado **(b)** Contrafactual

Fuente: Elaboración propia con datos de XM.

En la Figura 13 se muestran la generación por tecnología observada y del escenario contrafactual. El principal cambio destacado es el reemplazo de una parte de la generación térmica por las FNCER, principalmente, la eólica. Juntas, Eólica y Solar, representan para un día particular, aproximadamente el 4,07 % de la generación total. Esta participación se cumple, igualmente, para el periodo completo. La firma Empresa de Energías Limpias tiene una participación en la generación total de aproximadamente 4,02 %. Esta participación colocaría, *de facto*, a la firma entre las 7 más grandes en generación para todo el MEM.

5. Conclusiones y discusión

Las políticas para combatir el cambio climático están tomando una notable fuerza en los últimos años. Parte de esto se debe al sentimiento general entre la gran mayoría de la humanidad de que se están sobrecargando los medios que nos ofrece el planeta para satisfacer nuestras necesidades de consumo. Esto ha llevado a que en el mundo se realicen estudios en diferentes campos de la ciencia para

evaluar los efectos que pueden traer las herramientas de la revolución verde en la sociedad. Entre las herramientas más utilizadas por la humanidad en los últimos años está la generación de energía con FNCER, considerado como una de las claves de la cuarta revolución industrial en el sector energético. Colombia no se ha mantenido ajeno a esta revolución y se ha unido a este movimiento mundial a través de diferentes políticas como la Ley 1715 de 2014. Este trabajo se enfoca en estudiar el efecto que puede tener la inclusión de generación con FNCER en el mercado eléctrico mayorista colombiano. Para ello, se estima un modelo estructural de comportamiento de las firmas generadoras para determinar cómo estas eligen sus precios ofertados por unidad de energía potencial. Con base en este modelo, se plantea un escenario contrafactual donde, para el año 2018, se incluye en el mercado una firma hipotética que opera 1000 MW de capacidad instalada repartidos entre plantas que operan con tecnologías solar (300 MW) y eólica (700 MW). El total de capacidad asumido y la repartición se sustenta en los potenciales de generación que se han documentado en la literatura para el caso colombiano.

Con el modelo estructural se determinan los nuevos precios ofertados por las firmas ya establecidas en el mercado bajo el escenario contrafactual. Posteriormente, con el mecanismo de despacho del operador de mercado colombiano se determinaron las series de tiempo del precio *spot* de la electricidad y las generaciones por unidad firma-planta bajo el escenario contrafactual. Igualmente, con base en los factores de conversión de emisiones de los combustibles utilizados por los generadores térmicos y sus generaciones de electricidad, se crea la serie de tiempo de emisiones de CO_2 bajo el escenario contrafactual. Con base en estos se resultados se comparan el cambio en los precios *spot* de electricidad, las emisiones de CO_2 y la generación por tipo de tecnologías observadas durante el año 2018 y las correspondientes al escenario contrafactual.

Los resultados de este trabajo muestran que, bajo el escenario contrafactual de 1000 MW de capacidad instalada con FNCER, el precio *spot* de la electricidad caería para un día en particular, en promedio, 12,66 $/KWh. De este efecto total sobre el precio *spot*, 6 $/KWh son explicados por el efecto de orden de mérito y 6,66 $/KWh se explican por comportamientos estratégicos. Los ahorros asociados al costo agregado del despacho bajo el escenario contrafactual ascienden a aproximadamente 892 mil millones de pesos para el año 2018, de los cuales 421 mil millones son explicados por EOM y 471 mil millones por comportamientos estratégicos. Este resultado muestra que tanto el EOM como los CE son importantes al momento de explicar los cambios en el precio *spot* debido a la inclusión de FNCER. Igualmente, se calcula que para el año 2018 se dejan de emitir aproximadamente 367,32 mil toneladas métricas de CO_2 al ambiente bajo el escenario contrafactual.

