

BORRADORES DE ECONOMÍA



Poder de mercado y eventos
climáticos adversos en un
mercado de electricidad
hidro-dominado

Por:
David Rios
Alex Perez
Jaime Carabali
Luis Meneses

Núm. 1266
2024



Poder de mercado y eventos climáticos adversos en un mercado de electricidad hidro-dominado*

David Rios, Alex Perez, Jaime Carabali, y Luis Meneses

Las opiniones expresadas en este documento son responsabilidad exclusiva de los autores y no representan el punto de vista del Banco de la República ni de su Junta Directiva.

Resumen

Estudiamos el efecto de los eventos climáticos adversos sobre los precios minoristas de la electricidad. Nos enfocamos en el caso colombiano dado que este mercado se encuentra hidro-dominado y expuesto al fenómeno de El Niño, el cual provoca una reducción notable del componente hidrológico de la generación de electricidad. Diseñamos un modelo estructural para entender la formación de los precios minoristas. Posteriormente, utilizamos el modelo para estudiar cómo responden los precios a eventos climáticos severos. Los resultados muestran que, cuando no hay presencia de El Niño, las firmas minoristas tienden a traspasar de forma más que completa los choques de costos a los precios. Por otro lado, no encontramos evidencia de que el traspaso difiera cuando hay presencia de El Niño. Esto implica que el efecto de El Niño sobre los precios minoristas corre a través de su efecto sobre los costos mayoristas, exclusivamente. Encontramos evidencia de que los precios minoristas incrementan en presencia de El Niño, debido al incremento de los precios spot en el mercado mayorista de electricidad.

Palabras clave: *Mercados de electricidad, Precios minoristas, Precios mayoristas, Fenómeno de El Niño*

Clasificación JEL: *D43, Q49, L11, L12, L94.*

*David Ríos, Investigador, CIAT, Colombia. david.rios@correounivalle.edu.co. Alex Pérez, Banco de la República de Colombia. alex.perez@correounivalle.edu.co. Jaime Carabali, Banco W, Colombia. jaime.carabali@correounivalle.edu.co. Luis Meneses, Profesor de Finanzas, Universidad Cooperativa de Colombia. luis.menesesc@campusucc.edu.co. Agradecemos los comentarios de John Jairo García, Juan Carlos Zambrano, Luis Fernando Melo, Margarita Gáfaró, Juan Esteban Carranza, Juan Sebastián Vélez, y Camilo Bohórquez. Las opiniones expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las instituciones a las que pertenecen ni a sus juntas directivas.

Market power and adverse weather events in a hydro-dominated electricity market*

David Rios, Alex Perez, Jaime Carabali, and Luis Meneses

The views expressed in this document are the sole responsibility of the authors and do not represent the views of Banco de la República or its Board of Directors.

Abstract

We study the effect of adverse weather events on retail electricity prices. We focus on the Colombian case given that this market is hydro-dominated and exposed to the El Niño phenomenon, which causes a notable reduction in the hydrological component of electricity generation. We design a structural model to understand the formation of retail prices. We then use the model to study how prices respond to severe weather events. The results show that, under normal conditions, retail firms have control over the pass-through of wholesale cost shocks to retail prices. However, we do not find evidence that the pass-through differs when El Niño is present. This implies that El Niño's effect on retail prices runs through its effect on wholesale costs exclusively. We find evidence that retail prices increase in the presence of El Niño, due to the increase in spot prices in the wholesale electricity market.

Keywords: *Electricity markets, Retail prices, Wholesale prices, El Niño phenomenon.*

JEL Classification: *D43, Q49, L11, L12, L94.*

*David Ríos, Researcher, CIAT, Colombia. david.rios@correounivalle.edu.co. Alex Pérez, Banco de la República de Colombia. alex.perez@correounivalle.edu.co. Jaime Carabali, Banco W, Colombia. jaime.carabali@correounivalle.edu.co. Luis Meneses, Professor of Finance, Universidad Cooperativa de Colombia. luis.menesesc@campusucc.edu.co. We appreciate the comments of John Jairo García, Juan Carlos Zambrano, Luis Fernando Melo, Margarita Gáfaró, Juan Esteban Carranza, Juan Sebastian Velez, and Camilo Bohorquez. The opinions expressed in this document are the responsibility of the authors and do not compromise the institutions to which they belong or their boards of directors.

En Colombia, los precios de la electricidad dependen fundamentalmente de variables hidrológicas. Esto se debe a que las centrales hidroeléctricas proporcionan la mayor parte de la generación de electricidad del país. Diferentes estudios aplicados a Colombia han investigado cómo el precio spot de la electricidad responde a las variaciones en las condiciones climáticas, centrándose en las respuestas de los precios al fenómeno de El Niño ([Sierra y Castaño, 2010](#); [Gil y Maya, 2008](#); [Villarreal, 2017](#); [Botero et al., 2016](#); [Perez et al., 2022a](#)). El fenómeno de El Niño se relaciona con incrementos en la temperatura del Océano Pacífico oriental ecuatorial. Este calentamiento implica periodos de sequías que afectan el nivel de los ríos en Colombia, y con ello, afectan la capacidad del país para generar electricidad con su principal fuente. En Colombia, El Niño se clasifica como débil o fuerte según el grado al cual suban las temperaturas y la duración del periodo. El Niño puede durar pocos meses, o extenderse por más de un año. La evidencia indica que en presencia de un fenómeno de El Niño fuerte incrementan los precios spot de la electricidad, y su vez estos tienden a ser más volátiles.

La forma en que se relacionan los precios de la electricidad y la generación hidroeléctrica ha sido ampliamente estudiada en el caso colombiano. [Sierra y Castaño \(2010\)](#) encuentran que la serie de precios spot tiende a seguir de cerca la dinámica del cociente entre la demanda y el nivel agregado de las entradas de agua en las plantas hidroeléctricas del país. El fenómeno de El Niño tiene un efecto directo sobre los caudales de los ríos, y por ello en las entradas de agua de las plantas hidroeléctricas, lo cual afecta el precio spot. Cuando hay una mayor disponibilidad del recurso hídrico, los precios tienden a ser menores, y cuando este recurso es escaso, los precios se incrementan. Esto muestra que para modelar el efecto de El Niño sobre los precios spot, se debe modelar el comportamiento de las entradas de agua. Por otro lado, [Perez et al. \(2022a\)](#) encontraron que hay períodos en los que la relación entre la demanda y las entradas de agua no puede explicar por sí sola los aumentos en los precios spot, como fue El Niño de 2015-2016. Los autores señalan que buena parte del aumento de los precios durante este período se debió al cierre de dos termoeléctricas que no pudieron cumplir con sus obligaciones de generación de emergencia. Este aspecto conlleva que cada caso en que hay presencia del fenómeno de El Niño existen eventos particulares que pueden resultar determinantes para el precio spot.

Existen pocos estudios aplicados a la formación de los precios minoristas de la electricidad en Colombia, destacando el estudio de [Correa-Giraldo et al. \(2021\)](#) y [McRae y Wolak \(2021\)](#). En [Correa-Giraldo et al. \(2021\)](#), los autores estiman el traspaso de los costos mayoristas del suministro de electricidad a los precios minoristas para los usuarios regulados. Para ello, proponen un modelo econométrico para una ecuación en forma reducida, siguiendo a [Duso y Szücs \(2017\)](#), sobre los determinantes del precio minorista. Sus resultados muestran que las empresas tienden a transmitir los choques de costos mayoristas más que proporcionalmente a los precios minoristas. Además, encuentran evidencia de que las firmas con más concentración de mercado tienden a tener un mayor traspaso que las firmas restantes. Asimismo, documentan que el traspaso ha aumentado a lo largo de los años. Los autores relacionan este último hecho con el costo implícito por El Niño de 2015 y 2016, que elevó los precios spot a máximos históricos y provocó que el traspaso aumentara a lo largo de los años. Adicionalmente, no conocemos un trabajo aplicado que estudie el efecto de El Niño sobre los precios minoristas de la electricidad en Colombia. Nuestro trabajo procura llenar este hueco en la literatura. En [McRae y Wolak \(2021\)](#) se estudia cómo se puede reformar la política de precios minoristas de la electricidad vigente para mejorar la adopción de nuevas tecnologías limpias por parte de los usuarios residenciales. Los autores destacan que la regulación vigente no favorece la inclusión de tecnologías limpias, las cuales perjudican a los hogares de menores ingresos por los incrementos en los precios finales, fomentando el uso de combustibles fósiles. Por ello, los autores plantean diferentes cambios regulatorios que promueven mayores beneficios económicos, ambientales y de salud motivando la adopción de tecnologías limpias y protegiendo a los consumidores de bajos ingresos de incrementos en sus precios finales. En este trabajo no estamos interesados en estudiar el caso de los usuarios regulados residenciales, por lo cual no seguimos la estrategia de [McRae y Wolak \(2021\)](#).

En este documento, proporcionamos un modelo estructural para estudiar cómo los precios minoristas responden a los eventos climáticos severos a corto plazo. En la literatura para la estimación de modelos estructurales aplicados al mercado eléctrico destacamos [Wolfram \(1999\)](#) y [Bushnell et al. \(2008\)](#). Estos trabajos estudian cómo los precios

spot de la electricidad se ven afectados por el poder de mercado de las firmas generadoras. Entre las aplicaciones recientes destacamos [Lundin y Tangeras \(2020\)](#) para los mercados mayoristas nórdicos y [Ribó-Pérez et al. \(2019\)](#) para España. [Lundin y Tangeras \(2020\)](#) identifican la existencia de poder de mercado por parte de las firmas generadoras y estudian qué factores pueden explicar su existencia, en cambio, [Ribó-Pérez et al. \(2019\)](#) estudian cómo la inclusión de la autogeneración afecta la formación de precios mayoristas en presencia de poder de mercado de las firmas generadoras. Para Colombia, destacamos los trabajos de [Perez y Garcia-Rendon \(2020\)](#) sobre el efecto de la inclusión de energías renovables no convencionales sobre el precio spot y [Camelo et al. \(2018\)](#) sobre el efecto de la transición de un sistema donde las firmas se comprometen a cubrir los costos de arranque/parada de sus plantas, y otro donde un planificador centralizado se asegura de que estos sean cubiertos por el precio de mercado. A nuestro conocimiento, no encontramos trabajos que desarrollen un modelo estructural para estudiar la formación de precios en los mercados minoristas de electricidad.

Nosotros nos enfocamos en estudiar el mercado minorista de usuarios no regulados en Colombia. A diferencia de los usuarios regulados, los no regulados pueden negociar libremente los componentes de Generación y Comercialización de los precios, por lo cual, el precio minorista que estos pagan se encuentra sujeto en buena medida a las leyes de la oferta y la demanda. Trabajamos con datos mensuales para el periodo 2012-2019, el cual tiene registrado dos periodos de El Niño, uno con impactos relevantes sobre el mercado como fue El Niño de 2015-2016, y otro que fue corto y sin efectos a inicios de 2019. Para estudiar cómo los eventos climáticos severos afectan los precios minoristas, utilizamos una estrategia en dos partes. Los eventos climáticos severos de corto plazo tienen un efecto directo en el nivel mayorista del mercado, afectando la formación de precios spot. Proponemos una ecuación en forma reducida para estudiar este efecto directo¹. Posteriormente, proponemos un modelo estructural para la competencia en el mercado minorista. Analizamos cómo responden los precios minoristas a los cambios en los componentes del costo mayorista, entre ellos el precio spot. Además, evaluamos cómo la presencia de energía renovable no convencional puede aliviar los aumentos en los precios minoristas en respuesta al evento climático severo.

Destacamos dos resultados relevantes, uno para el mercado minorista en general, y otro para el efecto del evento climático sobre los precios en particular. En cuanto al mercado minorista, encontramos evidencia de un traspaso más que completo de los choques de costos mayoristas a los precios para todos mercados estudiados. Los márgenes de beneficio promedio entre mercados de las firmas minoristas tienden a ser del orden de 14 %. Adicionalmente, no encontramos evidencia de que el traspaso de los choques de costos de las firmas minoristas a los precios minoristas difiera entre periodos con condiciones normales y en presencia de El Niño, excepto para 1 de los 20 mercados estudiados.

Con relación al efecto de los eventos climáticos severos proponemos un escenario en el cual evaluamos como la presencia de El Niño a lo largo de todo el año 2019 afectaría los precios minoristas. El año 2019 es un año con condiciones normales, excepto por los meses de febrero y marzo en que se detectó presencia de El Niño, pero sin efectos sustanciales sobre el mercado. En el escenario proponemos un evento de El Niño extenso similar al que ocurrió en los años 2015-2016. Encontramos que, en presencia de El Niño, el nivel agregado de las entradas de agua caería un 23 %, por lo cual, los precios spot incrementarían en promedio un 19.2 %. Con relación a los precios minoristas, encontramos que estos incrementarían entre 1 % y 3.8 %, dependiendo del grado de exposición de las firmas minoristas a las compras en el mercado spot. Finalmente, encontramos que la inclusión de fuentes de energía renovables no convencionales tiende a reducir el incremento de los precios minoristas pagados por los usuarios finales cuando ocurre El Niño.

Este documento está organizado de la siguiente manera. La sección 1 presenta los detalles institucionales del mercado y los datos que utilizamos. La Sección 2 desarrolla un modelo de competencia entre firmas para estudiar

¹Además del mercado spot, existe el mercado de contratos bilaterales de largo plazo, donde se forman a su vez precios de los contratos. Sin embargo, como veremos más adelante, estos precios no presentan variaciones fuertes en el corto plazo ante eventos climáticos severos, en cambio, su respuesta suele ser de largo plazo

como las firmas transmiten los movimientos de los costos a los precios finales. La sección 3 contiene la estrategia empírica. En la sección 4 se presentan los resultados y los análisis de los escenarios, y la Sección 5 contiene las conclusiones.

