

CUADERNOS DE ECONOMÍA

ISSN 0121-4772



Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Economía
Sede Bogotá



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

ASESORES EXTERNOS

COMITÉ CIENTÍFICO

Ernesto Cárdenas

Pontificia Universidad Javeriana-Cal

José Félix Cataño

Universidad de los Andes

Philippe De Lombaerde

NEOMA Business School y UNU-CRIS

Edith Klímovsky

Universidad Autónoma Metropolitana de México

José Manuel Menudo

Universidad Pablo de Olavide

Gabriel Mísas

Universidad Nacional de Colombia

Mauricio Pérez Salazar

Universidad Externado de Colombia

Fábio Waltenberg

Universidade Federal Fluminense de Rio de Janeiro

EQUIPO EDITORIAL

Daniela Cárdenas

Karen Tatiana Rodríguez

María Paula Moreno Mojica

Estudiante auxiliar

Proceditor Ltda.

Corrección de estilo, armada electrónica,
finalización de arte, impresión y acabados
Tel. 757 9200, Bogotá D. C.

Luis Tarapuez

Área de Comunicaciones - Facultad de Ciencias Económicas

Fotografía de la cubierta

Indexación, resúmenes o referencias en

SCOPUS

Thomson Reuters Web of Science

(antiguo ISI)-SciELO Citation Index

ESCI (Emerging Sources Citation Index) - Clarivate Analytics

EBSCO

Publindex - Categoría B - Colciencias

SciELO Social Sciences - Brasil

RePEc - Research Papers in Economics

SSRN - Social Sciences Research Network

EconLit - Journal of Economic Literature

IBSS - International Bibliography of the Social Sciences

PAIS International - CSA Public Affairs Information Service

CLASE - Citas Latinoamericanas en Ciencias Sociales y Humanidades

Latindex - Sistema regional de información en línea

HLAS - Handbook of Latin American Studies

DOAJ - Directory of Open Access Journals

CAPEs - Portal Brasileiro de Informação Científica

CIBERA - Biblioteca Virtual Iberoamericana España / Portugal

DIALNET - Hemeroteca Virtual

Ulrich's Directory

DOTEC - Documentos Técnicos en Economía - Colombia

LatAm-Studies - Estudios Latinoamericanos

Redalyc

Universidad Nacional de Colombia

Carrera 30 No. 45-03, Edificio 310, primer piso

Correo electrónico: revcuaeo_bog@unal.edu.co

Página web: www.ceconomia.unal.edu.co

Teléfono: (571)3165000 ext. 12308, AA. 055051, Bogotá D. C., Colombia

Cuadernos de Economía Vol. 43 No. 91 - 2024

El material de esta revista puede ser reproducido citando la fuente. El contenido de los artículos es responsabilidad de sus autores y no compromete de ninguna manera a la Escuela de Economía, ni a la Facultad de Ciencias Económicas, ni a la Universidad Nacional de Colombia.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Rectora

Dolly Montoya Castaño

Vicerrectora Sede Bogotá (E)

Lorena Chaparro Díaz

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Decana

Juanita Villaveces

ESCUELA DE ECONOMÍA

Directora

Nancy Milena Hoyos Gómez

CENTRO DE INVESTIGACIONES PARA EL DESARROLLO

- CID

Karoll Gómez

DOCTORADO Y MAESTRÍA EN CIENCIAS ECONÓMICAS Y PROGRAMA CURRICULAR DE ECONOMÍA

Coordinadora

Olga Lucía Manrique

CUADERNOS DE ECONOMÍA

EDITOR

Gonzalo Cómbita

Universidad Nacional de Colombia

CONSEJO EDITORIAL

Marta Juanita Villaveces

Universidad Nacional de Colombia

Liliana Chicaíza Becerra

Universidad Nacional de Colombia

Manuel Muñoz Conde

Universidad Nacional de Colombia

Mario García Molina

Universidad Nacional de Colombia

Iván Montoya

Universidad Nacional de Colombia

Iván D. Hernández

Universidad de Ibagué

Juan Miguel Gallego

Universidad del Rosario

Paula Herrera Idárraga

Pontificia Universidad Javeriana

Esteban Pérez Caldentey

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

Noemi Levy

Universidad Nacional Autónoma de México

Juan Carlos Moreno Brid

Universidad Nacional Autónoma de México

Matías Vernengo

Bucknell University

Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Colombia.

Usted es libre de:

Compartir - copiar, distribuir, ejecutar y comunicar públicamente la obra

Bajo las condiciones siguientes:

- **Atribución** — Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciante. Si utiliza parte o la totalidad de esta investigación tiene que especificar la fuente.
- **No Comercial** — No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin Obras Derivadas** — No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.

Los derechos derivados de usos legítimos u otras limitaciones reconocidas por la ley no se ven afectados por lo anterior.



El contenido de los artículos y reseñas publicadas es responsabilidad de los autores y no refleja el punto de vista u opinión de la Escuela de Economía de la Facultad de Ciencias Económicas o de la Universidad Nacional de Colombia.

The content of all published articles and reviews does not reflect the official opinion of the Faculty of Economic Sciences at the School of Economics, or those of the Universidad Nacional de Colombia. Responsibility for the information and views expressed in the articles and reviews lies entirely with the author(s).

EFFECTO DE LA ENTRADA EN OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MÁS GRANDE Y DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA SOBRE EL PRECIO DE BOLSA

John García Rendón
Manuel Correa Giraldo
Alejandro Gutiérrez Gómez

García Rendón, J., Correa Giraldo, M., & Gutiérrez Gómez, A. (2024). Efecto de la entrada en operación de la central hidroeléctrica más grande y de las energías renovables no convencionales en Colombia sobre el precio de bolsa. *Cuadernos de Economía*, 43(91), 1-24.

J. García Rendón

Investigador Omega - Observatorio de Mercados y Empresas: Guía y Aplicaciones, Escuela de Finanzas, Economía y Gobierno, Universidad Eafit, Medellín, Colombia, Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co; <http://orcid.org/0000-0002-1269-2548>

M. Correa Giraldo

Investigador Omega - Observatorio de Mercados y Empresas: Guía y Aplicaciones, Escuela de Finanzas, Economía y Gobierno, Universidad Eafit, Medellín, Colombia, Correo electrónico: mcorre33@eafit.edu.co

A. Gutiérrez Gómez

ISA - Interconexión Eléctrica S. A., Medellín, Colombia, Correo electrónico: algutierrez@ISA.com.co

Sugerencia de citación: García Rendón, J., Correa Giraldo, M., & Gutiérrez Gómez, A. (2024). Efecto de la entrada en operación de la central hidroeléctrica más grande y de las energías renovables no convencionales en Colombia sobre el precio de bolsa. *Cuadernos de Economía*, 43(91), 1-24. <https://10.15446/cuadernos.v43n91.103081>

Este artículo fue recibido el 8 de junio 2022, ajustado el 19 de mayo de 2023 y su publicación aprobada el 1° de febrero de 2024.

Cada vez más estudios internacionales analizan el “efecto orden de mérito” de las energías renovables no convencionales. Sin embargo, es crucial examinar si este efecto se mantiene en el mercado hidroeléctrico de Colombia. Esta investigación utiliza un modelo de minimización de costos para estudiar cómo la entrada de la central hidroeléctrica más grande y las energías renovables no convencionales afectan el precio mayorista de la electricidad en el mercado colombiano. Los resultados principales muestran que la entrada de la primera turbina de Hidroituango, con una capacidad de 300 MW, y un aumento del 4% en la demanda pueden incrementar el precio de bolsa entre un 0,5% y un 4,6% durante un año, dependiendo de la estrategia de oferta de Empresas Públicas de Medellín. Sin embargo, si se incorporan 2696 MW adicionales de energías renovables no convencionales habría una reducción significativa.

Palabras clave: energía renovable no convencional; Hidroituango; precio de bolsa; mercado eléctrico colombiano.