El modelo expuesto en este trabajo presenta varias limitaciones. Una primera limitación es que solo permite modelar el comportamiento de las firmas en dos de los diferentes mercados que componen el nivel mayorista del mercado eléctrico colombiano. Otros mercados importantes en los cuales se desempeñan las firmas son los mercados de servicios complementarios. Otra limitación es que este modelo solo permite controlar por aspectos relacionados con las relaciones de corto plazo entre las diferentes variables. El comportamiento de largo plazo de las firmas no pude ser entendido a luz del modelo expuesto en este trabajo. Por otro lado, el mecanismo de despacho en este trabajo, aunque cumple con el objetivo de ser parsimonioso y replicar de forma aceptable el precio *spot* de la electricidad, es bastante simple y puede ser mejorado para acercarse más al modelo de despacho en tiempo real del operador de mercado. Otra limitación importante es que el modelo solo permite aproximarse al comportamiento de firmas generadoras en el mercado mayorista, pero no tiene en cuenta el comportamiento de firmas integradas verticalmente en mayorista y minorista. Estas son limitaciones que

abren espacio a futuras investigaciones.

Finalmente, se comenta la agenda de investigación que se desprende de este trabajo y el modelo estructural propuesto. Como se mencionó en al anterior párrafo, la ampliación de este modelo de despacho para que tenga en cuenta las reconciliaciones que ocurren en el despacho en tiempo real permitiría captar aspectos adicionales del comportamiento de las firmas en mercados diferentes al de Bolsa o Contratos. Esto abre paso a diferentes escenarios pueden ser estudiados a partir de este modelo: la confiabilidad del suministro a razón de la intermitencia en la generación con FNCER, la inclusión de generación distribuida y otras herramientas importantes de respuesta de la demanda, la posibilidad de evaluar el efecto que tendría la inclusión de almacenamiento de energía en baterías, cambios en la regulación que permite a las plantas menores no competir en precios con las plantas mayores, etc.

Cabe destacar que este modelo solo permite evaluar los efectos de diferentes escenarios propuestos en el nivel mayorista del mercado eléctrico colombiano. Sin embargo, es posible evaluar el efecto de estos escenarios sobre toda la cadena desde el generador hasta el usuario final. Para ello, futuros trabajos pueden modelar el comportamiento de las firmas en el mercado minorista, el cual determina la tarifa final o precio de la electricidad para el usuario final. En este modelo, el precio *spot* es un insumo para determinar la tarifa final, por lo cual, el modelo que se propone en este trabajo sería un insumo para la modelación del mercado minorista.

Con esto, se destaca la amplia agenda de investigación que se desprende de lo expuesto en este trabajo, con miras a entender y evaluar los efectos que pueden tener sobre el mercado eléctrico colombiano la transformación energética que está viviendo el mundo actualmente. Transformación que derivará, esperamos todos, en la sostenibilidad ambiental, social y económica de los estilos de vida que llevamos los miembros de la especie *homo sapiens* que habitamos este planeta.

Referencias

Acemoglu, D., Kakhbod, A., y Ozdaglar, A. (2017). Competition in electricity markets with renewable energy sources. *Energy Journal*, 38:138–155.

Arango, S., Franco, C. J., y Dyner, I. (2008). El mercado mayorista de electricidad colombiano. Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín.

Arias-Gaviria, J., Carvajal-Quintero, S. X., y Arango-Aramburo, S. (2019). Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in colombia. *Renewable Energy*, 139:1111–1119.

Balat, J., Carranza-Romero, J. E. R., y Martin, J. D. (2015). Dynamic and strategic behavior in hydropower-dominated electricity markets: empirical evidence for colombia. *Borradores de Economía*, (886). Banco de la República. Bogotá, D.C., Colombia.

Botero, J. A., García, J. J., y Vélez, L. G. (2013). Mecanismos utilizados para monitorear el poder de mercado en mercados eléctricos: reflexiones para colombia. *Cuadernos de Economía*, 32(60):561–596.

Bushnell, J. y Novan, K. (2018). Setting with the sun: The impacts of renewable energy on wholesale power markets. *National Bureau of Economic Research (NBER)*. Working Paper 24980.