1. Aspectos institucionales y datos

1.1. Nivel mayorista

El mercado de electricidad en Colombia se compone de dos niveles: mayorista y minorista. En el nivel mayorista se forman el precio spot de la electricidad, el cual es la principal señal de mercado a nivel mayorista, y se forman precios de contratos bilaterales entre firmas generadoras y firmas minoristas, los cuales permiten a sus firmantes cubrirse ante el riesgo que implican las fuertes variaciones del precio spot. Para la formación del precio spot se tiene designado un operador de mercado, llamado XM, el cual realiza una subasta de precio uniforme con puja compleja a través del Centro Nacional de Despacho (CND) para determinar el precio de cada hora del día siguiente, junto con los programas de generación de cada planta que resulte despachada en la subasta. El operador de mercado utiliza los pronósticos de demanda del día siguiente, y mediante un algoritmo que minimiza el costo de despacho sujeto a restricciones económicas y tecnológicas, determina el precio spot junto con los programas que cada planta debe seguir para satisfacer la demanda del día siguiente. Este es un mecanismo que se basa en el orden de mérito donde las plantas que ofertan menores precios son despachadas, y las que ofertan mayores precios no. Las firmas generadoras que participan de la subasta envían pujas para cada una de sus plantas generadoras que contiene el precio ofertado, la disponibilidad declarada para generar, y si la planta es térmica, se incluyen los costos de arranque y parada. En Colombia los principales tipos de plantas son las hidroeléctricas y las termoeléctricas. Esta es la información que el CND utiliza para realizar la subasta del día siguiente y determinar el precio spot para cada hora.

Como medida para evitar el ejercicio de poder de mercado por parte de las firmas generadoras, la Resolución CREG 060 de 2007 establece que las firmas generadoras no pueden tener una participación mayor al 25 % en la generación total del día. En caso de que en un día el despacho indique a una firma generadora con una participación superior al 25 %, el operador debe asignar la producción de la última planta despachada de la firma a la siguiente en el orden de mérito de la subasta.

Por otro lado, 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 subasta del mercado spot. Los precios establecidos en los contratos pueden ser fijos por contrato o iguales al precio de Bolsa con topes máximos y mínimos. La vigencia de los contratos varía entre pocos meses hasta 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. 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 integración vertical 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.

Para finalizar la descripción del nivel mayorista, presentamos los relacionados con el precio de escasez y las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Debido a que el país está sujeto a fuertes periodos de sequía ocasionados por el fenómeno de El Niño, con el fin de evitar racionamientos o interrupciones en el suministro de energía se crea el Cargo por Confiabilidad. El bien que se transa en el mercado de confiabilidad es el contrato de OEF. Este título es una opción de compra, con la que el regulador adquiere el derecho a comprar energía en firme de los generadores a un precio pactado y por lo que dure la vigencia de la opción. El precio de ejercicio de la opción viene dado por el precio de escasez. Este precio es el precio máximo que pueden recibir los generadores cuando entregan sus OEF.

El regulador realiza el cálculo del precio de escasez, que corresponde al valor del costo de generación de la planta con menor eficiencia tecnológica que utilizó Fuel Oil No. 6 como combustible alternativo (CREG, 2006). Bajo este contrato el regulador obtiene un derecho a adquirir energía en firme para el cargo por confiabilidad del contratante, siempre que el precio spot supere al precio de escasez. De ejecutarse la opción, el generador está en la obligación de generar la cantidad de energía que le asigne el CND, según lo dicte el despacho determinado en la subasta. Este mecanismo busca garantizar que, en presencia del fenómeno de El Niño, no se produzcan racionamientos de energía y la energía pagada por los usuarios finales no sea tan elevada, dado que el precio que pagan por la energía generada es el precio de escasez y no el precio spot.

1.2. Nivel Minorista

Con relación al nivel minorista, este se compone de las firmas minoristas o comercializadoras y los usuarios finales. Las firmas minoristas cumplen la función de comprar electricidad de los generadores para vendérsela a los usuarios finales. Estas pueden comprar la electricidad de los generadores a través de contratos de largo plazo o ir directamente al mercado spot. Los comercializadores reciben los pagos por la energía de los usuarios 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 requieren las firmas generadoras.

Los usuarios finales están divididos entre usuarios regulados y no regulados. Para los usuarios regulados el precio por la electricidad que estos consumen es fijados por el regulador. Los usuarios no regulados pueden negociar libremente los términos de pago con los comercializadores para los componentes de generación y comercialización. Adicionalmente, los usuarios no regulados eligen libremente con que comercializador contratar. Un usuario puede ser no regulado, si así lo desea, solo cuando su demanda de electricidad supera los 55 MWh/mes, es decir, este calificativo aplica solo para grandes consumidores de electricidad. Para un día promedio, la participación de los usuarios regulados en la demanda total es de 67 % y para los usuarios no regulados es 33 %.

En cuanto a la formación del precio minorista, este se encuentra determinado por la Resolución 119 de 2007 (CREG, 2007b) y sus modificaciones pertinentes. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es el regulador del sector eléctrico colombiano. Esta Resolución establece que el precio minorista pagado por los usuarios finales por cada kWh se hace de forma mensual y tiene seis componentes: Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D), Comercialización (C), Pérdidas (P) y Restricciones (R). Esta Resolución se aplica de forma obligatoria para los usuarios regulados, mientras que para los usuarios no regulados hay libertad en la negociación de dos componentes del precio: G y C . Dado que las actividades de T y D se asocian con monopolios naturales, debido a la estructura de costos medios decrecientes, esta se encuentra regulada para los dos tipos de usuarios. El pago que se realiza por estos componentes está determinado por el regulador en la Resolución 119 de 2007. Dado que está por fuera del control de las firmas generadoras o comercializadoras, los componentes R y P se encuentran bajo determinación del regulador.

La forma en que se descompone el precio minorista es la siguiente:

$$p_{v,t,f,d} \equiv G_{t-1,f,d} + T_t + D_{v,t} + C_{t,f,d} + P_{v,t,f,d} + R_{t,f}, \quad (1)$$

donde v denota el nivel de voltaje de conexión del usuario, t es mes, f denota minorista y d es el mercado comercial que depende del departamento o región. A continuación, describimos brevemente como se determina cada componente.

Transmisión (T) y Distribución (D): El transporte de la electricidad desde las plantas generadoras hasta los usuarios finales se realiza a través del sistema de transmisión nacional (STN), luego se pasa al sistema de transmisión regional (STR), y finalmente se lleva a los usuarios mediante Sistemas de Distribución Locales (SDL). La CREG definió al STN como el sistema de transmisión de energía eléctrica interconectado conformado por el conjunto de

líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. El STR está integrado por redes de transmisión regionales o interregionales conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados que operan en tensiones inferiores a 220 kV. Los SDL están integrados por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en tensiones inferiores a 220 kV que no pertenecen al STR por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

El valor mensual pagado por el STN es único a nivel nacional e independientes del nivel de tensión al que se encuentra conectado el usuario. El STR se divide en dos áreas: Norte y Sur². Las tarifas de STR dependen del área de transmisión. Estos costos se establecen mensualmente y son fijados por la Resolución 011 de 2009 (CREG, 2009). El componente de Transmisión se calcula mediante una relación entre el ingreso mensual del transmisor y la demanda de energía eléctrica del SIN. El costo de distribución depende de las zonas de distribución (ADD). La legislación establece una tarifa mensual única por nivel de tensión para cada ADD³.

Restricciones (R) y Pérdidas (P): LA forma de renumerar estos componentes está completamente regulado por la CREG. El pago por restricciones se destina a los recargos del sistema asociados a los límites técnicos de la red de transmisión. Este costo se asigna a cada minorista por mes y es independiente del tipo de usuario y nivel de voltaje. Las pérdidas constituyen la energía que se pierde de forma técnica y no técnica (robos) en la transformación y transporte de la electricidad. Este costo se asigna a cada minorista por mes y depende del tipo de usuario, localización y nivel de voltaje.

Generación (G): Las firmas comercializadoras establecen contratos con los generadores para satisfacer la demanda de sus usuarios en cada hora del día. Estos contratos definen la cantidad de electricidad para cada hora y el precio que se paga. Cuando la demanda en una hora del día es superior a la que el comercializador tiene contratada, este debe acudir al mercado spot y comprar la diferencia, cuando esta es inferior vende la diferencia en el mercado spot. Los costos transferidos por generación consideran las compras de electricidad realizadas por los comercializadores en el mercado spot y los contratos bilaterales en el mes anterior. Los costos de generación transferidos al usuario final, en el caso de los usuarios regulados, está establecido por una fórmula que dictamina como se debe cobrar el costo por generación. Para los usuarios no regulados este es de libre negociación entre el usuario, representado por los comercializadores, y los generadores. Sin embargo, podemos considerar que la estructura de la formación de los costos por generación es similar para ambos tipos de usuarios.

El costo por generación consiste en un promedio ponderado entre los precios spot y los precios de los contratos. Para el mercado spot, las firmas toman un promedio mensual del precio ponderado por las cantidades compradas en este mercado. Cuando el precio spot excede el precio de escasez en una hora determinada, el precio que las firmas cobran a los usuarios finales es el precio de escasez, no el precio spot al que compran la electricidad. Este mecanismo protege a todos los usuarios finales de cambios en el precio spot debido a cambios en las condiciones climáticas asociadas con El Niño y la escasez de recursos hídricos. En cuanto al precio de los contratos, las firmas establecen precios con los generadores, pero estos son confidenciales. No obstante, el operador del mercado informa el precio medio de los contratos de las firmas, tanto para los usuarios regulados como para los no regulados. El componente G es un promedio ponderado entre el precio promedio de las compras en el mercado spot y el precio de los contratos, donde el peso es la participación de las compras mensuales en cada mercado.

Comercialización (C): La remuneración por comercialización para los usuarios regulados consiste en un esquema de costo máximo no vinculante, esto es, los comercializadores pueden cargar a los usuarios regulados un valor igual o inferior al que se defina según la metodología del cálculo de este componente en la regulación. Para los usuarios

²El STR Norte cubre: La Guajira, Atlántico, Magdalena, Cesar, Sucre, Córdoba y Bolívar. STR Sur cubre los restantes departamentos del SIN.

³Central: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia. Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño. Oriente: Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C. Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare. Norte: Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre. Tolima representa un ADD por sí mismo.

no regulados este se negocia libremente entre usuarios y comercializadoras, y no tiene un tope superior o inferior.

1.3. Datos

Utilizamos tres fuentes de información: para el mercado mayorista utilizamos Sinergox de [XM \(2021\)](#), para el mercado minorista utilizamos datos de la [Superservicios \(2021\)](#), y para medir la presencia de El Niño utilizamos datos de [NOAA \(2022\)](#). Los datos minoristas incluyen información a un nivel detallado de desagregación. Nosotros utilizamos exclusivamente datos para usuarios no regulados con clasificación de comerciales o industriales. Por lo cual, estudiamos la formación de precios minoristas para grandes consumidores de electricidad que son empresas de vocación comercial o industrial. Tenemos información sobre el valor pagado en las facturas de electricidad en COP (incluidas y excluidas las contribuciones o subsidios) y la cantidad de electricidad consumida en kWh por los usuarios finales, y el número de usuarios. Estos datos tienen una frecuencia mensual, y usamos el periodo 2012 a 2019. Agregamos esta información a nivel de departamento-firma minorista y medimos el precio minorista como el cociente entre el valor pagado en facturas comerciales (excluyendo contribuciones) y la cantidad consumida⁴. Del mismo modo, para cada departamento, calculamos la participación en el consumo total que posee cada firma minorista, esta es una medida de la participación de mercado de la firma. Para el periodo 2012 a 2019 contamos en nuestros datos con 45 firmas que atienden usuarios no regulados en los 20 departamentos o mercados que se definen. De estas 45 firmas 20 se encuentran verticalmente integradas entre generación y comercialización. De las 45 firmas solamente 8 operan en 1 único mercado, por lo cual, la gran mayoría de las firmas son multi-mercado.

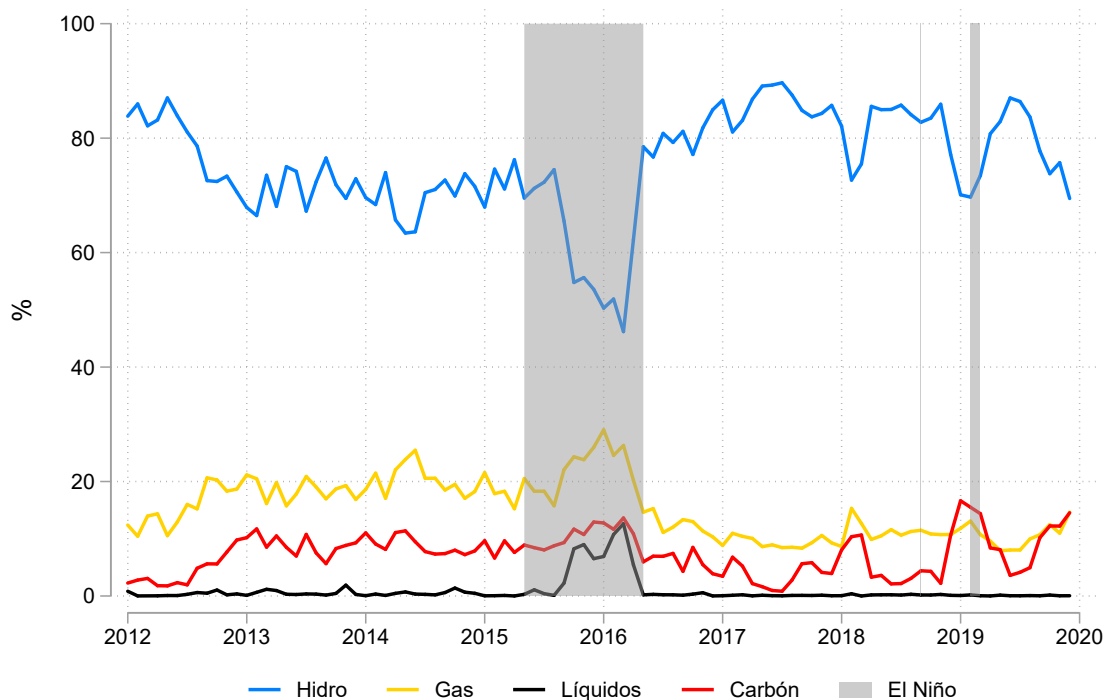
Para tener una medida de los costos mayoristas, utilizamos los datos de Sinergox, que proporciona información horaria sobre el precio spot y las cantidades compradas y vendidas en el mercado spot por las firmas minoristas, e información con frecuencia mensual de los precios promedio de los contratos no regulados de las firmas minoristas. No hay información sobre los precios específicos de cada firma, ya que estos son confidenciales. Para calcular el costo mayorista, seguimos a [Perez et al. \(2022b\)](#), utilizamos las cantidades netas compradas en el mercado spot para cada firma minorista como un ponderador del precio spot, y calculamos el precio spot promedio mensual para cada firma minorista. Cuando el precio spot de una hora es superior al precio de escasez, este último se utiliza para calcular el precio spot promedio mensual, según lo establecido reglamentariamente. Posteriormente, sumamos todas las cantidades compradas en el mercado spot en un mes y calculamos su participación en la demanda total de la firma minorista reportada en Superservicios. Esto nos da el peso del precio spot, y su diferencia de uno es el peso de los precios de los contratos. Finalmente, calculamos el costo mayorista de suministro de electricidad como un precio promedio ponderado entre el precio spot mensual y el precio de los contratos.