JEL: L11, L22, Q42, D22.

García Rendón, J., Correa Giraldo, M., & Gutiérrez Gómez, A. (2024). Effect of the commissioning of the largest hydropower plant and non-conventional energy sources on electricity wholesale prices in Colombia. *Cuadernos de Economía*, 43(91), 1-24.

International studies are increasingly analyzing the “merit order effect” of non-conventional renewable energies. However, it is crucial to examine whether this effect applies in the Colombian hydropower market. This research utilizes a cost minimization model to examine how the entry of the largest hydropower plant and non-conventional renewables impact the wholesale price of electricity in Colombian. The main findings indicate that the entry of the first turbine of Hidroituango, with a capacity of 300 MW, and a 4% increase in demand can raise the spot price by 0.5% to 4.6% over one year, depending on the bid price strategies employed by EPM. However, incorporating an additional 2,696 MW of non-conventional renewable energies would result in a significant reduction.

Keywords: Renewable and non-conventional energy source; spot price; Colombian electricity market.

JEL: L11, L22, Q42, D22.

INTRODUCCIÓN

La transformación disruptiva que enfrentan los mercados eléctricos mundiales comprende varios ejes temáticos. En primera instancia, con el objetivo de disminuir los gases de efecto invernadero se viene presentando una tendencia generalizada de descarbonización de las matrices de generación energética en el mundo. Prueba de ello, por ejemplo, la Unión Europea: desde 2009 con la apuesta 20/20/20 para 2020 estipulaba reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 % y, en 2018, con la propuesta “un planeta limpio para todos” pretende las cero emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2050 (Comisión Europea, 2018). Esto ha conllevado una sustitución de energías fósiles por energías renovables no convencionales (ERNC). Las fuentes renovables podrían proporcionar el 90 % de las reducciones de emisiones de CO₂ necesarias en el planeta para mantener el aumento de la temperatura global promedio por debajo de los 2 °C prevista en el Acuerdo de París (COP21) (Irena, 2020a).

Si bien en un principio estas inversiones en energías renovables fueron realizadas mediante subvenciones (Böhringer *et al.*, 2017; Castaño-Gómez y García-Rendón, 2020; Winter y Schlesewsky, 2019), en la actualidad se están haciendo vía mecanismos de mercado como subastas, gracias a la disminución sostenida de los costos nivelados de estas fuentes de energía. De acuerdo con información sobre los costos nivelados de la energía solar fotovoltaica de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena, por sus siglas en inglés) (2020b) y la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) (2020), la energía solar fotovoltaica en 2020 se posicionó como la fuente más barata para la generación global de electricidad. El costo promedio de electricidad en el mundo pasó de 0,378 USD/kWh en 2010 a 0,068 USD/kWh en 2019 y el precio promedio de las subastas para contratos de largo plazo con esta fuente de generación disminuyó de 0,195 USD/kW en 2013 a 0,039 USD/kW en 2021.

El segundo eje hace alusión a los adelantos tecnológicos en materia de manejo de grandes cantidades de información (*big data*) y la aparición de nuevas herramientas electrónicas. Estas permiten una gestión más eficiente de los recursos energéticos, en comparación con un sistema centralizado y suministran mayor conocimiento de las preferencias de los consumidores disminuyendo la incertidumbre (Mahmud *et al.*, 2020). Asimismo, el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala mediante baterías, que en sí mismo representa una disrupción en un sector que requiere mayor flexibilidad, está encontrando su espacio en el mercado. Esto se debe tanto a su promesa de reducir el costo de la energía, como a la vertiginosa caída en sus costos (Rotella Junior *et al.*, 2021). BloombergNEF (2021) reporta que el costo promedio de las baterías pasó de 1160 USD/kWh a 132 USD/kWh en 2021 y se espera que en 2024 se ubique en valores aproximados a 100 USD/kWh.

Los recursos energéticos distribuidos tales como la potencia puesta a disposición por la demanda (respuesta de la demanda) y los recursos de generación distribuida –principalmente renovable– empiezan a desempeñar un rol fundamental en

la prestación de los servicios de electricidad y han cuestionado la organización clásica de cadena de suministro de los sistemas de energía. Esta organización clásica, basada en la producción a través de mercados centralizados, plantea grandes interrogantes sobre el carácter que deben tener los sistemas de energía futuros, en el que las ERNC, centralizadas y distribuidas, cada vez tienen mayor participación como fuente de generación de energía (López y García, 2022).

En el mercado eléctrico colombiano, dominado por la tecnología hidráulica, comienzan a evidenciarse cambios importantes para enfrentar dicha transformación. En cuanto a la reglamentación, en 2014 se promulgó la ley 1715, la cual determina las políticas para la adopción de ERNC, convirtiéndose en el eje estratégico para el desarrollo de las tendencias que hoy observamos en materia de energía renovable y eficiencia energética (Congreso de Colombia, 2014). Además, esta ley es complementada por las leyes 1955 de 2019 y 2099 de 2021, por medio de las cuales se dictan disposiciones para la transición energética y la dinamización del mercado energético (Congreso de Colombia, 2021).

Esto hace valioso no solo examinar el efecto para el mercado eléctrico colombiano de la entrada en operación de 2696 MW de ERNC adjudicadas en las subastas realizadas en 2018 y 2019 sobre el precio de bolsa; sino la entrada en operación de las dos primeras turbinas de Hidroituango (HI) a finales de noviembre del 2022, lo cual fue confirmado por la gerente general de XM, después de que HI cumpliera con los requisitos exigidos. Es importante resaltar que son muy pocos los estudios que se han hecho para el mercado eléctrico colombiano que utilicen el modelo de minimización de costos del despacho ideal para atender la demanda total, propuesto en la resolución CREG 051 de 2009, y que consideren simultáneamente energía renovable convencional y no convencional, entre los que pueden resaltarse el de Henao y Dyner (2020) y Pérez y García (2021). El objetivo y contribución de esta investigación consiste en abordar esta brecha en la literatura.

Vale la pena resaltar que son bastantes los trabajos que examinan el efecto de la entrada de ERNC sobre el precio *spot* de electricidad, el llamado efecto orden de mérito, en el escenario internacional, por ejemplo, Grytli-Tveten *et al.* (2013), Woo *et al.* (2016), Acemoglu *et al.* (2017) y Carvalho-Figueiredo y Pereira-Da Silva (2019). Pero son pocos los mercados eléctricos predominantemente hidráulicos, como el colombiano, en el que esta tecnología determinó el precio de bolsa por encima del 95 % en 2019, como se muestra en la tabla 3, lo cual lo hace más interesante para esta investigación.

Los principales resultados evidencian un posible incremento en el precio de bolsa para el mercado eléctrico colombiano cercano al 5 %, si solo se considera un incremento del 4 % de la demanda y la entrada en operación de la primera turbina de HI, 300 MW. Pero cuando además incluimos la entrada en operación de 2696 MW de ERNC, 25 % solar y 75 % eólica, el precio pudiera presentar una disminución cercana al 12 %, vía efecto orden de mérito, por los menores costos variables que tienen las ERNC.

Este artículo además de esta introducción, en la siguiente sección entrega los principales avances en inclusión de energías renovables –convencionales y no convencionales– en el mercado eléctrico colombiano. La sección tres hace alusión a la metodología y datos. La cuarta expone el análisis de los resultados y, por último, se presenta la discusión y conclusiones sobre el objeto de estudio.

A continuación, se detallan las siglas y acrónimos que se emplean en este documento.