Bushnell, J. B., T., M. E., y Saravia, C. (2008). Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured us electricity markets. *American Economic Review*, 98(1):237–66.

Callaway, D. S., Fowlie, M., y McCormick, G. (2018). Location, location, location: The variable value of renewable energy and demand-side efficiency resources. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 5(1):39–75.

Camelo, S., Papavasiliou, A., de Castro, L., Riascos, ., y Oren, S. (2018). A structural model to evaluate the transition from self-commitment to centralized unit commitment. *Energy Economics*, 75:560–572.

Carvalho-Figueiredo, N. y Pereira-da Silva, P. (2019). The merit-order effect of wind and solar power: Volatility and determinants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102:54–62. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.042.

Castro, L. D., Oren, S., Riascos, A. J., y Bernal, M. (2014). Transition to centralized unit commitment: An econometric analysis of colombia's experience. Technical report, Borradores de Economía.

Cramton, P. (2017). Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4):589–612. https://doi.org/10.1093/oxrep/grx041.

CREG (2001). Resolución 026. *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

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.

CREG (2009). Resolución 051. *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.

CREG (2014). Resolución 026. *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación.

Cullen, J. (2013). Measuring the environmental benefits of wind-generated electricity. *American Economic Journal: Economic Policy*, 5(4):107–133.

De Castro, L. I. y Riascos, A. (2009). Characterization of bidding behavior in multi-unit auctions. *Journal of Mathematical Economics*, 45(9-10):559–575.

de Colombia, C. (2014). Ley 1715 de 2014. *Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Congreso de la República de Colombia, Diario Oficial No. 49.150 de 13 de mayo de 2014.

Espinosa, M. A. y Riascos, A. J. (2010). Strategic behaviour, resource valuation and competition in electricity markets. *Documentos CEDE*. Universidad de los Andes, Facultad de Economía. Disponible en https://ssrn.com/abstract=1580162.

Fell, H. y Kaffine, D. T. (2018). The fall of coal: Joint impacts of fuel prices and renewables on generation and emissions. *American Economic Journal: Economic Policy*, 10(2):90–116.

Fell, H. y Linn, J. (2013). Renewable electricity policies, heterogeneity, and cost effectiveness. *Journal of Environmental Economics and Management*, 66(3):688–707.

Forrest, S. y MacGill, I. (2013). Assessing the impact of wind generation on wholesale prices and generator dispatch in the australian national electricity market. *Energy Policy*, 59:120–132.

Fowlie, M., Greenstone, M., y Wolfram, C. (2018). Do energy efficiency investments deliver? evidence from the weatherization assistance program. *The Quarterly Journal of Economics*, 133(3):1597–1644.

Gans, J. S. y Wolak, F. A. (2008). A comparison of ex ante versus ex post vertical market power: Evidence from the electricity supply industry. *SSRN Working Paper*.

García, J. J., López-Rodríguez, J., y Moncada, J. (2017). Spatial effects in the bid price setting strategies of the wholesale electricity markets: The case of colombia. *Documentos de trabajo del Centro de Investigación económicas y financieras*. Universidad EAFIT, Medellín, Colombia. Disponible en https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/11433.

González-Manosalva, C. A. (2012). Definición de la composición en las fuentes hidráulica y eólica para la generación de energía eléctrica en el contexto colombiano aplicando la teoría de portafolio. Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia.

Grytli-Tveten, A., Folsland-Bolkesjø, T., Martinsen, T., y Hvarnes, H. (2013). Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the german electricity market. *Energy Policy*, 61:761–770. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.060.

Gutierrez, A. (2018). Mercado eléctrico colombiano. Presentación realizada en marco del proyecto 06 de Colombia Energetica 2030. Universidad EAFIT, Medellín, Colombia.

Harbord, D. y Pagnozzi, M. (2008). Review of colombian auctions for firm energy. Technical report, Market Analysis Ltd y Department of Economics, Universita di Napoli Federico II.