Para medir la presencia de El Niño utilizamos el Índice ENSO Multidimensional (MEI) de la [NOAA \(2022\)](#), que es una medida multivariada dada por el primer componente principal de seis variables observadas en el Océano Pacífico tropical. Estos datos están disponibles en el periodo 1979-2019. Los valores se normalizan de tal manera que los que son altos representan la fase cálida del ENSO (El Niño), mientras que los valores más bajos representan la fase fría (La Niña). Cuando este índice toma valores iguales o menores que -0.5 representa a La Niña, mientras que representa a El Niño con valores iguales o mayores a 0.5. En Colombia, El Niño está relacionado con un período seco, y La Niña con un período lluvioso ([Ramirez B. y Jaramillo R., 2009](#)). En particular, cuando el MEI supera el valor de 0.5 se considera que El Niño se encuentra en su etapa débil, y cuando el MEI supera 1 se considera un Niño Fuerte. Para esta investigación nosotros definimos como un periodo con presencia de El Niño como aquel en que hubo un Niño Débil o Fuerte.

El rol del fenómeno de El Niño en la generación de electricidad en Colombia queda expuesto en la Figura 1, donde

⁴Descartamos datos de los departamentos de Arauca, Caquetá, Casanare, La Guajira, Nariño y Putumayo por inconsistencias en el registro. Estos departamentos excluidos representan menos del 3 % del consumo anual de electricidad. Dado que algunos informes de valor en facturas y consumo muestran inconsistencias, eliminamos de nuestra muestra datos atípicos como el 1 % inferior y el 1 % superior de los precios minoristas calculados.

Figura 1: Participación por fuente en la generación de electricidad



presentamos la participación de la electricidad generada con plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, con frecuencia mensual, junto con barras grises que señalan la presencia de El Niño, para el periodo 2012 a 2019. Con relación a El Niño se encuentran dos periodos en los cuales hubo presencia de este fenómeno climático: mayo de 2015 a mayo de 2016, y febrero-marzo de 2019. Para las plantas termoeléctricas presentamos los tres principales tipos de combustibles. Bajo condiciones normales, la generación con plantas hidroeléctricas representa entre el 90 % y el 60 %, y la generación con plantas termoeléctricas representa el restante 10 % y 30 %. El principal combustible fósil para la generación es el gas natural, seguido del carbón. En presencia de El Niño la generación hidroeléctrica cae por debajo del 50 % de participación, se dispara las participaciones de gas natural y combustibles líquidos. De los dos periodos en los que se identifica presencia de El Niño, solamente el de 2015-2016 tiene un efecto sobre la generación hidroeléctrica en el país.

En la Figura 2, se observan las series de los precios minoristas promedio y los costos mayoristas promedio a nivel nacional, los intervalos que denotan la distribución de las variables entre los percentiles 5 y 95, y barras grises que señalan la presencia de El Niño. Esta figura proporciona evidencia de cómo los precios minoristas promedio siguen la dinámica de los costos mayoristas promedio, lo cual indica que nuestra estrategia para medir el componente de generación que pagan los usuarios no regulados, que sigue una estructura de formación similar a la de los usuarios regulados, es razonable. Se puede evidenciar que, en promedio, los precios minoristas y los costos mayoristas mantienen una relación 1 a 1, y no se observan cambios sistemáticos en la brecha que separa los precios minoristas de los costos mayoristas, lo cual es consistente con un comportamiento competitivo por parte de las firmas minoristas. Adicionalmente, se destaca que, en presencia de El Niño, los costos mayoristas y los precios minoristas tienden a subir. Con relación a la distribución de los precios minoristas esta es más estable que la que se calcula para los costos mayoristas.

Para los componentes del costo mayoristas, que son los precios spot, los precios de los contratos, en la Figura 3 presentamos las series de precio spot promedio mensual, precio promedio mensual de los contratos no regulados,

Figura 2: Precios minoristas y Costos mayoristas

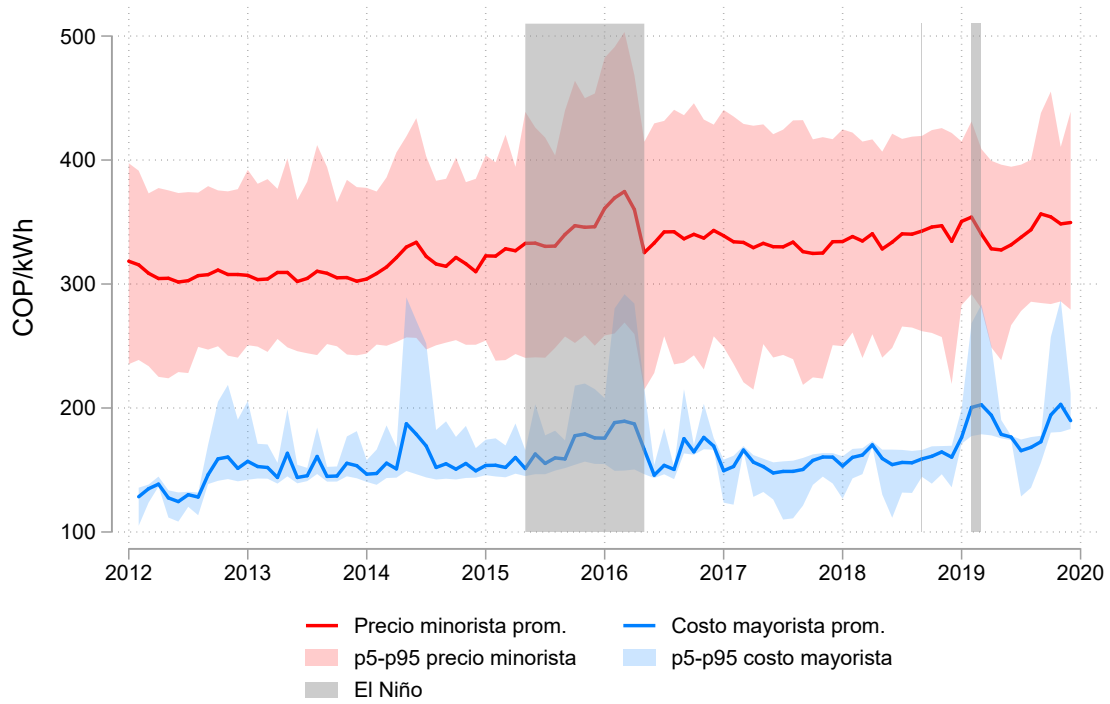
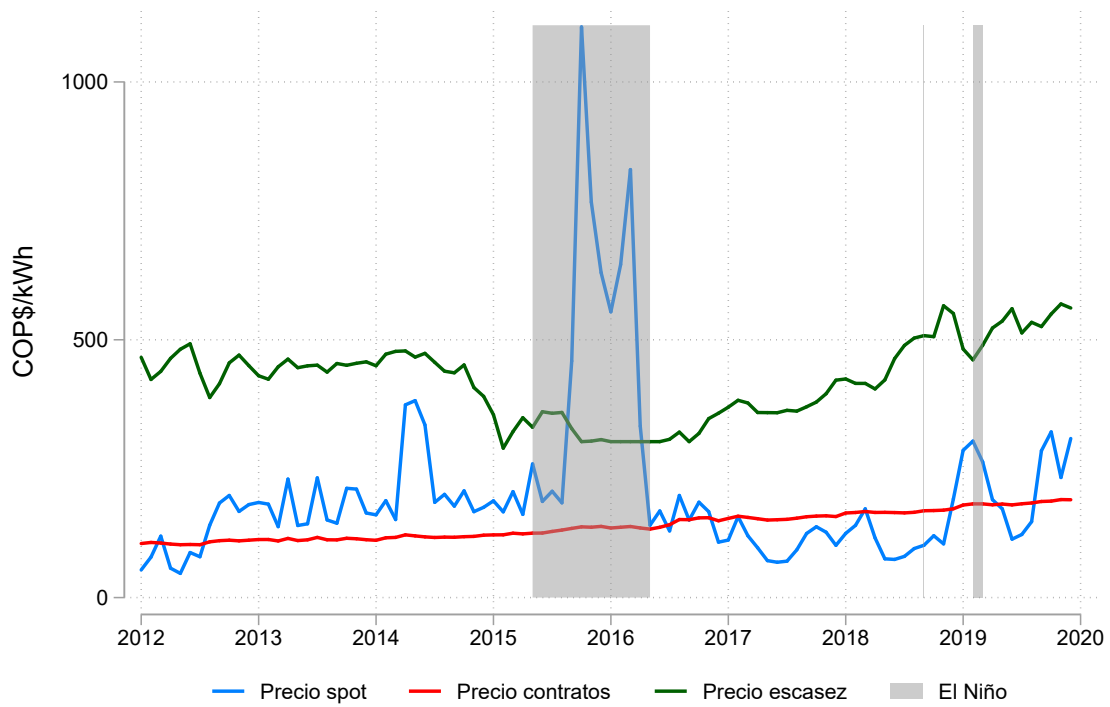


Figura 3: Precios spot, precio de los contratos, y precio de escasez



y el precio de escasez, para 2012 a 2019. Cabe destacar la limitación que representan los datos al no disponer de

los precios de los contratos a nivel de firma minorista. El precio promedio de los contratos no es muy variable, en comparación con el precio spot que tiende a fluctuar fuertemente. Adicionalmente, se destaca que en presencia de El Niño los precios spot tienden a responder sustancialmente, en cambio, los precios de los contratos no exhiben una respuesta de corto plazo. En general, los precios spot tienden a estar por debajo del precio de escasez para todo el periodo, excepto en presencia del fenómeno de El Niño, cuando los precios spot superan el precio de escasez. Cuando esto ocurre se activa el mecanismo que protege a los usuarios finales, y como se observa en la Figura 2, no sucede un incremento de proporciones similares en los costos mayoristas que componen el precio minorista de la electricidad.

Tabla 1: Descriptivas por mercado para el año 2019

	Número de firmas	Verticalmente integradas	Número de usuarios	HHI	Precio minorista COP/kWh	Costo mayorista COP/kWh	Peso de las compras en spot
Antioquia	17	7	801,75	0,49	348,27	184,79	19,6 %
Atlántico	16	5	661,18	0,39	348,77	185,07	16,0 %
Bogotá, D.C.	21	10	707,87	0,32	357,75	187,56	21,6 %
Bolívar	13	5	240,58	0,32	336,27	186,44	20,2 %
Boyacá	9	4	49,83	0,46	316,14	181,33	9,0 %
Caldas	11	6	100,67	0,54	345,63	188,79	22,2 %
Cauca	12	6	104,50	0,24	334,57	184,05	13,3 %
Cesar	9	5	56,17	0,28	318,17	193,66	27,0 %
Córdoba	11	3	78,42	0,32	335,59	184,81	17,0 %
Cundinamarca	18	5	358,17	0,24	363,70	184,52	16,0 %
Huila	11	5	118,42	0,36	329,46	181,90	9,3 %
Magdalena	12	6	119,31	0,29	335,68	185,52	16,6 %
Meta	14	6	101,37	0,44	350,06	184,55	16,0 %
Norte de Santander	9	4	93,00	0,43	351,77	181,25	9,0 %
Quindío	7	4	57,42	0,48	370,29	186,16	20,8 %
Risaralda	14	7	91,58	0,20	346,67	185,17	18,8 %
Santander	14	6	194,08	0,25	344,91	184,56	15,7 %
Sucre	10	5	39,50	0,33	340,99	188,59	21,0 %
Tolima	15	7	135,48	0,21	347,14	184,29	19,0 %
Valle del Cauca	21	9	880,42	0,17	336,58	184,84	15,5 %

En la Tabla 1 presentamos algunas descriptivas en el año final de la muestra para los 20 mercados que se utilizan para la estimación del modelo estructural. En las columnas segunda y tercera presentamos el número de firmas que aparecen en el año 2019 en los datos, junto con el número de ellas que está integrada verticalmente entre generación y comercialización. En las columnas tercera en adelante presentamos el valor promedio entre los 12 meses del número de usuarios que son atendidos, la medida de concentración de mercado de HHI, el precio minorista y el costo mayorista promedio, y el peso que las firmas asignan al mercado spot. Para el año 2019, el número de firmas por mercado oscila entre 7 y 21, siendo Quindío el mercado con menos firmas y Bogotá y Valle del Cauca los que más tienen. Entre las firmas que componen cada mercado, algunas están verticalmente integradas entre generación y comercialización, siendo Bogotá el mercado con más firmas verticalmente integradas con 10. El mercado con un menor número promedio de usuarios es Sucre con 27, y los que más usuarios promedio tienen son Antioquia y Valle del Cauca con más de 800. En particular, para el año 2019, en promedio, el número de usuarios no regulados entre los 20 mercados es 4989. El mercado con firmas que tienen una mayor concentración de mercado es Caldas con un HHI de 0.54, y el mercado con una menor concentración es Valle del Cauca con un HHI de 0.17. En general, observamos que 15 de 20 mercados tienen un HHI superior a 0.25, lo cual indica alta concentración. Los precios minoristas y costos mayoristas promedio son poco dispersos entre mercados, oscilando entre 316 COP/kWh (Boyacá) y 370 COP/kWh (Quindío) para los precios, y entre 181 COP/kWh (Boyacá) y 193 COP/kWh (Cesar) para

los costos. Finalmente, tenemos que el mercado con firmas que más tienden a exponerse a compras en el mercado spot es Cesar con un peso promedio del 27 %, y el mercado con firmas que menos tienden a exponerse a spot son Norte de Santander y Boyacá con 9 %.