Siglas y acrónimos

AMI	Infraestructura en medición avanzada. Del término en inglés <i>advanced metering infrastructure</i>
b_i	Precio ofertado por la empresa i
b_{ij}	Precio ofertado para la unidad j de la empresa i para las 24 horas del día
Cere	Costo equivalente real de energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CO ₂	Dióxido de carbono
COP/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
DER	Recursos energéticos distribuidos. Del término en inglés <i>distributed energy resources</i>
D_h	Demanda de energía para cada hora
EPM	Empresas Públicas de Medellín
ERNC	Energías renovables no convencionales
g_{ijh}	Disponibilidad declarada de generación de cada una de las unidades j de la empresa i en la hora h
\tilde{g}_{ijh}	Mínimo técnico de generación para la unidad j de la empresa i en la hora h
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
MW	Megavatio
HI	Hidroituango
IEA	Agencia Internacional de la Energía. Del término en inglés International Energy Agency
Irena	Agencia Internacional de las Energías Renovables. Del término en inglés International Renewable Energy Agency
Máx.	Máximo
MEM	Mercado eléctrico mayorista
Mín.	Mínimo
MME	Ministerio de Minas y Energía
p_h	Precio de bolsa en la hora h
q_{ijh}	Generación de cada una de las unidades j de la empresa i en la hora h
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

(Continúa)

USD/kWh	Dólares estadounidenses por kilovatio hora. Del término en inglés United States Dollar
XM	Compañía Expertos en Mercados S. A. E. S. P., operador y administrador del mercado eléctrico colombiano
ZNI	Zonas no interconectadas

AVANCES REGULATORIOS PARA LA INCLUSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

El mercado eléctrico colombiano es un sistema centralizado con un único precio nodal, de forma que todas las redes de transporte están interconectadas. Este sistema está compuesto por las centrales y equipos de generación, redes de interconexión regionales e intrarregionales, redes de distribución y el proceso de la comercialización de la energía para la prestación del servicio a los usuarios finales. La principal fuente de generación es hídrica, la cual entre 2017 y 2019, en promedio, fue del 82 % de la generación total (Correa *et al.*, 2021).

La tabla 1 presenta los principales desarrollos institucionales para la inclusión de ERNC. La ley 1715 de 2014 es la que determina las políticas para la adopción de ERNC, y se convierte en el punto de referencia para el desarrollo de las tendencias que hoy observamos en materia de energía renovable y eficiencia energética. Así, en 2018, la resolución 40072 del Ministerio de Minas y Energía (MME) estableció la regulación para la implementación de la infraestructura en medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) (MME, 2018) y en 2022 por medio de la resolución 101 001, establece las condiciones para la implementación de AMI en el SIN (CREG, 2022). Por su parte, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante las resoluciones 024 de 2015 y 030 de 2018 definió las condiciones de participación de los usuarios autogeneradores a pequeña y gran escala y de la generación distribuida (aquella con capacidad menor o igual a 100 kW y conectada directamente al sistema interconectado) (CREG, 2018a). En 2018 la CREG por medio de la resolución 038 define lo relativo a la actividad de autogeneración en zonas no interconectadas (CREG, 2018b) y, en 2019 a través de la resolución 060 fija los requerimientos estructurales, equipos y sistemas para la implementación de recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) para pequeñas instalaciones (CREG, 2019a). En 2021 la resolución 174 regula las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN (CREG, 2021).

En 2019, el MME, acogiendo la directriz del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2020 (ley 1955 de 2019) promulga la resolución 4 0715, mediante la cual establece que por lo menos el 10% de la energía comprada en el mercado mayorista para atender a los usuarios regulados debe provenir de ERNC (Congreso de Colombia,

Tabla 1.
Avances institucionales para la inclusión de energías renovables no convencionales en Colombia

Año	Almacenamiento	ERNC	AMI	DER	ZNI	Cargo por confiabilidad	Subastas de largo plazo
2014		Ley 1715, decreto MME 2469				Res. CREG 132, Res. CREG 167	
2015		Decreto MME 1623, decreto MME 2143		Res. UPME 281, Res. CREG 024		Res. CREG 011	
2017		Decreto MME 884, decreto 1543, Res. MME 348				Res. CREG 201	
2018			Res. MME 40072	Res. CREG 030	Res. CREG 038		Decreto 570
2019	Res. CREG 098	Ley 1955, Res. CREG 200		Res. CREG 060 Res. CREG 096			Res. MME 40590 Res. MME 40725
2020		Decreto 829					
2021		Ley 2099, Res. MME 40060		Res. CREG 174			
2022			Res. MME 101 001	Res. MME 40283			

Nota: Res.: resolución.
Fuente: elaboración propia.

2019). En este mismo año, se celebró la segunda subasta de contratos de largo plazo de energía eléctrica, para un periodo de suministro de quince años que comenzó el 1 de enero de 2022, aceptando solo proyectos de energía renovable. Esta subasta tuvo como resultado la asignación de 10 186 MWh-día, obteniendo un precio promedio ponderado de 95,65 COP/kWh más el costo equivalente real de energía (Cere), 60-80 COP/kWh (XM, 2021). Los proyectos asignados corresponden en un 17,39 % a generación solar fotovoltaica y un 82,61 a generación eólica.

Otro hito en el desarrollo de la regulación del sector eléctrico colombiano fue la emisión de la resolución CREG 098 de 2019, la cual establece las condiciones para la incorporación de sistemas de almacenamiento con baterías en el SIN, con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN (CREG, 2019b). En junio de 2019 la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) publicó los prepliegos correspondientes a un sistema de almacenamiento para aliviar congestiones en el área del Atlántico, convirtiéndose en el primer proyecto de este tipo en Latinoamérica.

Por su parte, el Gobierno nacional en cabeza del MME lideró la “Misión de Transformación Energética”, que contempla la modernización del marco institucional y regulatorio del sector eléctrico, de tal manera que se facilite la incorporación de nuevos agentes, tecnología y esquemas transaccionales en el mercado (MME, 2021). Para esto se trazaron cinco ejes temáticos: competitividad, participación y estructura del mercado eléctrico; el rol del gas en la transformación energética; descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda; aumento de cobertura de energía eléctrica y revisión del marco institucional y regulatorio. A partir de este estudio definió la hoja de ruta a desarrollarse para abordar la transición energética en Colombia (MME, 2021). También, en 2021, el Congreso de Colombia por medio de la ley 2099 fijó disposiciones para la transición energética y la dinamización del mercado energético (Congreso de Colombia, 2021). Además, en 2022 el MME emitió la resolución 40283, que determina los lineamientos para la incorporación de los recursos energéticos distribuidos.

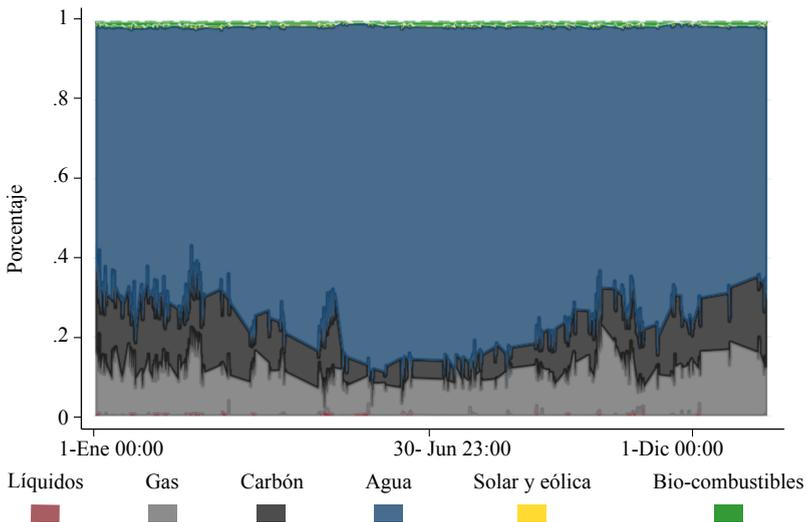
Es importante anotar que el mercado eléctrico colombiano se ha caracterizado por ser predominantemente hidráulico, lo cual hace que sea altamente dependiente de las condiciones climáticas como el fenómeno de El Niño. Como puede observarse en la tabla 2, si se tiene como punto de referencia para el análisis el año 2019, previo a la pandemia, el 77,6 % de la generación para este año fue generada con esta tecnología. Asimismo, en 2019, la demanda de electricidad aumentó alrededor del 4 %, pero después de 2016 la expansión de la capacidad ha sido menor que el incremento de la demanda. La principal razón de esta limitada expansión de la oferta fue la no entrada en operación del proyecto hidroeléctrico “Hidroituango”, el cual tendría una capacidad de 2400 MW, alrededor del 13 % de toda la capacidad instalada en 2019, y que se esperaba que de forma gradual entrara en funcionamiento a finales de 2018 o principios de 2019, pero que debido a la contingencia presentada en abril de 2018 no sucedió así. No obstante, en noviembre de 2022 iniciaron operaciones las dos primeras turbinas, con una capacidad de 600 MW.