Harbord, D. y Pagnozzi, M. (2012). Second review of firm energy auctions in colombia. Technical report, Market Analysis Ltd y Department of Economics, Universita di Napoli Federico II.

Holland, S. P., Mansur, E. T., Muller, N. Z., y Yates, A. J. (2016). Are there environmental benefits from driving electric vehicles? the importance of local factors. *American Economic Review*, 106(12):3700–3729.

Hortacsu, A. y 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.

Hurtado-Moreno, L., Quintero-Montoya, O. L., y García-Rendón, J. J. (2014). Estimación del precio de oferta de la energía eléctrica en colombia mediante inteligencia artificial. *Revista de Métodos Cuantitativos para la Economía y la Empresa*, 18:54–87.

Jimenez, M., Franco, C., y Dyner, I. (2016). Diffusion of renewable energy technologies: The need for policy in colombia. *Energy*, 111:818–829. http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.051.

Kaffine, D. T., McBee, B. J., y Lieskovsky, J. (2013). Emissions savings from wind power generation in texas. *The Energy Journal*, 34(1):155–175.

Kastl, J. (2011). Discrete bids and empirical inference in divisible good auctions. *Review of Economic Studies*, 78(3):974–1014.

Lozano, I. y Rincón, H. (2010). Formación de las tarifas eléctricas e inflación en colombia. *Borradores de Economía*, (634). Banco de la República.

Martin, J. D. y Riascos, A. (2017). Estimation of a structural model of competition in the colombian electricity spot market. Quantil S.A.S. Disponible en http://quantil.co/wp-content/uploads/2017/08/Estimation-StrucModel-ColEnergy-1.pdf.

Newbery, D., Pollitt, M., Ritz, R., y Strielkowski, W. (2018). Market design for a high-renewables european electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91:695–707. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.025.

NOAA (2018). Multivariate enso index (mei). NOAA ESRL Physical Sciences Division. Disponible en http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/index.html.

Novan, K. (2015). Valuing the wind: Renewable energy policies and air pollution avoided. *American Economic Journal: Economic Policy*, 7(3):291–326.

Pillot, B., Muselli, M., Poggi, P., y Batista, J. (2019). Historical trends in global energy policy and renewable power system issues in sub-saharan africa: The case of solar pv. *Energy Policy*, 127:113–124. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.049.

Pérez-Posada, A. F. (2017). Optimización de portafolios de generación de energía eléctrica, incorporando fuentes de energía renovable: Aplicación al mercado colombiano. Master's thesis, Universidad EAFIT.

Ramírez B., V. H. y Jaramillo R., A. (2009). Relación entre el índice oceánico de el niño y la lluvia, en la región andina central de colombia. *Cenicafé*, 60(2):161–172.

Reguant, M. (2014). Complementary bidding mechanisms and startup costs in electricity markets. *The Review of Economic Studies*, 81(4):1708–1742.

Restrepo, M. I., Arango, S., y Vélez, L. G. (2012). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 31(56). Universidad Nacional de Colombia.

Robinson, D., Riascos, A., y Harbord, D. (2012). Private investment in wind power in colombia. The Oxford Institute for Energy Studies.

Rueda-Bayona, J. G., Guzmán, A., Eras, J. J. C., Silva-Casarín, R., Bastidas-Arteaga, E., y Horrillo-Caraballo, J. (2019). Renewables energies in colombia and the opportunity for the offshore wind technology. *Journal of Cleaner Production*. doi: https://doi.org/10.1016/ j.jclepro.2019.02.174.

Sandoval, A. M. (2004). Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros. *Archivos de Economía*, (Documento 272). Departamento Nacional de Planeación.

Santa-María, M., Von-Der-Fehr, N.-H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O., y Schutt, E. (2009). El mercado de la energía eléctrica en colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. *Cuadernos de Fedesarrollo*, (30). Fedesarrollo.

Schmalensee, R. (2011). Evaluating policies to increase electricity generation from renewable energy. *Review of Environmental Economics and Policy*, 6(1):45–64.