2. Modelo

Seguimos los modelos de [Bushnell et al. \(2008\)](#) y [Wolfram \(1999\)](#). El modelo que desarrollamos permite estudiar la formación del precio minorista en un mercado de un bien homogéneo cuando existe poder de mercado por parte de las firmas. Hay N firmas minoristas en el mercado. La firma minorista i tiene una función de producción lineal de la forma $C_i(q_i) = c_i q_i$ donde $c_i > 0$ es el costo marginal (constante) de la firma i y q_i las cantidades. Por el lado de la demanda, esta se describe de forma agregada como $D(P^r, \mathbf{x}, \epsilon)$ donde P^r es el precio minorista, \mathbf{x} es un vector de factores observables que desplazan la demanda, y ϵ representa un término de perturbación.

El problema de maximización de beneficios de la firma minorista i es:

$$\max_{\{q_i\}} \pi_i = P^r(Q, \mathbf{x}, \epsilon) q_i - C_i(q_i), \quad (2)$$

donde $Q = \sum_{i=1}^N q_i$ es la cantidad total en el mercado, y P^r es la función inversa de demanda. La CPO de 2 para la firma minorista i es

$$\frac{\partial \pi}{\partial q_i} = P^r(Q, \mathbf{x}, \epsilon) + \frac{\partial P^r}{\partial Q}(Q, \mathbf{x}, \epsilon) \theta_i q_i - c_i = 0. \quad (3)$$

$\theta_i = \frac{\partial Q}{\partial q_i} = 1 + \sum_{j \neq i}^N \frac{\partial q_j}{\partial q_i}$ es la variación conjetural de la firma minorista sobre la reacción del mercado a un cambio en su variable estratégica ([Bresnahan, 1989](#)). θ_i es un parámetro de comportamiento que nos permite representar una amplia gama de posibles resultados de mercado, incluido el modelo estándar de competencia simétrica de oligopolio y la competencia perfecta. Cuando $\theta_i = 1$ la firma minorista considera que sus acciones no alteran las de sus rivales, y por lo tanto, la firma minorista actúa como un monopolista contra su demanda residual del mercado. Este caso representa el equilibrio Cournot-Nash para un oligopolio simétrico. En cambio, cuando $\theta_i = 0$ la firma minorista tiene un comportamiento competitivo ya que sus acciones no cambian la cantidad total que existe en el mercado. Si asumimos la conjetura de maximización de beneficios conjunta o colusión tenemos $\theta_i = N$, donde las N firmas minoristas producen la cantidad de monopolio puro, y cada uno establece el precio de monopolio. Valores negativos de θ_i son típicos, por ejemplo, entre productos inferiores en el modelo de [Shaked y Sutton \(1982\)](#) de productos diferenciados verticalmente con competencia en precios. Esto implica que las firmas ganan una mayor participación del excedente del productor en la medida en que son las grandes firmas las que tienen un valor θ_i más altos. Sin embargo, dado que estamos modelando el mercado de electricidad, y este es un bien normal, no consideramos este caso para nuestro análisis.

De la condición 3 obtenemos:

$$P^r = \frac{P^r \theta_i q_i}{\eta Q} + c_i, \quad (4)$$

$$P^r = \left(\frac{\eta}{\eta - \theta_i s_i} \right) c_i, \quad (5)$$

donde $\eta = -\frac{\partial Q}{\partial P^r} \frac{P^r}{Q}$ y $s_i = \frac{q_i}{Q}$. La condición 5 establece la regla de precios de la firma minorista i . Cuando $\eta > 1$ y $s_i, \theta_i \in [0, 1]$ tenemos que $\frac{\eta}{\eta - \theta_i s_i} > 1$, es decir, la firma minorista impone un margen de beneficio

sobre el costo marginal al fijar el precio P^r (Bettendorf et al., 2003). La condición $\theta_i \in [0, 1]$ implica que no hay comportamiento colusivo en el mercado. Cuando $\theta_i > 1$ el margen de beneficio resultante puede ser negativo, dado que la maximización de beneficios conjunta internaliza el efecto que tiene la decisión de una firma sobre la conjetura $\frac{\partial q_j}{\partial q_i}$ de otra. La condición 5 sugiere que, si una firma minorista tiene poder de mercado, puede controlar el traspaso de los costos marginales a los precios minoristas para obtener beneficios por encima del coste marginal. Adicionalmente, una de las fuentes de heterogeneidad entre firmas del margen de beneficio es la participación de mercado. Las firmas con más participación de mercado tienen márgenes de beneficios menores que las firmas con menor participación de mercado.

La formalización del rol que juega θ como parámetro de conducta en modelos de competencia imperfecta simétrica se debe a Weyl y Fabinger (2013). Cuando θ no depende de las condiciones de mercado, se tiene la interpretación estándar discutida anteriormente, donde θ permite contemplar comportamientos entre la competencia perfecta y el monopolio puro, como la competencia de Cournot o la competencia monopolística, hasta el comportamiento tipo cartel. Weyl y Fabinger (2013) muestran cómo se comporta θ cuando este depende de las condiciones de mercado. Para el caso de productos diferenciados y elección discreta por parte de los consumidores, la competencia en precios implica que θ aumenta a medida que aumentan los precios y disminuyen las cantidades, entonces el traspaso es más alto de lo que sugiere el caso en que θ no depende de las condiciones de mercado. Sin embargo, para el caso que nosotros estamos estudiando, no es razonable considerar que la electricidad que venden las firmas minoristas sean un bien diferenciado. Por ello, utilizamos el caso tradicional en que θ no varía con las condiciones de mercado, y obtenemos los resultados expuestos anteriormente, que son estándar en la literatura.

3. Estrategia empírica

3.1. Elasticidad de la demanda

Cada departamento en nuestros datos representa un mercado. Asumimos que cada firma minorista actúa de forma independiente en cada mercado, es decir, las firmas minoristas maximizan beneficios en cada departamento de forma independiente. Asumimos que los parámetros fundamentales de la demanda son similares para todos los consumidores en todo el país, es decir, los parámetros de la función de demanda no varían entre mercados. Para identificar los coeficientes θ es necesario tener una estimación de la elasticidad de la demanda η . Siguiendo a Wolfram (1999), estimamos una versión log-lineal de la ecuación de demanda:

$$\ln Q_{dt} = \beta \ln P_{dt}^r + \mathbf{x}'_{dt} \boldsymbol{\alpha} + \epsilon_{dt}, \quad (6)$$

donde Q es el consumo medio por usuario en el mercado d en el periodo t , P^r es el precio minorista promedio en el mercado d y periodo t , y \mathbf{x} incluye variables que determinan la demanda eléctrica de usuarios no regulados industriales y comerciales a nivel agregado. Entre los controles incluimos el Índice de Producción Manufacturera (IPM) como medida del nivel de actividad económica, el cual varía mensualmente y es agregado a nivel nacional. Incluimos el precio promedio departamental del gas natural (COP/m³) para usuarios industriales y comerciales en cada departamento y con frecuencia mensual, reportado por Superservicios (2021), el cual sirve como bien sustituto de la electricidad para los grandes consumidores industriales y comerciales para satisfacer sus necesidades energéticas⁵. Dado que estamos trabajando con usuarios no regulados, que son grandes consumidores de electricidad a nivel industrial y comercial, no consideramos variables climáticas como la temperatura como un determinante de la demanda de electricidad, como si lo es para pequeños consumidores como es el caso de los usuarios residenciales (Harish et al., 2020).

Dado que existe un problema de causalidad bidireccional entre $\ln Q$ y $\ln P^r$, instrumentamos el precio minorista

⁵Los precios del gas natural para uso industrial o comercial están regulados por la CREG. El gas natural para generación de electricidad en el mercado spot no se encuentra regulado por la CREG y su precio depende de los precios internacionales del gas y del tipo de cambio.

con el nivel de las entradas de agua (en logaritmos) a las plantas hidroeléctricas. Una alta disponibilidad del recurso hidrológico conduce a precios minoristas más bajos para los usuarios finales, y una escasez implica precios minoristas más altos. Además, el nivel de las entradas de agua no tiene una correlación con el nivel de demanda de electricidad por parte de los usuarios. A partir de la estimación de la ecuación 6, recuperamos la elasticidad subyacente (constante) de la demanda de la forma:

$$\hat{\eta} = -\frac{\partial \ln Q}{\partial \ln P^r} = -\hat{\beta}.$$

3.2. Costos marginales de las firmas minoristas

Para identificar los costos marginales en los datos utilizamos los precios spot, precio promedio de contratos con usuarios no regulados, las compras de electricidad que las firmas minoristas reportan en el mercado spot, y la cantidad demandada total de cada firma. Sean P^w , P^c y P^r los precios spot, de contratos y minoristas de la electricidad, respectivamente. Dada la forma en que opera el mercado spot, solamente las firmas verticalmente integradas entre generación y comercialización podrían tener influencia sobre la formación del precio spot, un componente del costo al cual adquieren la electricidad. Riascos et al. (2016) y Balat et al. (2022) encuentran que los precios spot pueden ser influenciados sistemáticamente por el poder de mercado de las firmas generadoras, pero la formación del precio spot es relativamente eficiente, en el sentido de que este refleja en mayor medida aspectos relacionados con los costos marginales de las plantas, y en menor medida aspectos relacionados con los comportamientos estratégicos de las firmas generadoras. Bajo esta evidencia, por simplicidad nosotros asumimos que los precios spot son exógenos para las firmas comercializadoras, tanto integradas como no integradas. Adicionalmente, cuando el precio spot supera el precio de escasez, es este último el que los usuarios finales pagan efectivamente, y este se encuentra completamente dado para las firmas. Para los precios de los contratos, los minoristas negocian los términos de los contratos con las firmas generadoras, pero nosotros no observamos estos contratos ni los precios que se establecen. Por lo cual, debido a esta limitación solo podemos suponer que las firmas minoristas toman los precios de los contratos como dados al momento de decidir el precio minorista de la electricidad.

A partir de estas observaciones y supuestos, asumimos que los costos marginales toman la forma:

$$c_{idt} = \phi_{it}P_t^w + (1 - \phi_{it})P_t^c + \tau_{dt} + \nu_{it} + \varepsilon_{idt},$$

donde ϕ_{it} representa el peso que tienen las compras en spot en la demanda total de la firma minorista i en el periodo t . τ_{dt} representa los cargos por distribución, transmisión y otros cargos que están fijados por la regulación, aplicados en el mercado d en el periodo t . Una característica adicional es la inclusión de ν_{id} , que permite capturar diferentes fuentes de heterogeneidad en los costos de las firmas minoristas entre mercados. Una heterogeneidad no observada es el precio de los contratos a nivel de firma, los cuales tienden a ser relaciones de largo plazo entre usuarios no regulados y firmas minoristas, y pueden ser controlados en buena medida por ν_{id} . ε_{idt} es un término de error. La expresión anterior establece que el costo de comprar un kWh de electricidad para la firma minorista es un promedio ponderado entre el precio spot y el precio de los contratos, y otros cargos.

Juntando las expresiones de los costos marginales y teniendo un valor estimado de la elasticidad de demanda definimos la versión empírica de 5, que varía entre mercados:

$$P_{idt}^r = \left(\frac{-\hat{\beta}}{-\hat{\beta} - \theta_{dt}s_{idt}} \right) [\phi_{it}P_t^c + (1 - \phi_{it})P_t^w + \nu_{id} + \tau_{dt} + \tilde{\varepsilon}_{idt}]. \quad (7)$$

La ecuación 7 se define para cada mercado d . Debido a la confidencialidad de los datos de los contratos con usuarios no regulados, sólo es posible observar el costo mayorista promedio de las firmas minoristas ($\phi_{it}P_t^c + (1 - \phi_{it})P_t^w$). Una limitación de nuestro trabajo es que no modelamos la elección de ϕ_{it} por una firma minorista. Este aspecto puede introducir un sesgo en la estimación de θ . Nosotros proponemos utilizar variables instrumentales para controlar por este potencial problema. Entre los instrumentos que utilizamos están el nivel agregado de las entradas de

agua, las cuales se correlacionan con el precio spot que motiva la decisión de elegir ϕ_{it} . El segundo instrumento que proponemos es el precio minorista promedio en otros mercados de la misma zona del STR (Norte o Sur)⁶. Este instrumento que proponemos sigue el espíritu de los instrumentos de Hausman, y son estándar en la literatura de estimación de modelos estructurales de demanda (Hausman, 1996; Nevo, 2001). La lógica del instrumento que proponemos es que las variaciones de costos específicos de las firmas en un mercado pueden estar correlacionadas con las presentes en otros mercados, pero las variaciones de demanda específicas de una firma no se correlacionan con las variaciones de demanda en otros mercados. Finalmente, a partir de los datos se tiene la participación de las firmas y el precio minoristas promedio que cobra la firma a los usuarios no regulados en el mercado d para cada periodo t (s_{idt} y P_{idt}^r , respectivamente).

De la ecuación 7 es posible obtener estimaciones de θ_{dt} . En este caso, asumimos que el valor de θ es común a todas las firmas minoristas en el mercado. Con relación a la variación temporal, asumimos que el valor de θ difiere entre periodos con condiciones normales y con presencia de El Niño⁷. De otra forma, estimamos el valor promedio de θ para cada mercado bajo condiciones normales y con presencia de El Niño.