En la actualidad, la incorporación de las ERNC en el sistema eléctrico colombiano ha sido baja. La central eólica más antigua y única hasta 2019 era Jepírachí. Esta central tiene una capacidad de 18,4 MW y está ubicada al norte de Colombia, en el departamento de La Guajira. En condiciones normales, Jepírachí genera en promedio anualmente 60 GWh, que representan el 0,1 % de la generación total del año. Por su parte, en cuanto a la energía solar, solo en 2017 comenzó a generar con esta fuente con la central Celsia Solar Yumbo con una capacidad de 9,8 MW y una generación de 5,4 GWh para ese año. En noviembre de 2018 entró en operación la planta de energía Celsia Solar Bolívar con una capacidad de 8,6 MW. La generación total con energía solar en 2018 y 2019 fue de 9,1 GWh y 115,3 GWh, respectivamente. Esto representó un aumento del 2000 % entre 2017 y 2019. Sin embargo, la generación con energía solar representó solo el 0,2 % de la generación total durante 2019. La participación de la generación eólica y solar, en 2019 fue de 178,6 GWh, representando cerca del 0,3 % de la generación total. Sin embargo, producto de las subastas del cargo por confiabilidad y de largo plazo, realizadas en 2019, se espera que para el 2023 se hayan integrado al menos 2 GW de generación no síncrona, 0,5 GW solar y 1,5 GW eólica (Gubinelli, 2020).

En 2019, la capacidad total del SIN ascendió a 17462 MW. Los cinco generadores más grandes de Colombia han estado representados por Emgesa S. A. E. S. P., 20,3 %, Empresas Públicas de Medellín (EPM), 19,9 %, Isagen S. A. E. S. P., 17,2 %, Empresa de Energía del Pacífico S. A. E. S. P., 7,6 % y AES Chivor y CIA S. C. A. E. S. P., 5,8 %. Esto convierte el mercado eléctrico mayorista (MEM), igual que en la gran mayoría

Figura 1.

Porcentaje de generación por tecnología en 2019



Fuente: elaboración propia con base en datos de XM (2022).

Tabla 2.
Generación por tecnología (GWh)

Año / tipo de generación	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Total	%										
Cogeneración	526,2	0,8	600,0	0,9	633,7	1,0	734,0	1,1	732,0	1,0	782,7	1,1
Eólica	68,4	0,1	50,9	0,1	3,1	0,0	43,4	0,1	63,3	0,1	10,1	0,0
Hidráulica	44681,9	67,1	46798,6	71,0	57343,0	86,0	56651,2	82,2	54437,0	77,6	49837,4	71,9
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	0,0	9,1	0,0	115,3	0,2	190,8	0,3
Térmica	21272,0	32,0	18492,7	28,0	8681,9	13,0	11510,4	16,7	14767,0	21,1	18502,6	26,7
Total	66548,5	100,0	65942,2	100,0	66667,1	100,0	68948,2	100,0	70114,6	100,0	69323,6	100,0

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM (2021).

de los mercados eléctricos internacionales, en una estructura oligopólica. Además, la figura 1 muestra el porcentaje de generación por cada una de las tecnologías en 2019.

METODOLOGÍA Y DATOS

Siguiendo la resolución CREG 051 de 2009 y la metodología utilizada por Pérez y García (2021), esta investigación utiliza el modelo de minimización de costos para el despacho ideal en el mercado eléctrico colombiano. Para esto el operador del mercado debe elegir las cantidades de las tecnologías ofertadas por cada uno de los generadores con los menores precios, que son necesarias para atender la demanda total de electricidad para cada una de las 24 horas del día. Este procedimiento da las señales económicas para la formación del precio de bolsa y determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones de la red en el MEM colombiano (CREG, 2009)¹. La simulación del despacho ideal incorpora la interdependencia no solamente entre las unidades de cada generador, sino también entre cada una de las empresas, lo cual implica una competencia entre las firmas que participan en este despacho.

En este sentido, el operador de mercado en el periodo t define el despacho del día $t + 1$; resolviendo el problema de minimización de costos representado por la ecuación (1). Organizando los precios ofertados $b_i = \{b_{ij}, g_{ijh}\}_{j=1, \dots, J_i}^{h=0, \dots, 23}$ por orden de mérito (de menor a mayor) para la generación de cada una de las unidades j de la empresa i en la hora h (q_{ijh}) por tecnología, que son necesarias para abastecer la demanda total en cada hora. La empresa i declara para cada día t una oferta de precio para sus unidades j .

Donde:

b_{ij} es el precio ofertado para la unidad j de la empresa i para las 24 horas del día.

g_{ijh} es la disponibilidad declarada de generación de cada una de las unidades j de la empresa i en la hora h .

En este proceso también se requiere la demanda de energía para cada hora del día, Dh , que es una predicción de demanda realizada por el operador de mercado en la hora h . Esta debe ser menor o igual a la cantidad ofertada, es decir, las ofertas deben abastecer la demanda como lo representa la ecuación (2). Adicionalmente, la ecuación (3) representa la generación mínima obligatoria requerida para garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad de suministro y, por motivos fitosanitarios (ambientales) en el caso de las hidrogenadoras.

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

Sujeto a

¹ Para efectos de replicar o profundizar la metodología se sugiere revisar la resolución CREG 051 de 2009 y la simulación del despacho ideal que ejecuta el operador del mercado eléctrico colombiano descrito (XM, 2020).

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

$$g_{ijh} \geq q_{ijh} \geq \check{g}_{ijh} \quad (3)$$

Donde:

q_{ijh} es la generación de cada una de las unidades j de la empresa i en la hora h . D_h es la demanda de energía para cada hora del día.

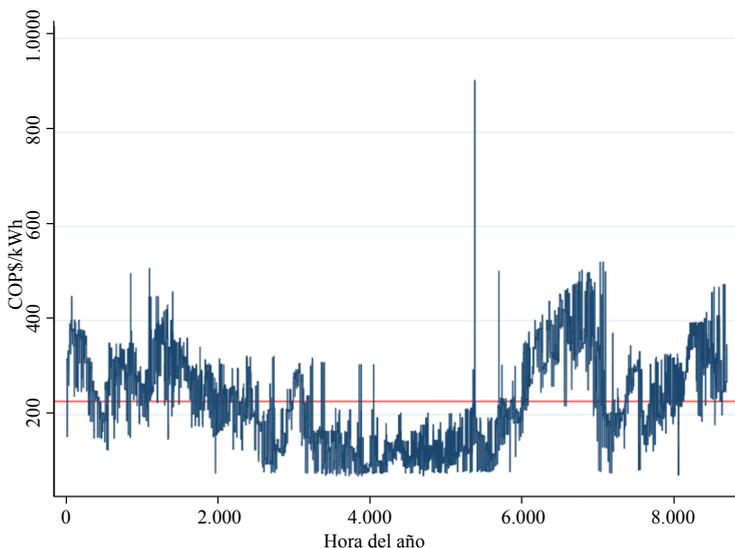
\check{g}_{ijh} es el mínimo técnico de generación de la unidad j , de la empresa i en la hora h .