Vickrey, W. (1961). Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders. *The Journal of Finance*, 16(1):8–37.

Vélez, L. G., Dyner, I., Gómez, D., Millán, J., Zolezzi, E., Wolak, F., Botero, J., Franco, C. J., Cadavid, L., Castaneda, M., Giraldo, J., Ramírez, C., y Aparicio, S. (2013). Análisis descriptivo de la regulación y estructura de mercado del sector de energía eléctrica en colombia. *Centro de estudios de economía sistémica, ECSIM*. En 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 servició de energía eléctrica en Colombia. Editado por ECSIM.

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.

Wolak, F. A. (2003). Identification and estimation of cost functions using observed bid data: An application to competitive electricity markets. En ed. M. Dewatripoint, L. P. Hansen and S.J. Trunovsky, Chapter 4, 133–169. Cambridge University Press.

Wolak, F. A. (2009). Report on market performance and market monitoring in the colombian electricity supply industry. Technical report, Department of Economics, Stanford University.

Woo, C. K., Moore, J., Schneiderman, B., Ho, T., y Zarnikau, J. (2016). Merit-order effects of renewable energy and price divergence in california's day-ahead and real-time electricity markets. *Energy Policy*, 92:299–312. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.023.

Wurzburg, K., Labandeira, X., y Linares, P. (2013). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for germany and austria. *Energy Economics*, 40:159–171.

Apéndice

Prueba de la Proposición 2 de Reguant (2014):

Proposición: *Suponga que el supuesto 3.11 se mantiene. Una condición de primer orden (necesaria) para la optimalidad de b_{ij}, en un momento h del tiempo, para el problema 3.9, está dada por la ecuación 3.12.*

Demostración:

Las C.P.O. del problema están dadas por 3.10. Bajo el supuesto 3.11, tenemos que:

$$\sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \frac{\partial \mathbb{E}_{-i} \left[\Pi_i(\boldsymbol{b}) \mid s \right]}{\partial b_{ij}} = 0$$

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 $p_h = b_{ij}$. Igualmente, se asume que la unidad ij es despachada. Por otro lado, teniendo en cuenta que, $\dfrac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} = 1$ cuando $p_h = b_{ij}$ y $\dfrac{\partial v_{ih}}{\partial b_{ij}} = 0$ (para un momento h las cantidades contratadas a plazo no son afectadas por el precio ofertado), tenemos que:

$$\sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \frac{\partial \mathbb{E}_{-i}\left[\sum_{h=0}^{23}(Q_{ih} - v_{ih})p_h - \sum_{j=1}^{J_i} C_{ij} \mid s, p_h = b_{ij}\right]}{\partial b_{ij}} = 0$$

$$\sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \left\{ \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[(Q_{ih} - v_{ih})\frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right] + \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\frac{\partial (Q_{ih} - v_{ih})}{\partial b_{ij}}(p_h) \mid s, p_h = b_{ij}\right] - \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\frac{\partial C_{ij}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right] \right\} = 0$$

$$\sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \left\{ \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[(Q_{ih} - v_{ih}) \mid s, p_h = b_{ij}\right] + b_{ij} \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right] - \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\frac{\partial C_{ij}}{\partial q_{ijh}}\frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right] \right\} =$$

Dado que $p_h = b_{ij}$, se asume que la unidad ij es despachada para producir energía. Esto implica que $\Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \neq 0,\ \forall\, s \in S$ cuando la unidad ij es despachada, es decir, cuando $p_h = b_{ij}$ cualquier combinación s posible en la cual la unidad ij es despachada tiene una probabilidad positiva de salir despachada. Tenemos que:

$$\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[(Q_{ih} - v_{ih}) \mid s, p_h = b_{ij}\right] + b_{ij} \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right] - \sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\frac{\partial C_{ij}}{\partial q_{ijh}}\frac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right] = 0$$