La estimación de θ_{dt} se fundamenta en la ecuación

$$P_{idt}^r = \left(\frac{-\hat{\beta}}{-\hat{\beta} - \theta_{dt}s_{idt}} \right) [\phi_{it}P_t^c + (1 - \phi_{it})P_t^w + \nu_{id} + \tau_{dt} + \tilde{\varepsilon}_{idt}].$$

El proceso de estimación sigue la lógica del método generalizado de los momentos. Asumimos que $\tilde{\varepsilon}_{idt}$ es homocedástico, no autocorrelacionado e independiente del costo mayorista, y se distribuye de la siguiente forma

$$\tilde{\varepsilon}_{idt} \sim iid(0, \sigma_\varepsilon^2).$$

Estos supuestos son razonables, ya que, como se ha explicado, el coste mayorista sigue un comportamiento esencialmente igual a $\phi_{it}P_t^c + (1 - \phi_{it})P_t^w + \nu_{it} + \tau_{dt}$, lo que implica que se comporta como un ruido aleatorio. En otras palabras, no captura ningún elemento importante o sistemático.

Alternativamente, el valor de la elasticidad estimada de la demanda, $\hat{\beta} = -0,918$, se introduce en la ecuación. La estimación, que se realiza para cada departamento por separado, consta de tres pasos:

1. Para una conjetura θ_{dt}^* , se resuelve la ecuación 7 para cantidades conocidas (lado derecho) y desconocidas (lado izquierdo):

$$P_{idt}^r = \left(\frac{-\hat{\beta}}{-\hat{\beta} - \theta_{dt}^*s_{idt}} \right) [\phi_{it}P_t^c + (1 - \phi_{it})P_t^w + \nu_{id} + \tau_{dt} + \tilde{\varepsilon}_{idt}],$$

$$\left(\frac{-\hat{\beta} - \theta_{dt}^*s_{idt}}{-\hat{\beta}} \right) P_{idt}^r - \phi_{it}P_t^c - (1 - \phi_{it})P_t^w = \nu_{id} + \tau_{dt} + \tilde{\varepsilon}_{idt}.$$

Definiendo

$$\hat{F}_{idt} \equiv \left(\frac{-\hat{\beta} - \theta_{dt}^*s_{idt}}{-\hat{\beta}} \right) P_{idt}^r - \phi_{it}P_t^c - (1 - \phi_{it})P_t^w,$$

⁶La zona norte, que comprende los departamentos del Caribe Colombiano, tiene unos cargos por transmisión y distribución diferentes a los del resto del país.

⁷Dado que El Niño de febrero-marzo de 2019 fue corto y no tuvo efectos relevantes sobre la generación hidroeléctrica lo consideramos como parte de las condiciones normales para la estimación del modelo

tenemos:

$$\widehat{F}_{idt} = \nu_{id} + \tau_{dt} + \tilde{\varepsilon}_{idt}.$$

2. Estimamos la siguiente ecuación con OLS

$$\widehat{F}_{idt} = \nu_{id} + \tau_{dt} + \tilde{\varepsilon}_{idt},$$

Para obtener un estimado de $\tilde{\varepsilon}_{idt}$.

3. Organizamos los $\tilde{\varepsilon}_{idt}$ en el vector $\tilde{\varepsilon}_d$. Definimos $\mathbf{Z}_d = (\mathbf{W}, \mathbf{P}_{-d}^{str})$ como una matriz de instrumentos. θ_{dt} resuelven el siguiente problema

$$\min_{\{\theta_d\}} q(\theta_d) = \tilde{\varepsilon}_d' \mathbf{Z}_d \mathbf{A} \mathbf{Z}_d' \tilde{\varepsilon}_d.$$

donde W_{t-1} es el valor agregado de las entradas de agua de las plantas hidroeléctricas en el periodo $t - 1$ y \mathbf{P}_{-d}^{str} es el precio minorista promedio en los otros mercados diferentes a d que pertenecen a la misma zona del STR (Norte o Sur) en el periodo t . \mathbf{A} es una matriz de ponderadores.

Para tener en cuenta el ruido en la estimación de la elasticidad ($\widehat{\beta}$) en la estimación de los errores estándar de $\widehat{\theta}_{dt}$ utilizamos bootstrapping. Tomamos 100 muestras aleatorias de $\widehat{\beta} \sim N(\mu = -0,918, \sigma^2 = 0,421)$ y calculamos el valor estimado de θ para cada muestra. Finalmente, calculamos la desviación estándar para cada coeficiente estimado de las 100 estimaciones.

3.3. Formación de los precios spot

Para identificar el efecto que los cambios en las condiciones climáticas tienen en la formación de los precios de la electricidad, debemos especificar el proceso estocástico seguido por los precios spot. Para los precios de los contratos de usuarios no regulados, en la Figura 3, observamos que estos muestran un comportamiento estable en el tiempo, y no responde a la presencia de eventos climáticos adversos como El Niño. Con base en esta observación empírica, no consideramos relevante modelar el cambio a corto plazo de los precios de los contratos ante eventos climáticos adversos. En este trabajo expresamos los cambios en las condiciones climáticas que involucran fenómenos meteorológicos como cambios en los niveles de las entradas de agua de los ríos que alimentan las plantas hidroeléctricas. El canal a través del cual las condiciones climáticas afectan los precios minoristas de la electricidad es a través de los costos mayoristas. Los costos mayoristas son una función del precio spot, el precio de los contratos no regulados, el precio de escasez y los pesos que las firmas minoristas asignan al spot a los contratos. Para modelar la formación de precios spot, seguimos la forma funcional de [Perez et al. \(2022a\)](#). El precio spot promedio P^w , en el día t , sigue el siguiente proceso:

$$P_t^w = \gamma_0 + \gamma_1 D_t + \mathbf{z}_t' \boldsymbol{\lambda} + w_t, \quad (8)$$

donde D es el cociente entre la demanda en GWh y el nivel agregado de entradas de agua de las plantas hidroeléctricas convertidas a GWh. Este cociente mide la importancia de las energías renovables para determinar el precio spot. Cuando D es baja, la posibilidad de satisfacer la demanda con energía renovable es baja, por lo que las energías con combustibles fósiles tienden a determinar el precio. Para un D alto, las energías térmicas tienen poca relevancia en la formación del precio spot. El vector \mathbf{z} contiene los precios de los combustibles, una medida de la concentración del mercado para los generadores, una medida de la concentración de energía renovable disponible y las interacciones entre estas variables y D . Según [Perez et al. \(2022a\)](#), esta forma funcional permite capturar las relaciones no lineales entre las variables fundamentales con el precio spot. Finalmente, w es un término de perturbación estocástica.

3.4. Comentarios sobre la identificación de todo el sistema

A partir de la estructura que compone el sistema de ecuaciones 6-8, es posible estudiar el efecto que los fenómenos climáticos adversos tienen sobre los precios minoristas de la electricidad. Cuando ocurre El Niño, el nivel de entradas de agua tiende a disminuir, por lo tanto, se espera un aumento en los precios spot, que se transmiten a los precios minoristas en función del poder de mercado de las firmas minoristas. El efecto del fenómeno de El Niño sobre la demanda de electricidad se da a través de los incrementos de la temperatura, lo cual aumenta la demanda de electricidad de los usuarios residenciales por el uso de aires acondicionados. Sin embargo, en este trabajo nosotros nos enfocamos en el mercado de usuarios no regulados, que son grandes consumidores industriales y comerciales, los cuales poseen una demanda de electricidad que no reacciona ante los incrementos de la temperatura y depende fundamentalmente de la actividad económica y los precios de sustitutos como el gas natural. En el caso de que este supuesto sobre la relación entre demanda y temperatura para el caso de grandes consumidores no sea válido, el efecto del fenómeno de El Niño sobre los precios estaría subestimado, dado que no se tiene en cuenta el incremento de precios producto de una mayor demanda. Con relación al precio de escasez, el regulador determina esto exógenamente y su método de cálculo depende del comportamiento del precio internacional del Fuel Oil No. 6, por lo tanto, este no responde directamente a las condiciones climáticas.

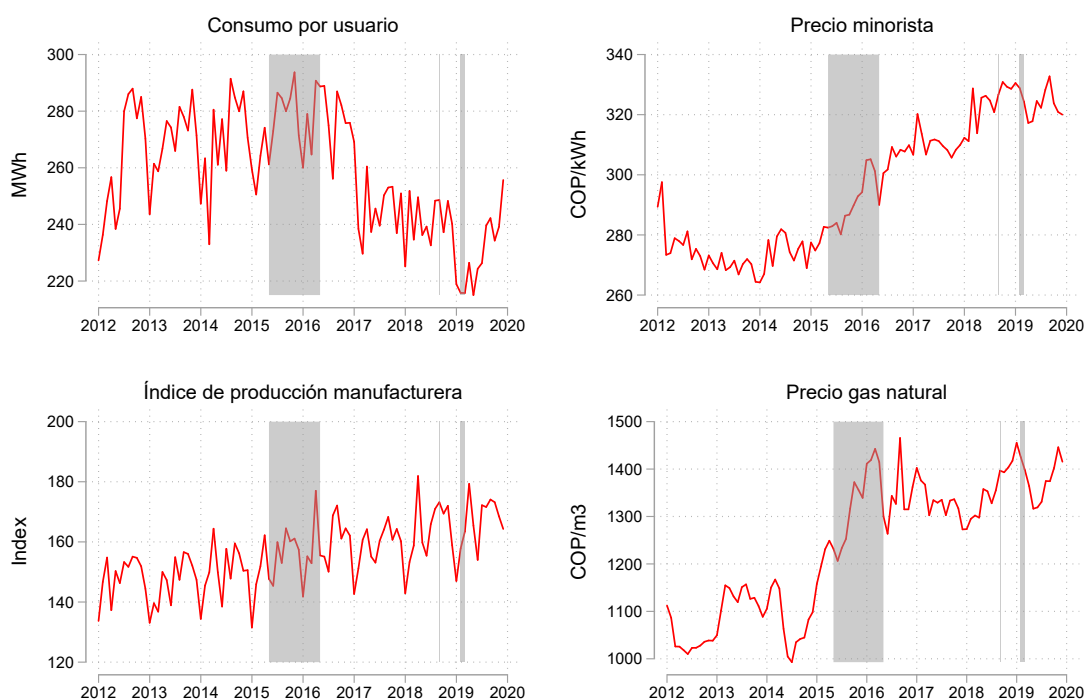
En este trabajo asumimos que θ no depende de las condiciones de mercado. Este supuesto es razonable dado que estamos estudiando el caso de un producto homogéneo como es la electricidad. Diferentes trabajos aplicados han estudiado el mercado de la electricidad utilizando la estructura de competencia en cantidades en un oligopolio simétrico (Bushnell et al., 2008; Wolfram, 1999; Mirza y Bergland, 2012; Duso y Szücs, 2017; Ribó-Pérez et al., 2019). Con relación al supuesto de que θ es común a todas las firmas en un mercado, este nos permite enfocarnos en el comportamiento promedio de los precios en el mercado. Adicionalmente, contrastamos si θ varía entre periodos normales y con presencia de El Niño. Nosotros consideramos que pueden existir diferencias en las variaciones conjeturales de las firmas entre estos periodos, dado que El Niño implica un fuerte choque sobre la disponibilidad del recurso hidrológico, principal factor de generación en el mercado colombiano, por lo cual, las firmas pueden explotar estas condiciones para ejercer poder de mercado.

4. Resultados

En cuanto a la estimación del modelo de demanda, para cada mercado en cada mes, calculamos el consumo mensual de todos los usuarios no regulados industriales y comerciales. Luego dividimos este consumo total por el número de usuarios para obtener el consumo promedio por usuario y calculamos el precio minorista promedio que los usuarios pagan por la electricidad. Adicionalmente, como controles de la demanda utilizamos el índice de producción manufacturera y el precio del gas natural.

En la Figura 4, presentamos la serie temporal para el departamento de Antioquia del consumo promedio por usuario, el precio minorista promedio, el IPM y el precio del gas natural. Presentamos Antioquia porque es un departamento representativo. El consumo promedio por usuario presentó un cambio sustancial a partir de 2017, pasando de niveles promedio superiores a 260 MWh a niveles promedio de 240 MWh. Este cambio de nivel coincide con la tendencia al alza de los precios promedio pagados por los usuarios no regulados por la electricidad. Además, el precio del gas también experimentó un aumento sustancial para los últimos años de nuestra muestra. Por otro lado, las series de consumo promedio por kWh presenta un comportamiento estacional que es capturado por nuestra variable que mide actividad económica. Finalmente, no observamos que la presencia del fenómeno de El Niño lleve a cambios en el consumo promedio por usuario o en el nivel de actividad económica. Con relación al precio del gas se observan incrementos sustanciales en el precio, pero este comportamiento se observa desde antes de la presencia del fenómeno de El Niño. Con relación al precio minorista, se observa que durante el fenómeno de El Niño se da un incremento sustancial en los precios que continúa después de que este desaparece.

Figura 4: Variables relevantes para el modelo de demanda (mercado de Antioquia)



De la Figura 4, podemos inferir que las variables de interés del modelo de demanda no son estacionarias, por lo tanto, las relaciones que se estiman en el modelo de la ecuación 6 son relaciones a largo plazo. Para corroborar esto, realizamos pruebas de cointegraciones panel a las variables de interés. Presentamos los resultados de las pruebas de cointegración panel de Kao y Pedroni en la Tabla 2. Estas pruebas tienen como hipótesis nula que no existe cointegración en ningún panel, y la alternativa es la cointegración en todos los paneles. La evidencia indica que la hipótesis nula es rechazada, por lo que hay evidencia de cointegración en todos los paneles.