El precio de bolsa en la hora h , p_h es determinado por el último precio ofertado por la unidad requerida para abastecer la demanda total horaria y que fue despachada por mérito. Todas las unidades despachadas se pagan con p_h por kWh producido para la hora correspondiente.

El análisis se hace a partir de datos del operador del mercado de energía en Colombia (XM). En específico, los datos horarios del despacho ideal entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2019. En este año la capacidad total del sistema fue cercana a los 17400 MW y se generaron aproximadamente 70250 GWh durante el año, de estos cerca del 77,6% fue energía hidráulica, 20,9% térmica y el 1,5% restante con otro tipo de energías. Como puede observarse en la figura 2, el precio de bolsa promedio ponderado para 2019 ascendió a COP 226,89/kWh.

Figura 2.

Precio de bolsa horario en 2019



Nota: la línea roja horizontal representa el precio de bolsa medio de todo el año.

Fuente: elaboración propia con datos de XM (2022).

Además, como puede observarse en la tabla 3, la tecnología hidráulica representó el 96,2 % de las unidades que determinaron el precio de bolsa en el MEM durante 2019, mientras que el 3,8 % restante correspondió a unidades térmicas.

Tabla 3.

Tecnologías que fijaron el precio de bolsa, 2019

Número de unidades marginales					
Hora	Hidráulicas	Térmicas	Total	% Hydro	% Térmico
0	346	19	365	94,80	5,20
1	342	23	365	93,70	6,30
2	334	31	365	91,50	8,50
3	334	31	365	91,50	8,50
4	334	31	365	91,50	8,50
5	338	27	365	92,60	7,40
6	346	19	365	94,80	5,20
7	350	15	365	95,90	4,10
8	355	10	365	97,30	2,70
9	357	8	365	97,80	2,20
10	357	8	365	97,80	2,20
11	359	6	365	98,40	1,60
12	358	7	365	98,10	1,90
13	361	4	365	98,90	1,10
14	356	9	365	97,50	2,50
15	353	12	365	96,70	3,30
16	355	10	365	97,30	2,70
17	353	12	365	96,70	3,30
18	364	1	365	99,70	0,30
19	364	1	365	99,70	0,30
20	356	9	365	97,50	2,50
21	355	10	365	97,30	2,70
22	353	12	365	96,70	3,30
23	346	19	365	94,80	5,20
Total	8426	334	8760	96,20	3,80

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM (2022).

Para efectos de esta investigación simulamos el despacho ideal, tomando como año base el 2019, debido a que no está sesgado por los efectos de la pandemia, la cual inició en marzo de 2020 y a partir de este se simulan cinco escenarios, que recogen alternativamente la entrada en operación de energía renovable convencional, HI, la entrada en operación de ERNC: solar y eólica, a partir de las subastas de energía realizadas en 2018 y 2019, y las características del mercado eléctrico colombiano, incluyendo las inflexibilidades del sistema, es decir, recogiendo las características técnicas de las unidades que permiten la generación para la confiabilidad de suministro, definido por medio de las resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009.

Estas inflexibilidades son consideradas estáticas para el año base, 2019. Además, se considera la disponibilidad declarada de HI constante durante todas las horas del año, inicialmente con 300 MW y luego con 600 MW. La oferta de precio para estas unidades es el intervalo entre el precio mínimo y el máximo ofertado en cada día del año 2019 por todas las unidades hidroeléctricas centralmente despachadas de EPM. Los cinco escenarios son los siguientes:

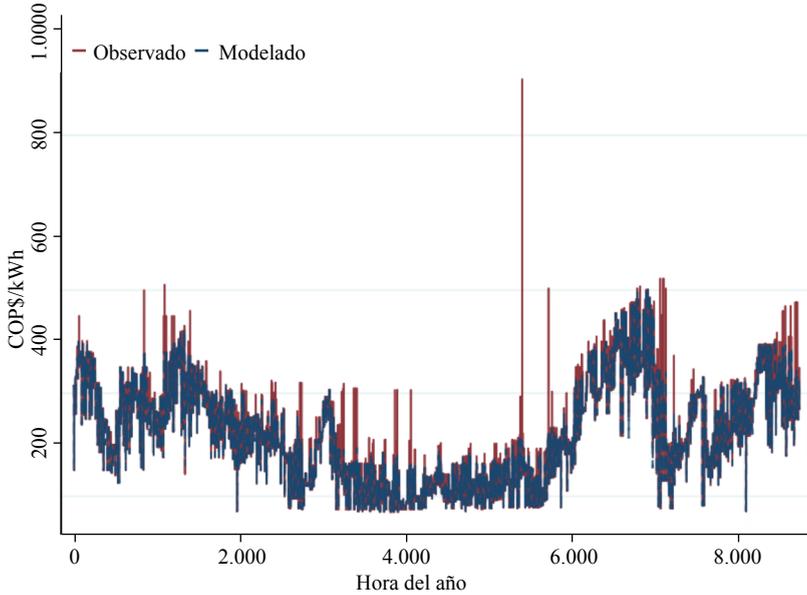
1. Aumento de la demanda en 4 % anual sin la operación de HI y de ERNC (solar y eólica).
2. Incremento de la demanda en 4 % y la entrada en operación de la primera turbina de HI con una capacidad de 300 MW, con la oferta de precio mínima y máxima por las demás unidades despachadas de EPM durante 2019.
3. Entrada en operación de HI con 600 MW con la oferta de precio mínima y máxima por las demás unidades de EPM durante 2019 y aumento en la demanda en 4 %.
4. Entrada en operación de 2696 MW de energía solar (25 %) y eólica (75 %) en 2022, que ingresarían en la base del despacho ideal dado su costo variable cercano a cero. Además de considerar el incremento del 4 % de la demanda y la no entrada de HI.
5. Entrada en operación de 2696 MW de energía solar (25 %) y eólica (75 %) en 2022. Además de considerar la entrada de 300 MW de HI y el incremento de la demanda en 4 %.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Como puede observarse en la figura 3, con la simulación del despacho ideal en 2019 se obtiene un precio de bolsa promedio ponderado de 226,89 COP/kWh, mientras que el real en este año ascendió a 231,06 COP/kWh. Con este resultado, el modelo que se utilizó para la simulación del despacho ideal y la estimación del precio de bolsa presenta un buen ajuste, ya que el error de la estimación está por debajo del 2 % (1,8 %).

Figura 3.

Precio de bolsa observado versus precio de bolsa estimado, 2019



Fuente: elaboración propia con base en datos de XM (2021).

Teniendo este resultado como punto de partida, se simula el primer escenario para examinar solo el impacto del incremento de la demanda sobre el precio de bolsa, encontrando un aumento en el precio de bolsa del 4,9%. Es decir, manteniendo las ofertas del 2019, sin la entrada en operación de HI al sistema y aumentando la demanda en 4%, el precio de bolsa podría ampliarse aproximadamente el 5% en un año.

En el escenario 2, se realiza la misma estimación del escenario 1, pero considerando además la entrada en operación de la primera turbina de HI, 300 MW. También, se supone que la oferta de precios para esta unidad de generación está entre el mínimo y el máximo ofertado por las demás unidades hidroeléctricas centralmente despachadas de EPM durante 2019. El principal resultado evidencia un aumento del precio de bolsa, el cual puede oscilar entre 0,5% y 4,6% durante todo el año, dependiendo de la estrategia de oferta, en precios, que siga EPM (ver tabla 4).

El escenario 3, además del aumento de la demanda en 4%, considera la entrada en operación de las dos primeras turbinas de HI, 600 MW, que empezaron funciones en noviembre de 2022. Los resultados muestran que el precio de bolsa puede oscilar entre una reducción del 3,4% (ver tabla 4) –si el precio ofertado por HI es equivalente al menor precio de oferta de las unidades hidroeléctricas de EPM durante 2019– y un aumento del 4,5%, si con estas turbinas se oferta a los precios más altos de las unidades hidroeléctricas de EPM en 2019.