Reorganizando los términos anteriores tenemos:

$$b_{ij} = \frac{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\dfrac{\partial C_{ij}}{\partial q_{ijh}}\dfrac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right]}{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\dfrac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right]} - \frac{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[(Q_{ih} - v_{ih}) \mid s, p_h = b_{ij}\right]}{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\dfrac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right]}$$

Por lo cual, tenemos:

$$b_{ij} = \zeta_{ij} - \frac{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[(Q_{ih} - v_{ih}) \mid s, p_h = b_{ij}\right]}{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\dfrac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right]}$$

Donde:

$$\zeta_{ij} = \frac{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\dfrac{\partial C_{ij}}{\partial q_{ijh}}\dfrac{\partial q_{ijh}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right]}{\sum_{h=0}^{23} \mathbb{E}_{-i}\left[\dfrac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} \mid s, p_h = b_{ij}\right]}$$

■

.

Derivación suavizada de la Proposición 2:

Sea la ecuación de beneficios esperados 3.5. Derivando esta ecuación con respecto a b_{ij} e igualando a cero tenemos:

$$\sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \mathbb{E}_{-i} \left[(Q_{ih} - v_{ih}) \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} + p_h \frac{\partial D_h^R}{\partial p_h} \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} - C_i' \left(\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} + \frac{\partial Q_{ih}}{\partial p_h} \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} \right) \mid s \right] = 0$$

$$\sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \mathbb{E}_{-i} \left[\frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} \left((Q_{ih} - v_{ih}) + p_h \frac{\partial D_h^R}{\partial p_h} - C_i' \left(\frac{\partial Q_{ih}}{\partial b_{ij}} / \frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} + \frac{\partial Q_{ih}}{\partial p_h} \right) \right) \mid s \right] = 0$$

Teniendo en cuenta que $\frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} = \frac{\partial Q_{ih}/\partial b_{ij}}{\partial D_{ih}^R/\partial p_h - \partial Q_{ih}/\partial p_h}$ cuando $D_{ih}^R = Q_{ih}$ y condicional en $p_h = b_{ij}$ tenemos:

$$\sum_{s \in S} \Pr(s \mid \boldsymbol{b}) \mathbb{E}_{-i} \left[\frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} \left((Q_{ih} - v_{ih}) + (b_{ij} - C_i') \frac{\partial D_h^R}{\partial p_h} \right) \mid s, p_h = b_{ij} \right] = 0$$

$$\mathbb{E}_{-i} \left[\frac{\partial p_h}{\partial b_{ij}} (Q_{ih} - v_{ih}) \mid s, p_h = b_{ij} \right] + (b_{ij} - C_i') \mathbb{E}_{-i} \left[\frac{\partial D_h^R}{\partial p_h} \mid s, p_h = b_{ij} \right] = 0$$

Esta expresión está bastante relacionada a la ecuación propuesta por la Proposición 2 de Reguant (2014).

Tablas

Tabla A1: Diccionario de variables

Variable	Etiqueta	Descripción	Unidades	Frecuencia	Nivel	Fuente
idp	identificador de planta	Código numérico que identifica una planta	-	-	Planta	Elaboración propia
planta	nombre de la planta	Nombre de la planta reportado en XM	-	-	Planta	XM
tipo	tipo de generación	Tipo de generación de la planta: hídrica, térmica, cogenerador, eólica, solar	-	-	Planta	XM
combus	combustible utilizado	Combustible que es utilizado por defecto en la planta: agua, gas, carbón, viento, rad solar, etc.	-	-	Planta	XM
id	identificador de firma	Código numérico que identifica una firma	-	-	Firma	Elaboración propia
firma	nombre código de la firma	Código asignado al nombre de la firma reportado en XM	-	-	Firma	XM
pof	precio de oferta	Es el precio de la energía de un recurso de generación para cada una de las 24 horas de un día. Difiere del precio de despacho en que incluye el CERE en lugar del CEE	$/KWh	Día	Firma-Planta	XM
gen	generación	Generación neta de cada una de las unidades Nacionales en sus puntos de frontera.	KW	Hora	Firma-Planta	XM