Tabla 2: Pruebas de cointegración para panel

	Estadístico	p-valor
Kao: DF Modificado	-6,4561	0,000
Kao: DF	-5,7589	0,000
Kao: DF Aumentado	-1,6648	0,048
Pedroni: DF Modificado	-11,432	0,000
Pedroni: DF Aumentado	-12,7531	0,000
Pedroni: PP	-12,3945	0,000

Nota: DF es Dickey-Fuller, PP es Phillips-Perron.

En la Tabla 3, presentamos los resultados de la estimación del modelo de demanda con MCO y VI. Para VI tomamos como instrumento de los precios (en logs) el nivel agregado de las entradas de agua a las centrales del sistema (en logs) del mes anterior. Probamos con más rezagos del nivel agregado de entradas de agua, pero solamente el primer rezago es relevante. Esto se explica por la regla de formación de los precios minoristas en la identidad 1. Con relación a los resultados de la estimación del modelo de demanda, la evidencia indica que existe una relación positiva entre el consumo por usuario y el nivel de actividad económica, y con el precio del gas natural. Estos signos

son los esperados, dado que una mayor actividad económica motiva el consumo de electricidad, y un mayor precio del gas natural conduce a un mayor consumo de electricidad, en promedio. Sin embargo, la relación con el precio del gas natural no es significativa.

Tabla 3: Resultados para el modelo de demanda

	(1)	(2)
	Consumo por usuario	
	MCO	VI
Precio minorista	-0.933*** (0.290)	-0.918** (0.421)
IPM	0.177** (0.0670)	0.226*** (0.0737)
Precio del gas	0.264 (0.172)	0.263 (0.179)
Prueba de indentificación debil		74.959
Observaciones	1,680	1,660
R-cuadrado	0.876	0.060

Nota: errores estándar con cluster por mercado entre paréntesis. Las variables incluidas en el modelo están en logs. Incluimos efectos fijos de departamento y año. Instrumentamos el precio minorista de la electricidad (en logs) con el nivel agregado de entradas de agua (en logs) que alimentan los ríos de las centrales hidroeléctricas en el mes anterior. La prueba de indentificación débil tiene como estadístico de prueba a Cragg-Donald Wald F.

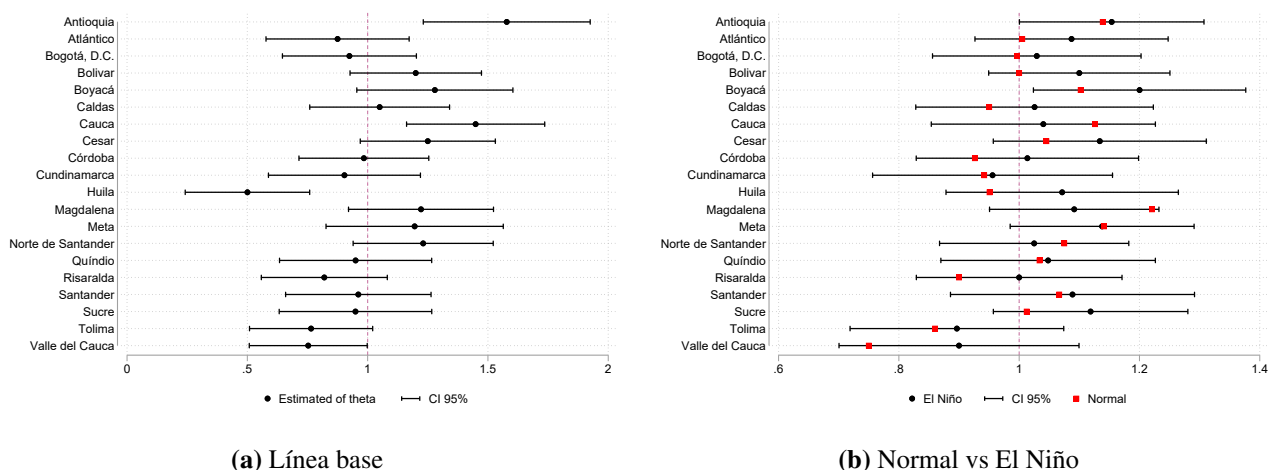
*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

El coeficiente de interés es la elasticidad de la demanda. La Tabla 3 muestra que con MCO, la estimación de este parámetro da un valor de -0.933, con VI esto es -0.918, ambos significativos. Destacamos que la elasticidad estimada con MCO y VI son de magnitudes similares, pero con IV el estimador es menos preciso que con MCO. La prueba de indentificación débil da un valor de 74.9 (> 10), para lo cual se rechaza la hipótesis de que el instrumento es débil. Otros autores han obtenido estimaciones de la elasticidad de la demanda con valores cercanos a nuestra estimación puntual. Barrientos et al. (2018) muestran evidencia de que la demanda es inelástica para diversos sectores dentro de la industria colombiana, y Acuña et al. (2013) presentan un resumen completo de los diferentes valores estimados de la elasticidad de la demanda para Colombia por varios trabajos, encontrando un consenso sobre una demanda inelástica. Acuña et al. (2013) encuentran una estimación de la elasticidad de la demanda de la industria en el corto plazo de -0.47, que es un valor inferior al nuestro. Csereklyei (2020) ha encontrado evidencia internacional para los mercados de la Unión Europea. El autor estima la elasticidad de la demanda para usuarios residenciales e industriales. La elasticidad precio a largo plazo del consumo de electricidad residencial se estima entre -0.53 y -0.56, para el uso industrial está entre -0.75 y -1.01.

A partir de la estimación puntual de la elasticidad de la demanda, podemos obtener estimados del vector θ . En la Figura 5 presentamos resultados para dos especificaciones. La especificación 1, que denominamos línea base, asume que θ no varía ni en el tiempo ni entre firmas, solamente entre mercados, y la especificación 2 asume que los θ varían entre condiciones normales y presencia de El Niño. Para el modelo de línea base, presentamos el valor estimado de θ , junto con el intervalo de confianza a 95 %. Encontramos evidencia de que las firmas tienden a cargar precios que están por encima de sus costos marginales, lo cual implica que, en promedio, las firmas ejercen poder

de mercado. Adicionalmente, encontramos un alto grado de heterogeneidad en los valores estimados de θ , con valores estimados que oscilan entre 0.5 y 1.6. Cuando realizamos la prueba de hipótesis $\theta = 1$, comportamiento de oligopolio simétrico, encontramos que esta no se rechaza para 16 de los 20 mercados al 5 % de significancia, al 10 % no se rechaza para 13 de los 20 mercados. Los mercados donde se rechaza esta hipótesis son Antioquia, Cauca, Huila y Valle del Cauca. Para la especificación 2 presentamos el valor estimado de $\theta^{Niño}$, junto su intervalo de confianza, y el valor estimado de θ^{normal} . Los resultados indican que no existen diferencias significativas entre el valor de θ para condiciones normales o en presencia de El Niño, excepto en el mercado de Magdalena. Esta evidencia indica que, durante El Niño, las firmas no mantienen un nivel de poder de mercado diferente, y por lo tanto, no alteran sus márgenes de beneficio en función de si hay o no fenómeno de El Niño.

Figura 5: Valores estimados de θ



A partir de los valores estimados de θ podemos estimar los márgenes de beneficio de las firmas siguiendo la expresión $\frac{-\hat{\beta}}{-\hat{\beta} - \hat{\theta}s_i}$. Para el periodo de estudio, encontramos que los márgenes por mercado tienen un valor promedio de 17 %, con una mediana de 2.3 %. Resultados similares para el mercado de usuarios regulados han sido encontrados por [Correa-Giraldo et al. \(2021\)](#). Los autores muestran que las firmas tienden a exhibir un traspaso mayor que la unidad y esto puede asociarse con el poder de mercado de las firmas. Los autores encuentran que, en promedio, ante un choque de costos de 1 % las firmas incrementan los precios finales un 1.15 %, es decir, mantienen en promedio un margen de beneficio de 15 %.

La implicación de que las firmas minoristas tienen control sobre la transferencia de los costos mayoristas a los precios es que los choques de costos se transmiten más que completamente a los precios minoristas, sin embargo, no encontramos evidencia de que el comportamiento de las firmas sea diferente entre periodos con condiciones normales y con presencia de El Niño, excepto para 1 de los 20 mercados. Estos resultados indican que el impacto de los choques climáticos severos sobre los precios minoristas puede entenderse estudiando la respuesta de los costos mayoristas, exclusivamente, sin enfocarse en cambios en el comportamiento estratégico de las firmas.

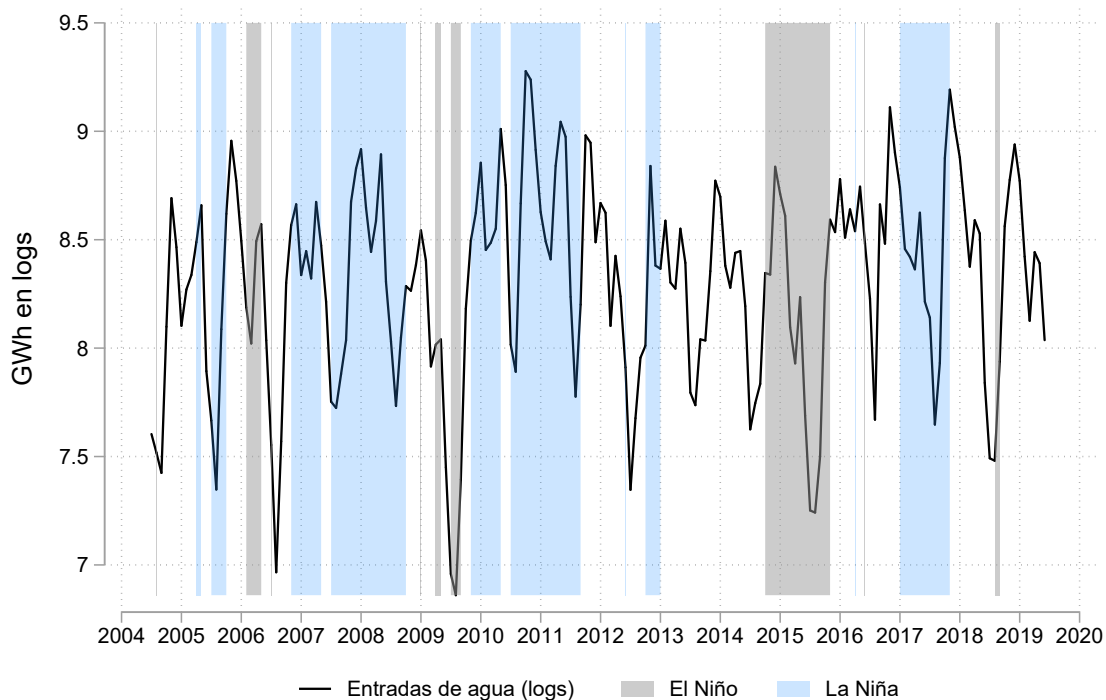
Para la estimación del modelo de la respuesta de los precios spot a sus fundamentales y la presencia de El Niño, presentamos los resultados de [Perez et al. \(2022a\)](#) en la Tabla A1 del Apéndice. Los autores encuentran que mayores niveles de entradas de agua, manteniendo constante la demanda, implican en promedio menores precios spot. De igual forma, la escasez del recurso hidrológico, manteniendo constante el nivel de la demanda, implica mayores precios spot. Nosotros utilizamos estos resultados para simular los precios spot bajo condiciones normales y fenómeno de El Niño, y utilizarlos como insumos del escenario que planteamos en el siguiente apartado.

4.1. Fenomeno de El Niño

Los efectos de fenómenos climáticos como El Niño tienen un impacto sobre la formación de los precios de la electricidad a través de su efecto directo en los niveles de las entradas de agua. Suponemos que otros factores fundamentales de los precios, como los precios del combustible, no varían con los cambios en las condiciones climáticas. Esta suposición es razonable a corto plazo, pero no a largo plazo, especialmente cuando se consideran factores como el cambio climático. En Colombia hay poca disponibilidad de energía renovable no convencional, por lo tanto, el efecto de eventos climáticos adversos como el fenómeno de El Niño sobre la disponibilidad de radiación solar o viento tendrá un impacto casi nulo en la formación de los precios de la electricidad. Por estas razones, nos enfocamos únicamente en la relación entre las entradas de agua y los eventos climáticos adversos.

Para estudiar cómo se ven afectadas las entradas de agua por la presencia de El Niño estimamos la relación entre el nivel agregado de entradas de agua que abastecen a las centrales hidroeléctricas y el Índice ENSO Multidimensional (MEI) de NOAA (2022). En este caso contamos con una ventana de tiempo más amplia, que abarca los meses de los años 2005 a 2019. Esto nos permite estimar de forma más razonable el efecto de los fenómenos de La Niña y El Niño sobre el nivel las entradas de agua. En la Figura 6, presentamos el nivel de las entradas de agua en logs junto con los períodos de El Niño como bandas grises y La Niña como bandas azules. Esta serie muestra un comportamiento estacionario en el tiempo, y una estacionalidad que tiende a ser mensual. La prueba de raíz unitaria de Dickey-Fuller en los residuos de la regresión de las entradas de agua en logs y efectos fijos de mes indica que se rechaza la hipótesis nula de la raíz unitaria, lo cual interpretamos como evidencia de que la serie es estacionaria y estacional mensualmente. Dado que hay evidencia de que las entradas de agua en logs son estacionarias y estacionales, esta serie tiene una media constante a través del tiempo, pero consideramos que esto puede ser diferente durante El Niño o La Niña.