Tabla 4.
Resultados de las simulaciones para los cinco escenarios

Escenario	Aumento de la demanda (%)	MW en operación de Hidroituango	MW en operación de ERNC	Generación (GW) aprox. de ERNC en el año	Generación (GW) aprox. de Hidroituango en el año		Estimación precio de bolsa		Cambio % del precio sobre el escenario base	
					Oferta mín.	Oferta máx.	Mín.	Máx.	Mín. (%)	Máx. (%)
1	4	0	0	0	0	0	\$ 238,05		4,90	
2	4	300	0	0	2647	147	\$ 228,01	\$ 237,37	0,50	4,60
3	4	600	0	0	5254	286	\$ 219,19	\$ 236,98	- 3,40	4,45
4	4	0	2696	8244	0	0	\$ 209,17		- 7,80	
5	4	300	2696	8244	2604	30	\$ 200,14	\$ 209,05	- 11,80	- 7,90

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM (2022).

El escenario 4, que además de considerar el aumento del 4% de la demanda y la no entrada en operación de HI, incluye la entrada de 2696 MW de ERNC, 25% solar y 75% eólica, acorde con las subastas asignadas en 2018 para el cargo por confiabilidad y en 2019 para ERNC, les dieron cabida a estas fuentes de energía. Es importante aclarar que estas fuentes tienen un alto nivel de intermitencia y, por tanto, su operación depende de su factor de uso, que para el caso de la energía solar, en concordancia con las radiaciones en Colombia, lo asumimos constante, en promedio del 30% entre las 8:00 y las 17:00 horas y, para la generación eólica su factor de uso oscila entre 15% y 52%, para las 24 horas del día dependiendo del mes del año. Los resultados sugieren que el precio de bolsa puede disminuir aproximadamente 7,8%.

Por su parte, el escenario 5 considera el aumento del 4% de la demanda, la entrada en operación de 300 MW de HI y la entrada de 2696 MW de ERNC, 25% solar y 75% eólica. Los resultados como puede observarse en la tabla 4 para este escenario sugieren que el precio de bolsa puede disminuir entre el 11,8% y el 7,9%, dependiendo de la estrategia de oferta de precios que siga EPM. La figura 4 muestra el precio de bolsa del modelo base versus el precio simulado para cada uno de los cinco escenarios.

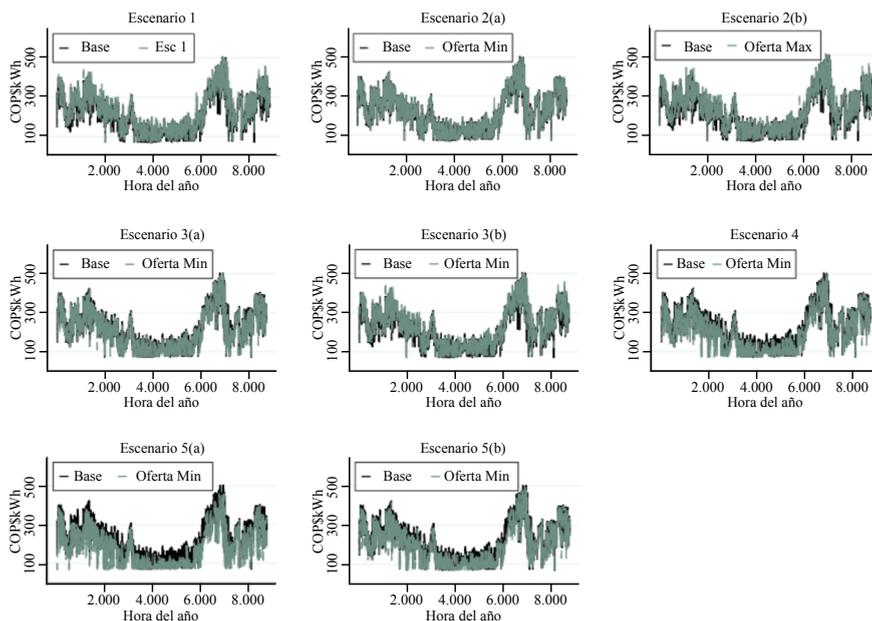
A partir de los escenarios 3, 4 y 5 puede concluirse que la caída en el precio de bolsa estaría justificada por el aumento de las ERNC, ya que con la entrada de energías renovables convencionales con una oferta de precio alto (el máximo precio ofertado por las plantas hidroeléctricas centralmente despachadas de EPM), como se observa en el escenario 3 existe la probabilidad de un incremento en el precio de bolsa. Máxime si se tiene en cuenta que algunas de las subastas adjudicadas en 2019 aún no entraron en operación –debieron hacerlo en 2023– y, por tanto, no les ha quedado otra alternativa que acudir al mercado de contratos para satisfacer estas obligaciones y, si a esto se suma un posible fenómeno de El Niño fuerte, como empieza a observarse en mayo de 2023, la tendencia sería un incremento en el precio de bolsa.

Además, en la figura 5, en el panel (a) se describe el equilibrio representado por las curvas de oferta y demanda y el efecto sobre el precio de bolsa para el escenario 2, con la entrada en operación de la primera turbina de HI, 300 MW. Las líneas de color azul y rojo representan la curva de oferta considerando el máximo y el mínimo precio de oferta para esta turbina. Simultáneamente, las líneas verticales negras describen (de izquierda a derecha) la demanda horaria: mínima, promedio y máxima, respectivamente (la entrecortada para el escenario base y la sólida recoge el incremento de la demanda del 4%); con lo cual encontramos que el aumento del precio de bolsa puede oscilar entre 0,5% y 4,6%, como se dijo anteriormente, dependiendo de la estrategia de oferta de precios por parte de EPM para esta turbina.

Por su parte, el panel (b) presenta las curvas de oferta para la misma hora del panel anterior, pero además de considerar la entrada en operación de 300 MW de HI,

Figura 4.

Comparación de los precios de bolsa de cada escenario con respecto al escenario base para todas las horas del año



Nota: para los escenarios 2, 3 y 5 se muestran dos gráficos en cada uno de ellos, dado que estimamos para el precio más bajo (a) y más alto (b) ofertado por las plantas hidroeléctricas centralmente despachadas de EPM en 2019.

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM (2022)

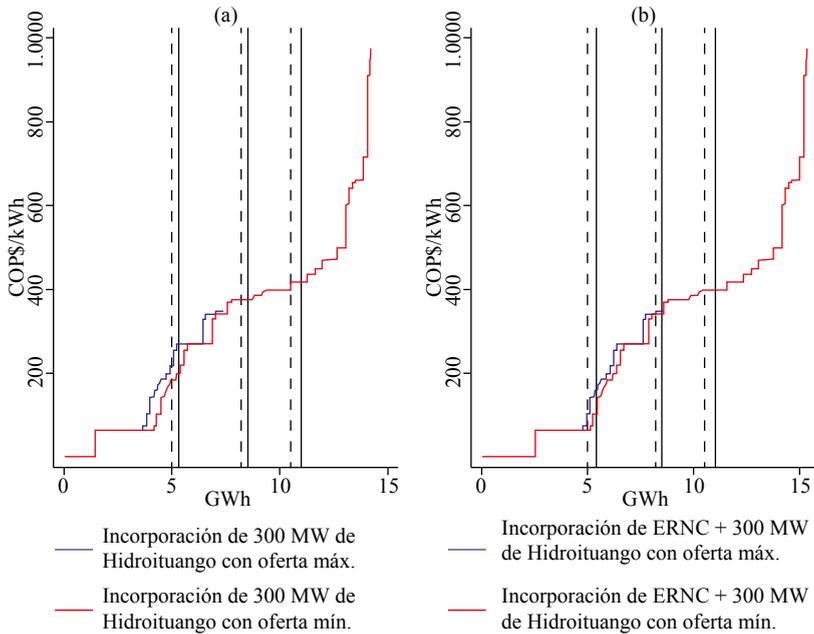
incluye la entrada de 2696 MW de ERNC, 25 % solar y 75 % eólica, escenario 5, donde dependiendo de la estrategia de oferta del precio por parte de EPM con este recurso, el precio de bolsa puede disminuir aproximadamente el 8 %.