gen_segur	generación de seguridad	Generación que se requiere para garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad, en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta generación es programada por el CND en el Despacho y Redespacho Programado, para que se cumpla los tres criterios fundamentales de la operación: (Seguridad, Confiabilidad y Economía). Estos recursos que prestan la Generación de Seguridad, desoptimizan el Despacho y Redespacho Programado.	KW	Hora	Firma-Planta	XM
cap	capacidad efectiva neta	Cantidad de potencia neta que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.	KW	Hora	Firma-Planta	XM
disp	disponibilidad declarada	Máxima cantidad de potencia neta que un generador puede suministrar al sistema durante el intervalo de tiempo determinado para el despacho económico o el redespacho, reportada diariamente en la oferta.	KW	Hora	Firma-Planta	XM
recon	reconciliación positiva	Es el valor de la compensación positiva que se debe aplicar a los generadores para cada uno de sus recursos ofertados debido a las diferencias entre el despacho ideal y la generación real. Este concepto aplica desde octubre del 2000	KW	Hora	Firma-Planta	XM
comp_cont	compras en contratos	Energía comprada mediante contratos de largo plazo	KW	Hora	Firma	XM
vent_cont	ventas en contratos	Energía vendida mediante contratos de largo plazo	KW	Hora	Firma	XM

pbol	precio *spot*	Precio de oferta de la última planta flexible para atender la demanda comercial nacional, más delta de incremento para remunerar los costos no cubiertos de las plantas térmicas en el despacho ideal.	$/KWh	Hora	-	XM
delta	delta incremental	Incremento sobre el Máximo Precio Ofertado Nacional horario para calcular el Precio de Bolsa Nacional (Resolución 51/2009). La información se calcula a partir de los Costos de Arranque y Parada reportados por los Agentes, la Demanda Comercial y el resultado de la liquidación del Mercado de Energía Mayorista.	$/KWh	Día	-	XM
demanda_pron	demanda pronosticada	Pronostico de demanda de energía oficial utilizado por XM	KWh	Hora	-	XM
emisiones	emisiones de C02	Emisiones de C02 totales del sistema interconectado nacional	KiloTon	Hora	-	XM
volumen_m3	volumen embalsado en la planta	Es la reserva de agua almacenada en un embalse que puede ser utilizada para generar energía	m3	Día	Planta	XM
caudal_m3	caudal del río que alimenta la planta	Valores de la hidrologia de los caudales de los rios del SIN	m3	Día	Planta	XM
gas	precio internacional del gas	Precios futuros del gas natural NGM9	$US/btu	Día	-	Investing.com
carbon	precio internacional del carbón	Precios futuros del carbón UCXMc1	$US/kg	Día	-	Investing.com

fuel oil	precio internacional del petroleo	Precios futuros petróleo crudo WTI CLN9	$US/bar	Día	-	Investing.com
trm	tasa representativa del mercado	Tipo de cambio dólar estadounidense a peso colombiano	$COL/US	Día	-	Investing.com
temperatura	temperatura promedio nacional	temperatura promedio de las 7 ciudades principales de Colombia	°C	Día	-	IDEAM
mei	medida de presencia fenómeno de El Niño	Multivariate ENSO (El Niño Southern Oscillation) Index es una medida multivariada dada por el primer componente principal de seis variables observadas en el océano Pacífico tropical: Presión a nivel del océano, componentes zonales y meridionales de viento superficial, temperatura superficial del océano Pacífico, temperatura superficial del aire y nubosidad. Los valores son normalizados de tal forma que aquellos que resultan altos representan la fase cálida del ENSO (El Niño), mientras que los valores más bajos representan la fase fría del ENSO (La Niña)	Índice	Mes	-	NOAA (2018)
nino	indicador de fenómeno de El Niño	Variable dummy que toma el valor de 1 cuando el indicador MEI es mayor o igual a 56, 0 en otro caso. Valores del MEI superiores a 56 definen un periodo de Niño fuerte	-	Mes	-	Elaboración propia