Figura 6: Entradas de agua agregadas para centrales hidroeléctricas convertidos a GWh (en logs)



Por esta razón, consideramos que las variaciones en el nivel agregado de las entradas de agua en el mes t pueden explicarse a través de El Niño o La Niña. Para probar esta hipótesis, estimamos dos especificaciones para la relación

entre las entradas de agua W_t y la presencia de El Niño y La Niña. La primera especificación asume que la relación se da entre el $\ln W_t$ y el valor del MEI en el mes, para la segunda especificación asumimos que la relación se da entre el $\ln W_t$ y variables dummy que identifican la presencia de El Niño o La Niña. La segunda especificación permite tener en cuenta la no linealidad de la relación entre el $\ln W_t$ y el MEI.

$$\ln W_t = \delta_0 + \delta_1 MEI_t + \rho + v_t \quad (\text{Especificación 1}), \quad (9)$$

$$\ln W_t = \delta_0 + \delta_1 Nino_t + \delta_2 Nina_t + \rho + v_t \quad (\text{Especificación 2}). \quad (10)$$

El parámetro de interés es δ_1 , que para la especificación 1 mide la variación porcentual de las entradas de agua cuando el índice incrementa una unidad, y para la especificación 2 mide el cambio porcentual en el nivel de las entradas de agua en presencia de El Niño. ρ son efectos fijos por mes y año para controlar la estacionalidad. Estas especificaciones nos permiten obtener estimaciones del nivel promedio de entradas de agua bajo dos escenarios: condiciones normales y en presencia de El Niño.

La Tabla 4 presenta los resultados de la estimación de las ecuaciones 9 (Columna 1) y 10 (Columna 2) por MCO. Ambas especificaciones muestran las relaciones esperadas. Un aumento del MEI implica una caída porcentual en el nivel de las entradas de agua. Cuando $MEI = 0,5$, la caída predicha en las entradas de agua es de 10 %, para $MEI = 1$ la caída es 21 % y para $MEI = 1,5$ tenemos 33 %. Con relación a la segunda especificación, en presencia de El Niño, las entradas de agua tienden a disminuir 23 % ($\exp[\delta_1] - 1$) en relación con las condiciones normales, en promedio. Estos cálculos muestran que, en presencia de un fenómeno de El Niño fuerte se pueden tener caídas sustanciales, superiores al 20 %, en el nivel de las entradas de agua de las centrales hidroeléctricas. Finalmente, encontramos evidencia de que La Niña tiende a incrementar las entradas de agua de las centrales eléctricas, sin embargo, la magnitud de este efecto es considerablemente menor que el impacto que tiene El Niño. De las 2 especificaciones nosotros utilizamos para los ejercicios las estimaciones la segunda, dado que esta permite capturar no linealidades entre $\ln W_t$ y el fenómeno de El Niño.

Tabla 4: Entradas de agua y El Niño

	(1) Entradas de agua	(2) Entradas de agua
MEI	-0.192*** (0.0294)	
Niño		-0.207*** (0.0661)
Niña		0.0947* (0.0524)
Observations	180	180
R-squared	0.795	0.765

Nota: errores estándar robustos entre paréntesis. Las entradas de agua están en GWh, y luego tomamos logs. Todas las regresiones incluyen efectos fijos de mes y año.

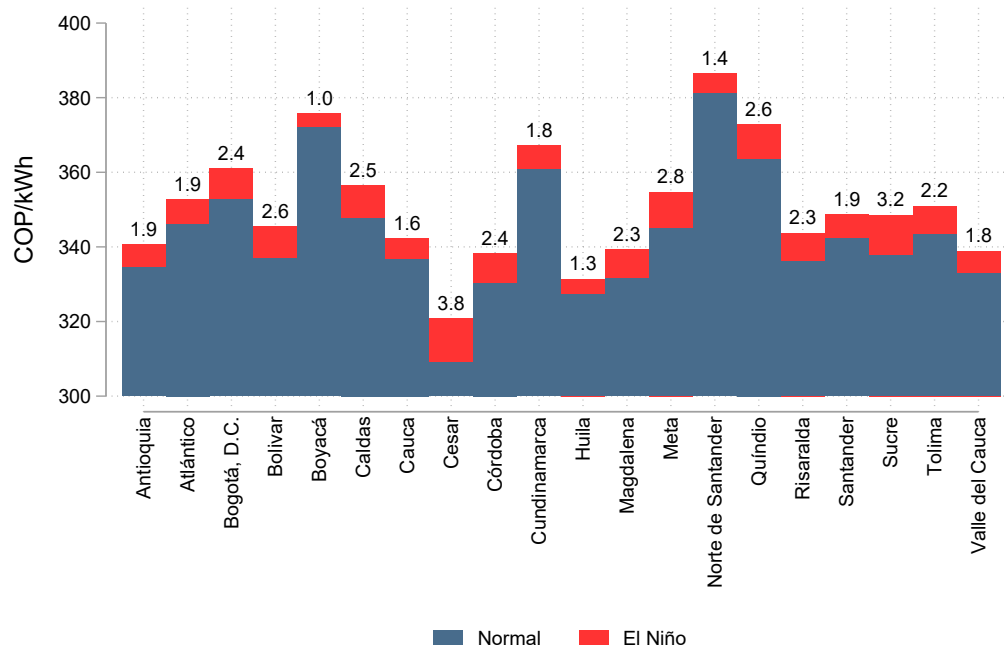
*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Dado que $D \equiv \text{demanda}/W$ en la ecuación 8, a partir de 10 podemos obtener una estimación del impacto sobre el precio spot de la electricidad asociada a la presencia de El Niño. Con los resultados de la estimación de la ecuación 10 predecimos el valor promedio para 2019 del nivel de las entradas de agua bajo condiciones normales y en presencia de El Niño. Posteriormente, utilizando los resultados de la estimación de la ecuación 8 predecimos el valor

promedio del precio spot bajo condiciones normales y en presencia de El Niño. De otra forma, estimamos el valor promedio del precio spot en el año 2019 para los niveles promedio de las entradas del año, y cuando estas son un 23 % menores. El efecto de la reducción de las entradas de agua sobre los precios minoristas se transmite por los costos mayoristas de las firmas.

Figura 7: Precios minoristas: Escenario con presencia de El Niño para el año 2019

	Condiciones normales	Presencia de El Niño	%
Precio de escasez	525,45	525,45	-
Precio spot	199,21	237,55	19,24



Los costos mayoristas son una función del precio spot, el precio de escasez, el precio de los contratos y los pesos que las firmas asignan a las compras spot y contratos. Para el escenario, asumimos que el precio de escasez no cambia entre condiciones normales y en presencia de El Niño, ya que su formación depende de los precios internacionales de los combustibles. Suponemos que los pesos que las firmas asignan a compras en spot y contratos no cambian entre condiciones normales y en presencia de El Niño. Bajo estos supuestos, utilizamos los resultados de la estimación de la ecuación 7 para evaluar como responden los precios minoristas a la presencia del fenómeno de El Niño. Consideramos la elasticidad de la demanda (β) y los costos asociados con la transmisión, distribución y otros cargos establecidos por la regulación (τ) como fijos. Del mismo modo, mantenemos fijas las participaciones de mercado de las firmas minoristas (s). Bajo estos supuestos, calculamos los valores promedio para 2019 de los costos mayoristas para cada firma en cada mercado en condiciones normales y en presencia de El Niño. Finalmente, siguiendo la ecuación 7 calculamos los valores promedio de los precios minoristas para 2019 en cada mercado, en condiciones normales y en presencia de El Niño. En la Figura 7 presentamos un breve resumen de los resultados de este ejercicio. En la parte superior mostramos una tabla que resume los resultados para el precio spot, y en la parte inferior los resultados para los precios minoristas. Presentamos los niveles promedio de los precios, junto con

el cambio porcentual entre condiciones normales y presencia de El Niño en la parte superior de las barras. La barra azul es el precio minorista promedio por mercado, y la barra roja es el precio minorista en presencia de El Niño.

El precio spot promedio en el año 2019, bajo condiciones normales, fue de 199.21 COP/kWh. En presencia de El Niño, estimamos que el precio spot promedio del año sería 237.55 COP/kWh, esto es, un 19.24 % mayor. Con relación al precio de escasez, este fue en promedio de 525.45 COP/kWh, muy superior al nivel promedio que alcanzarían los precios spot con y sin presencia de El Niño. Con relación a los precios minoristas, presentamos los resultados a nivel de mercado. Los resultados muestran que, con condiciones normales, los precios minoristas de la electricidad estaban entre 309 y 381 COP/kWh. En el escenario donde hay presencia de El Niño, los precios minoristas promedio para 2019 incrementan entre 1 % y 3.8 %. Como es de esperar, el incremento en los precios minoristas es mayor en aquellos mercados donde las firmas se exponen en mayor medida a compras en el mercado spot como son Sucre, Caldas, Cesar, Quindío, Meta, Bolívar y Bogotá D.C. (ver Tabla 1).

4.2. Inclusión de Energías Renovables No Convencionales

Una forma de reducir los aumentos de precios asociados a los fenómenos climáticos es fomentar la inclusión de fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC), que no se ven sustancialmente perjudicadas por estos fenómenos climáticos (Zapata et al., 2022; Gonzalez-Salazar y Poganietz, 2021; Perez y Garcia-Rendon, 2020)⁸. Dado que Colombia no tiene una alta penetración de ERNC entre 2012 y 2019, no existe un control explícito de este tipo de tecnología en la ecuación 8 para el precio spot. Por lo tanto, proponemos la siguiente estrategia para incluir ERNC en el mercado spot y evaluar su efecto sobre el precio.

Dado que las tecnologías renovables convencionales y no convencionales comparten la característica de que su costo marginal asociado es cercano a cero, para propósitos prácticos, consideramos que la inclusión de ERNC puede interpretarse como un aumento de W . La inclusión de ERNC implica un desplazamiento a la derecha de la curva de oferta, dado que el costo de producción es casi nulo, las plantas generadoras que operan con estas fuentes tienden a ser despachadas por mérito. Por lo tanto, su efecto sobre el precio es similar al que ocurre con un aumento sustancial en el nivel de entradas de agua, es decir, un desplazamiento a la derecha en la curva de oferta debido a un aumento en la generación con energías renovables. Sin embargo, la inclusión de ERNC implica mayores costos de restricciones debido a la intermitencia de este tipo de tecnología para producir electricidad (Babatunde et al., 2019; Gowrisankaran et al., 2016). Siguiendo a Zapata et al. (2022), la inclusión de ERNC se puede lograr a bajos costos de restricciones cuando el sistema actual está hidro-dominado, como el colombiano, a diferencia de otros mercados donde las térmicas son más importantes. Por ello, suponemos que en el escenario de inclusión de ERNC, estos aumentos de costos de restricción son nulos.

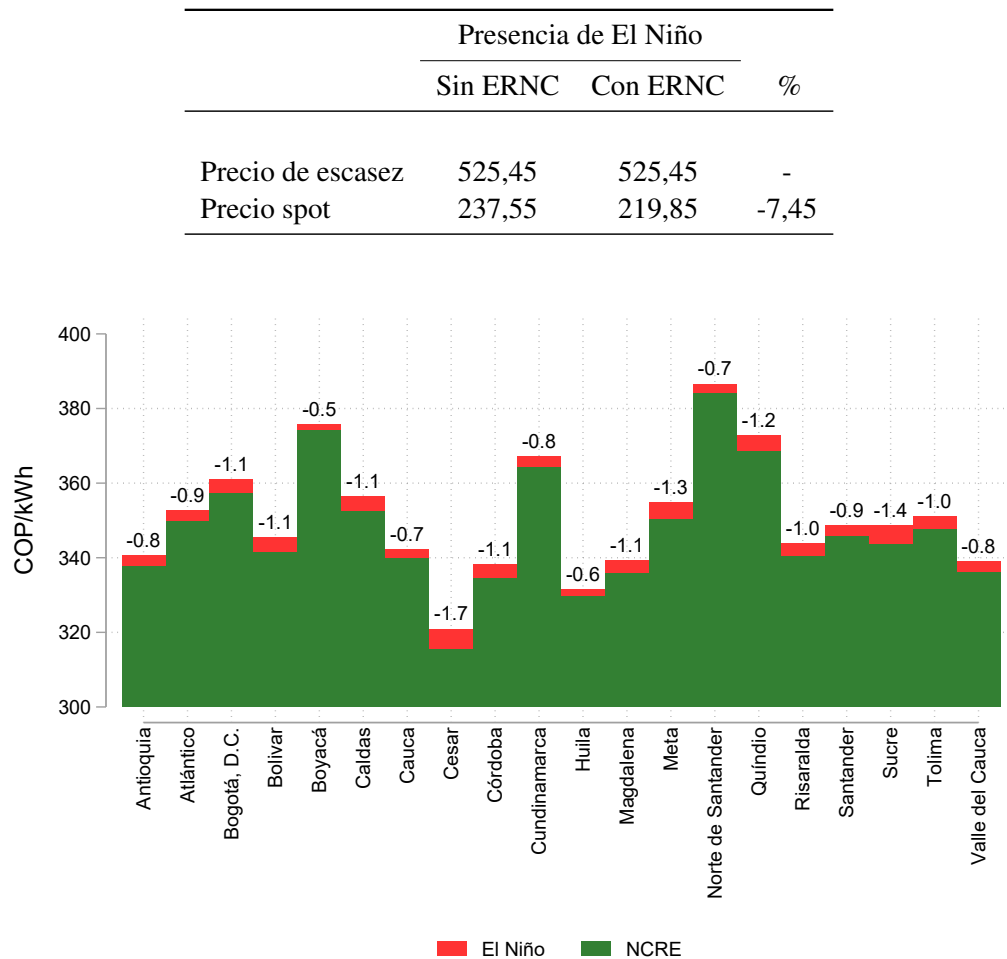
Estos aspectos nos permiten diseñar una estrategia donde parte de la caída en W debido a la presencia de El Niño se alivia con la inclusión de ERNC. Siguiendo a Perez y Garcia-Rendon (2020), la inclusión de 1 GW de capacidad con plantas que operan con ERNC (0.7 GW eólica y 0.3 GW solar) tiende a producir, en promedio, 300 MWh por día. Por lo tanto, durante un mes en particular, habría una producción de electricidad de 9 GWh. 1 GW representa el 5.7 % de los 17.4 GW de capacidad instalada en 2019, y 9 GWh representan el 0.15 % de toda la generación en un mes promedio de 2019. Para estudiar el efecto sobre el precio spot de la inclusión de 1 GW de capacidad instalada en ERNC, en presencia de El Niño, sumamos los 9 GWh a W . Siguiendo la estrategia de la sección anterior, simulamos los precios spot, incluyendo ERNC y en presencia de El Niño, y estimamos los precios minoristas finales.