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

El objetivo en esta investigación consistió en examinar el efecto de la entrada en operación de HI, además de considerar el ingreso de energía solar y eólica. Con los resultados obtenidos se encuentra que, por ejemplo, con la entrada de la primera turbina de HI, 300 MW y un incremento del 4 % de la demanda, evidenciamos que el incremento en el precio de bolsa puede oscilar entre 0,5 % y 4,6 % durante todo el año, dependiendo de la estrategia de oferta, en precios, que siga EPM. Sin embargo, este aumento puede verse disminuido más que proporcionalmente, si además de la entrada de los 300 MW ingresan 2696 MW en la operación del sistema de ERNC, 25 % solar y 75 % eólica, haciendo que el precio de bolsa pueda reducirse entre el 11,8 % y el 7,9 %, dependiendo de la estrategia de oferta de precios que siga EPM.

Figura 5.

Curvas de oferta y demanda escenarios 2 y 5



Fuente: elaboración propia con base en datos de XM (2022).

Pero aun surgen otros aspectos y reflexiones que ameritan ser investigados y discutidos, este es el caso del impacto que tiene la entrada en operación de HI y la ERNC sobre la tarifa en la prestación del servicio de electricidad al consumidor final y un posible desabastecimiento energético en Colombia de acuerdo con las fechas y la cantidad de MW que entren en operación dada la contingencia del megaproyecto de HI y sobre todo a fenómenos de El Niño fuerte.

Respecto al impacto en la tarifa final, a partir de las estimaciones realizadas previamente y el trabajo de Correa *et al.* (2021) puede estimarse una aproximación a cuál puede ser el incremento en la tarifa para la prestación del servicio al usuario final para los escenarios 2 y 5, los cuales pueden ser los más realistas en el corto plazo. Correa *et al.* (2021) concluyen que las empresas comercializadoras del servicio de energía integradas verticalmente con la actividad de generación transfieren sus costos mayoristas en 108 % al consumidor final y, por tanto, con el escenario 5, con los 2696 MW en la operación del sistema de ERNC, 25 % solar y 75 % eólica, es decir, vía efecto orden de mérito, los precios al consumidor final no deberían presentar incrementos.

Pero, con el escenario 2, la entrada de 300 MW de HI pudiera presentarse un aumento entre el 8,5 % y el 12,6 %, aproximadamente, dependiendo de la estra-

tegia de oferta de precios que siga EPM con esta turbina de generación, lo que es consistente con el costo nivelado para la recuperación de la inversión del proyecto que, en su inicio, se preveía un costo de COP 11,4 billones, pero debido a la contingencia de abril de 2018 se prevé que cueste alrededor de COP 19,4 billones. Vale la pena anotar que el efecto sobre la tarifa final es bastante sensible a la combinación entre ERNC y la convencional, y que a pesar de que los costos nivelados para la energía solar fotovoltaica siguen siendo mayores a la de la hidráulica, en términos de la complementariedad en el sistema las ERNC para la transición energética desempeñan un papel importante, pues el mercado eléctrico colombiano es predominantemente hidráulico y, esta tecnología es la que fijó el precio de bolsa por encima del 95 % en cada una de las horas durante 2019.

Una de las limitaciones de esta investigación es que el análisis solo se hizo para examinar el efecto de la incorporación de energía renovable, convencional y no convencional e incrementos en la demanda de energía, pero no recoge otros efectos, como los mayores costos e incertidumbre que se han venido presentando, derivados de la pandemia y menos por el conflicto entre Rusia y Ucrania, los cuales han tenido un efecto, para nada despreciable, en el aumento del precio del gas natural, lo cual puede verse reflejado en una ampliación de los costos de los combustibles para generación de electricidad con la tecnología térmica, a pesar de que también puede acelerar la utilización de la generación con hidrógeno en Colombia y Europa.

Como lo muestran García *et al.* (2023) las lecciones aprendidas con la pandemia por el COVID-19 tienen grandes implicaciones, no solamente para el funcionamiento del mercado eléctrico colombiano, sino que surgen oportunidades para planificar de forma integral desde lo que implica la definición de “ciudades inteligentes” y, por tanto, es recomendable seguir avanzando en la transición energética, sobre todo con generación distribuida y la coherencia en los diseños institucionales, que incentiven la entrada de nuevos agentes en este mercado como prosumidores, operadores de red distribuidos, comunidades energéticas, desarrolladores de proyectos solares y agregadores, entre otros y, así propiciar una mayor competencia en el mercado. También, debido a la alta intermitencia que presentan las ERNC es recomendable continuar con el cargo por confiabilidad, estableciendo los mecanismos necesarios para que los agentes cumplan con sus obligaciones y, así garantizar la confiabilidad en el suministro cuando estos sean requeridos; además, de implementar mecanismos de almacenamiento de energía con baterías para toda la operación del sistema.

Otro aspecto importante es ¿cómo disminuir el riesgo regulatorio en el sector eléctrico! Para esto debe fortalecerse el papel de unas instituciones independientes, que fomenten la seguridad jurídica con reglas estables y el establecimiento de principios claros que ayuden a una prestación eficiente del servicio con una intervención mínima de regulación para estimular la competencia y no impedir el surgimiento de nuevos agentes y modelos de negocios en el mercado, que son a largo

plazo el interés de los consumidores y nuevos agentes, dados los cambios disruptivos y la transición energética que enfrenta esta industria.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Eafit por apoyar esta investigación a través de la financiación del proyecto 828-000134. Esta investigación también se desarrolló en el marco del programa de investigación “Energética 2030”, con el código 58864 de la iniciativa “Colombia Científica”, el cual fue financiado por el Banco Mundial mediante la convocatoria “778-2017 Ecosistemas Científicos” y administrado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación - MinCiencias.

REFERENCIAS

1. Acemoglu, D., Kakhbod, A., & Ozdaglar, A. (2017). Competition in electricity markets with renewable energy sources. *Energy Journal*, 38, 138-155. 10.5547/01956574.38.S11.dace
2. BloombergNEF. (2021). BloombergNEF: average battery pack prices to drop below US\$100/kWh by 2024 despite near-term spikes. <https://www.energy-storage.news/bloombergnef-average-battery-pack-prices-to-drop-below-us100-kwh-by-2024-despite-near-term-spikes/>
3. Böhringer, C., Cuntz, A., Harhof, D., & Asane-Otoo, E. (2017). The impact of the German feed-in tariff scheme on innovation: evidence based on patent filings in renewable energy technologies. *Energy Economics*, 67, 545-553. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.09.001>
4. Carvalho-Figueiredo, N., & Pereira-Da Silva, P. (2019). The “merit-order effect” of wind and solar power: volatility and determinants. *Renewable & Sustainable Energy Review*, 102, 54-62. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.042>
5. Castaño-Gómez, M., & García-Rendón, J. (2020). Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia. *Lecturas de Economía*, 93, 23-64. <https://doi.org/10.17533/udea.le.n93a338727>
6. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). Resolución 051. Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la bolsa en el Mercado Energía Mayorista. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f/\\$FILE/Creg051-2009.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f/$FILE/Creg051-2009.pdf)
7. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018a). Resolución 030 de 2018. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

- <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>
8. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018b). Resolución 038 de 2018. Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2018.htm
 9. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019a). Resolución 060 de 2019. Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al reglamento de operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/\\$FILE/Creg060-2019.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/$FILE/Creg060-2019.pdf)
 10. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019b). Resolución 098 de 2019. Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN. <https://vlex.com.co/vid/resolucion-numero-098-2019-811528253>
 11. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). Resolución 174 de 2021. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm
 12. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2022). Resolución 101 100 de 2022. Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/\\$FILE/Creg101%20001.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/$FILE/Creg101%20001.pdf)
 13. Comisión Europea. (2018). Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra. Bruselas. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=EN>
 14. Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY_1715_DEL_13_DE_MAYO_DE_2014.pdf
 15. Congreso de Colombia. (2019). Ley 1955 de 2019. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. *Diario Oficial No. 50.964*. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1955_2019.html
 16. Congreso de Colombia. (2021). Ley 2099 de 2021. Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras

- disposiciones. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202099%20DEL%2010%20DE%20JULIO%20DE%202021.pdf>
17. Correa, M., García, J., & Pérez, A. (2021). Strategic behaviors and transfer of wholesale costs to retail prices in the electricity market: evidence from Colombia. *Energy Economics*, 99, 105276. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105276>
 18. García, J., Rey, F., Arango, L., & Bohórquez, S. (2023). Sectoral analysis of electricity consumption during the COVID-19 pandemic: evidence for unregulated and regulated markets in Colombia. *Energy*, 268, 126614. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126614>
 19. Grytli-Tveten, A., Folsland-Bolkesjø, T., Martinsen, T., & Hvarnes, H. (2013). Solar feed-in tariffs and the merit order effect: a study of the German electricity market. *Energy Policy*, 61, 761-770. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.060>
 20. Gubinelli, G. (2020). ¿Cómo se prepara el sistema eléctrico colombiano? XM revela cómo integrará 2.000 MW eólicos y solares. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/el-desafio-de-integrar-renovables-al-sistema-xm-revela-como-se-prepara-colombia-para-incorporar-2-000-mw-eolicos-y-solares/>
 21. Henao, F., & Dyer, I. (2020). Renewables in the optimal expansion of Colombian power considering the Hidroituango crisis. *Renewable Energy*, 158, 612-627. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.055>
 22. International Energy Agency. (2020). *World Energy Outlook 2020. Part of World Energy Outlook*. Irena. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
 23. International Renewable Energy Agency. (2020a). *Power System Organisational Structures for the Renewable Energy Era*. Irena. <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/IRENA-Power-system-structures>
 24. International Renewable Energy Agency. (2020b). *Renewable Energy Statistics 2020*. Irena. <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
 25. López, D., & García, J. (2022). Opportunities and challenges of mainstreaming distributed energy resources towards the transition to more efficient and resilient energy markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 112018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112018>
 26. Mahmud, K., Khan, B., Ravishankar, J., Ahmadi, A., & Siano, P. (2020). An internet of energy framework with distributed energy resources, prosumers and small-scale virtual power plants: an overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 127(April), 109840. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109840>
 27. Ministerio de Minas y Energía. (2018). Resolución 40072 de 2018. Por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestruc-

- tura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minimas_40072_2018.htm
28. Ministerio de Minas y Energía. (2021). Informes segunda fase Misión de Transformación Energética. Hoja de ruta para la energía del futuro. <https://sci.org.co/informes-segunda-fase-mision-de-transformacion-energetica/>
 29. Pérez, A., & García, J. (2021). Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: a counterfactual analysis for Colombia. *Renewable Energy*, 167, 146-161. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.067>
 30. Rotella Junior, P., Rocha, L. C. S., Morioka, S. N., Bolis, I., Chicco, G., Mazza, A., & Janda, K. (2021). Economic analysis of the investments in battery energy storage systems: review and current perspectives. *Energies*, 14, 2503. <https://doi.org/10.3390/en14092503>
 31. Winter, S., & Schlesewsky, L. (2019). The German feed-in tariff revisited - an empirical investigation on its distributional effects. *Energy Policy*, 132, 344-356. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.043>
 32. Woo, C. K., Moore, J., Schneiderman, B., Ho, T., & Zarnikau, J. (2016). Merit-order effects of renewable energy and price divergence in California's day-ahead and realtime electricity markets. *Energy Policy*, 92, 299-312. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.023>
 33. XM. (2020). Estándar de información del despacho económico. https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Estandar_informacion_despacho_1.pdf
 34. XM. (2021). Subasta como mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía para la promoción de la contratación de largo plazo - subasta CLPE No. 03-2021. <https://www.xm.com.co/subasta-clpe-no-03-2021>
 35. XM. (2022). Sinergox. <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>



CUADERNOS DE ECONOMÍA

ISSN 0121-4772

ARTÍCULOS

- JOHN GARCÍA RENDÓN, MANUEL CORREA GIRALDO Y ALEJANDRO GUTIÉRREZ GÓMEZ
Efecto de la entrada en operación de la central hidroeléctrica más grande y de las energías renovables no convencionales en Colombia sobre el precio de bolsa 1
- ROBERTO ARPI, LUIS ARPI, RENE PAZ PAREDES Y ANTONIO SÁNCHEZ-BAYÓN
Desigualdad del ingreso laboral por grupo étnico en el Perú durante la pandemia de COVID-19 25
- DANTE DOMINGO TERRENO, JORGE ORLANDO PÉREZ Y SILVANA ANDREA SATTLER
Un modelo jerárquico para la predicción de insolvencia empresarial. Aplicación de análisis discriminante y árboles de clasificación 51
- SARA FLORES Y PAUL CARRILLO-MALDONADO
¿Mejora el comercio internacional con un tratado de libre comercio? El caso de Alianza del Pacífico 77
- MANUELA MAHECHA ALZATE
A theoretical framework to study accumulation regimes and crises in Colombia 99
- CAROLINA ROMÁN Y HENRY WILLEBALD
Transferencias de ingresos entre actividades productivas en Uruguay (1955-2022). Estabilidad, cambio y creciente dispersión 127
- JENNY LISSETH AVENDAÑO LÓPEZ, ÓSCAR HERNÁN CERQUERA LOSADA Y CRISTIAN JOSÉ ARIAS BARRERA
Modelo de probabilidad según condiciones socioeconómicas para el trabajo infantil rural y urbano en Colombia 175
- INMACULADA CEBRIÁN Y GLORIA MORENO
The path to labour stability for young spanish workers during the great recession 195
- MARÍA CRISTINA BOLÍVAR RESTREPO, LAURA CARLA MOISÁ ELICABIDE Y NICOLÁS ALBERTO MORENO REYES
Informalidad laboral femenina en Colombia: composición y determinantes socioeconómicos 231
- CÉSAR AUGUSTO GIRALDO PRIETO, JESÚS SANTIAGO SAAVEDRA SANTA Y LÍA CECILIA VALENCIA ÁLVAREZ
La educación financiera como mediadora entre la planeación financiera y el desempeño financiero en microemprendedores del sector solidario 265
- ERIKA SIERRA PÉREZ Y ALEXANDER VILLARRAGA ORJUELA
Efectos del desajuste educativo sobre los salarios de los jóvenes de 18 a 28 años: análisis en países de la Comunidad Andina 297
- ALEXANDER SANTOS NIÑO, WILDER ARLEHT ANGARITA OSORIO Y JOSÉ LUIS ALVARADO MARTÍNEZ
Estudio de la dinámica de préstamos y depósitos en un sistema económico cerrado a partir de modelos cinéticos de distribución 327
- JESÚS BOTERO, CRISTIAN CASTRILLÓN, ÁLVARO HURTADO, HUMBERTO FRANCO Y CHRISTIAN VARGAS
Formality and informality in an emerging economy: The case of Colombia 345

RESEÑA

JUAN CARLOS VILLAMIZAR
The World that Latin America Created. The United Nations Economic Commission for Latin America in the Development Era de Margarita Fajardo, 2021

375