La Figura 8 muestra un breve resumen de los resultados de este ejercicio, comparando los precios spot y minoristas con presencia de El Niño, cuando no hay ERNC y cuando se incluye, siguiendo la misma estructura de la Figura 7. La barra verde es el precio minorista promedio cuando existe presencia de El Niño e inclusión de ERNC, y la barra roja es el precio minorista en presencia de El Niño sin incluir ERNC. En la parte superior de las barras colocamos

⁸El Niño tiende a aumentar los tiempos con alta disponibilidad sol, lo cual beneficia la generación con paneles solares. En contraste, La Niña puede afectar negativamente la generación solar, pero fomenta la generación hidroeléctrica tradicional.

el cambio porcentual del precio minorista cuando pasamos de no tener presencia de ERNC a tener presencia de ERNC. Destacamos dos resultados de las simulaciones. En el escenario de El Niño con una caída sustancial en el nivel promedio de entradas de agua, la inclusión de ERNC implica, en promedio, precios spot más bajos y, por lo tanto, precios minoristas más bajos para todos los mercados. La caída de los precios spot cuando hay presencia de El Niño es del 7.45 %, en promedio, cuando se incluye ERNC. Con relación a los mercados, encontramos que los precios minoristas cuando hay presencia de El Niño, son entre 0.4 % y 1.7 % más bajos, en promedio. De igual forma, los mercados que experimentan las mayores caídas en los precios minoristas son aquellos cuyas firmas tienden a estar más expuestas a las compras en el mercado spot.

Figura 8: Precios minoristas: Escenario con presencia de El Niño e inclusión de ERNC para el año 2019



5. Conclusiones

En este trabajo estudiamos el efecto de los eventos climáticos severos sobre los precios minoristas de la electricidad. Nos enfocamos en el evento climático del fenómeno de El Niño, el cual es el principal evento climático que tiene efectos notables sobre los precios de la electricidad. Para ello, desarrollamos un modelo estructural para la competencia entre firmas minoristas. El precio minorista se ve afectado por los eventos climáticos a través de los costos mayoristas de suministro de electricidad, en particular, su efecto sobre los precios spot de la electricidad. Para modelar la respuesta del precio spot al fenómeno de El Niño seguimos la estrategia propuesta por [Perez et al. \(2022a\)](#). Por el lado de la demanda, en el caso de los usuarios no regulados, entre los cuales nosotros utilizamos

grandes consumidores industriales y comerciales. Evidencia internacional sugiere que no existe evidencia de que los incrementos en la temperatura afecten el nivel de la demanda para este tipo de consumidores, en cambio, la principal fuente de variación en su demanda es el nivel de actividad económica. Por esto, procedemos bajo el supuesto de que la temperatura no tiene efectos sobre el nivel agregado de la demanda de grandes consumidores industriales y comerciales. En el caso de que este supuesto no sea válido, se daría el caso de los usuarios residenciales, donde una mayor temperatura aumenta la demanda de energía, por lo cual, el efecto del fenómeno de El Niño sobre los precios estaría subestimado, dado que no se tiene en cuenta el incremento de precios producto de una mayor demanda.

Los resultados del modelo estructural para la competencia entre firmas minoristas muestran que no existen diferencias en el grado de poder de mercado de las firmas entre periodos con condiciones normales y aquellos con presencia de El Niño, excepto para 1 de los 20 mercados estudiados. Por lo cual, en la mayoría de los mercados el efecto que el fenómeno de El Niño tiene sobre los precios minoristas es exclusivamente sobre como responden las firmas minoristas al incremento en los precios spot de la electricidad. Por otro lado, encontramos que las firmas minoristas tienen control sobre el traspaso de los choques de costos mayoristas a los precios minoristas. Esta evidencia indica que las firmas minoristas operan en condiciones que no coinciden con las predicciones de modelo para un mercado competitivo. En este caso, las firmas minoristas tienden a traspasar de forma más que completa un choque de costos a los precios minoristas que enfrentan los usuarios no regulados.

Nosotros estudiamos la respuesta de los precios minoristas en el año 2019 ante un escenario de presencia de El Niño. Durante este año no se registró un fenómeno de El Niño fuerte y extenso, como si ocurrió durante los años 2015 y 2016. Para estudiar el efecto de El Niño sobre los precios minoristas desarrollamos una estrategia de 3 partes. Primero, estudiamos como responden las entradas de agua de las plantas hidroeléctricas a la presencia de El Niño. Segundo, estudiamos como el cambio en el nivel de las entradas de agua afecta el precio spot de la electricidad. Tercero, estudiamos como el cambio en los precios spot se transmite a los precios minoristas a nivel de mercado. Los resultados que obtenemos sugieren que el choque climático de El Niño implica una reducción de 23 % en el nivel promedio de las entradas de agua agregadas de las plantas hidroeléctricas. Esta caída en las entradas de agua implica un aumento en los precios spot para 2019 de 19.2 %, en promedio. Posteriormente, los precios minoristas aumentan entre 1 % y 3.8 %. Finalmente, evaluamos como se comportarían los precios en presencia de El Niño y con inclusión de ERNC. Los resultados muestran que los precios spot y los precios minoristas serían, en promedio, más bajos cuando se incluye RNC. Las caídas en precios serían un 7.45 %, en promedio, para el precio spot, y entre 0.4 % y 1.8 %, en promedio, para los precios minoristas.

En este trabajo se presentan una variedad de limitaciones, donde la principal es la imposibilidad de observar los precios de los contratos establecidos entre firmas generadoras y minoristas. La evidencia que recogemos muestra que el costo mayorista de las firmas que construimos con los datos, el cual es medido como el promedio ponderado entre los precios spot y los precios de los contratos, permite captar bien la evolución de los precios minoristas. Sin embargo, como los precios de los contratos reportados son los valores promedio entre todas las firmas, no es posible conocer el grado de heterogeneidad de la respuesta de los precios de los contratos ante la presencia de El Niño. Finalmente, la evidencia encontrada en este trabajo consiste en los efectos a corto plazo de los choques climáticos severos sobre los precios minoristas. Futuras investigaciones pueden centrarse en estudiar los efectos a largo plazo, los cuales son relevantes para la realización de la política climática en países desarrollados y en vías de desarrollo.

Referencias

- Acuña, O. A. E., Gonzalez, A. V., y Forero, R. A. A. (2013). Elasticidades de demanda por electricidad e impactos macroeconomicos del precio de la energia electrica en Colombia. *Revista de Métodos Cuantitativos para la Economía y la Empresa*, (16):216–249.
- Babatunde, O. M., Munda, J. L., y Hamam, Y. (2019). A comprehensive state-of-the-art survey on power generation

- expansion planning with intermittent renewable energy source and energy storage. *International Journal of Energy Research*, 43(12):6078–6107.
- Balat, J., Carranza, J. E., Martín, J. D., y Riascos, A. (2022). The effects of changes in the regulation of the Colombian wholesale electricity market in a structural model of complex auctions. *Borradores de Economía*, (1211). Banco de la Republica de Colombia.
- Barrientos, J., Velilla, E., Orozco, D. T., Villada, F., y López-Lezama, J. M. (2018). On the estimation of the price elasticity of electricity demand in the manufacturing industry of Colombia. *Lecturas de Economía*, (88):155–182.
- Bettendorf, L., Van der Geest, S. A., y Varkevisser, M. (2003). Price asymmetry in the Dutch retail gasoline market. *Energy Economics*, 25(6):669–689.
- Botero, J. P., García, J. J., y Velásquez, H. (2016). Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. *Cuadernos de Economía*, 35(68):491–519.
- Bresnahan, T. F. (1989). Empirical studies of industries with market power. *Handbook of industrial organization*, 2:1011–1057.
- Bushnell, J. B., Mansur, E. T., y Saravia, C. (2008). Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured US electricity markets. *American Economic Review*, 98(1):237–66.
- Camelo, S., Papavasiliou, A., de Castro, L., Riascos, A., y Oren, S. (2018). A structural model to evaluate the transition from self-commitment to centralized unit commitment. *Energy Economics*, 75:560–572.
- Correa-Giraldo, M., García-Rendón, J. J., y Perez, A. (2021). Strategic behaviors and transfer of wholesale costs to retail prices in the electricity market: Evidence from Colombia. *Energy Economics*, 99:105276.
- CREG (2006). Resolución 071. *Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía*. Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- CREG (2007a). Resolución 060. *Por la cual se dictan normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica*. Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- CREG (2007b). Resolución 119. *Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional*. Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- CREG (2009). Resolución 011. *Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional*. Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Csereklyei, Z. (2020). Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union. *Energy Policy*, 137. 111079.
- Duso, T. y Szücs, F. (2017). Market power and heterogeneous pass-through in German electricity retail. *European Economic Review*, 98:354–372.
- Gil, M. M. y Maya, C. (2008). Modelación de la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en Colombia. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 7(12):87–114.
- Gonzalez-Salazar, M. y Pogonietz, W. R. (2021). Evaluating the complementarity of solar, wind and hydropower to mitigate the impact of El Niño Southern Oscillation in Latin America. *Renewable Energy*, 174:453–467.

- Gowrisankaran, G., Reynolds, S. S., y Samano, M. (2016). Intermittency and the value of renewable energy. *Journal of Political Economy*, 124(4):1187–1234.
- Harish, S., Singh, N., y Tongia, R. (2020). Impact of temperature on electricity demand: Evidence from Delhi and Indian states. *Energy Policy*, 140:111445.
- Hausman, J. A. (1996). Valuation of new goods under perfect and imperfect competition. In *The economics of new goods*, pages 207–248. University of Chicago Press.
- Lundin, E. y Tangeras, T. P. (2020). DCournot competition in wholesale electricity markets: The Nordic power exchange, Nord Pool. *International Journal of Industrial Organization*, 68:102536.
- McRae, S. D. y Wolak, F. A. (2021). Retail pricing in Colombia to support the efficient deployment of distributed generation and electric stoves. *Journal of Environmental Economics and Management*, 110:102541.
- Mirza, F. M. y Bergland, O. (2012). Pass-through of wholesale price to the end user retail price in the Norwegian electricity market. *Energy Economics*, 34(6):2003–2012.
- Nevo, A. (2001). Measuring market power in the ready-to-eat cereal industry. *Econometrica*, 69(2):307–342.
- NOAA (2022). Multivariate enso index (mei). NOAA ESRL Physical Sciences Division. Available in: <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/index.html>.
- Perez, A., Carabali, J., y Benavidez, J. (2022a). Competition and merit order effect in the Colombian electricity market. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 12(1):144–155.
- Perez, A., Carabali, J., y Meneses, L. (2022b). Pass-through in Colombia's unregulated retail electricity market. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 12(4):575–583.
- Perez, A. y Garcia-Rendon, J. J. (2020). Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: A counterfactual analysis for Colombia. *Renewable Energy*, 167:146–161.
- Ramirez 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.
- Riascos, A., Bernal, M., De Castro, L., y Oren, S. (2016). Transition to Centralized Unit Commitment An Econometric Analysis of Colombia's Experience. *The Energy Journal*, 37(3):271–291.
- Ribó-Pérez, D., Van der Weijde, A. H., y Álvarez Bel, C. (2019). Effects of self-generation in imperfectly competitive electricity markets: The case of Spain. *Energy Policy*, 133:110920.
- Shaked, A. y Sutton, J. (1982). Relaxing price competition through product differentiation. *The Review of Economic Studies*, 49(1):3–13.
- Sierra, J. y Castaño, E. (2010). Pronóstico del precios spot del mercado eléctrico colombiano con modelos de parámetros variantes en el tiempo y variables fundamentales. Estadística Aplicada: "Didáctica de la Estadística y Métodos Estadísticos en Problemas Socioeconómicos" Universidad Nacional de Colombia.
- Superservicios (2021). Sistema único de información de servicios públicos domiciliarios. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia. Disponible en <http://www.sui.gov.co/web/energia>.
- Villarreal, J. E. (2017). Modelamiento de los precios de la energía en bolsa en colombia incorporando el efecto del enso. (Tesis de Maestría) Universidad de los Andes.
- Weyl, E. G. y Fabinger, M. (2013). Pass-through as an economic tool: Principles of incidence under imperfect competition. *Journal of Political Economy*, 121(3):528–583.

Wolfram, C. D. (1999). Measuring duopoly power in the British electricity spot market. *American Economic Review*, 89(4):805–826.

XM (2021). Sinergox. Disponible en <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>.

Zapata, S., Castaneda, M., Aristizabal, A. J., y Dyner, I. (2022). Renewables for supporting supply adequacy in Colombia. *Energy*, 239:122157.

Apéndice

Tablas

Tabla 5: Resultados para el modelo del precio spot

	(1) Precio spot	(2) Efectos marginales
D	23.85 (24.20)	11.004*** -1,093
Concentración ER	343.9*** (103.4)	151.05*** -53,115
D×Concentración ER	-43.06* (22.52)	
El Niño	480.5*** (10.54)	
HHI	456.2 (340.4)	456.05 (340.39)
Precio internacional del gas	111.2*** -8,026	40.297*** -4,208
D×Precio internacional del gas	-15.82*** -1,763	
Precio internacional del carbón	-6.559*** (0.616)	-3.858*** (0.341)
D×Precio internacional del carbón	0.603*** (0.0940)	
Brent	0.670 (0.494)	2.011*** (0.222)
D×Brent	0.299*** (0.0913)	
Tipo de cambio COP/USD	0.0326 (0.0225)	0.060*** (0.010)
D×Tipo de cambio COP/USD	0.00622 (0.00405)	
Constante	-356.8*** (127.8)	
Observaciones	2.922	2.922
R-cuadrado	0.649	

Fuente: [Perez et al. \(2022a\)](#).

Nota: errores estándar robustos entre paréntesis. D es el cociente entre la demanda del día y el nivel agregado de las entradas de agua. ER es Energías Renovables. HHI es una medida de la concentración de mercado construida con las disponibilidades declaradas de las plantas que operan las firmas.

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1.