

Arbitrage in an Electricity Market with a High Share of Renewables

David Delgado, Carlos J. Franco

Abstract—The increase in solar and wind generation carries flexibility problems for electrical systems, which could be solved by implementing large-scale energy storage plants. Arbitrage — buying energy, storing it, and then selling it at a higher price— is one of the primary sources of revenue for large-scale storage plants. To financially evaluate an arbitration project, it is necessary to estimate hourly spot prices for time horizons comparable to the project's lifespan, which is a very complex task due to the multiple variables that affect the price of electricity. This paper seeks to answer the following questions: will arbitration be enough to make large-scale storage projects viable in Colombia, assuming a massive incursion of solar and wind energy? And which variables affect the arbitrage potential? We developed a dynamic simulation model to estimate hourly spot prices over a 12-year horizon. We find that the massive incursion of solar and wind generation will decrease the arbitrage potential, making the storage projects that depend exclusively on this income unfeasible. This result implies that project developers and regulators must structure other remuneration mechanisms to incentivize large-scale storage construction.

Index Terms—Electric Price Arbitrage, Energy Storage, Hydropower, Pump Storage Hydropower, Renewable Energy

I. INTRODUCCIÓN

La incursión masiva de generación renovable variable (i.e. solar y eólica) exige mayor flexibilidad para los sistemas eléctricos, debido al aumento de la variabilidad e incertidumbre en la generación [1]–[3]. El almacenamiento ayuda a solucionar este problema, dado que es una de las mejores fuentes de flexibilidad para sistemas con alta participación de renovables variables [4]–[6].

El arbitraje intradiario de precios, que consiste en comprar energía en unas horas, almacenarla y venderla a precio más alto en horas posteriores, es una de las principales fuentes de ingresos para los proyectos de almacenamiento a gran escala [7], [8]. El arbitraje depende de la diferencia de precios horarios, que a su vez depende de múltiples factores, como la composición de la matriz de generación eléctrica y el precio de los combustibles, entre otros [9].

A nivel mundial, algunos estudios analizaron el efecto del aumento de energía renovable variable en los precios horarios de mercados eléctricos con predominio de generación térmica y nuclear, como en el caso de México [10] y algunas zonas de Estados Unidos [8], [11].

D. Delgado is with National University of Colombia, Medellín (e-mail: ddelgadore@unal.edu.co)

C. J. Franco is with National University of Colombia, Medellín (e-mail: cjfranco@unal.edu.co)

Otros estudios analizaron el efecto sobre mercados con predominio de generación hidroeléctrica, pero se centraron en la evaluación del comportamiento histórico [12]; o en el comportamiento estratégico de los agentes, simplificando las curvas de demanda y precio [13].

La matriz energética colombiana es predominantemente hidroeléctrica (75% de la generación total entre 2012 y 2021 [14]), pero la expansión de capacidad de generación en los próximos años será principalmente con generación solar y eólica: este tipo de proyectos suman 83% de la capacidad de nuevos proyectos registrados ante la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia (UPME) [15].

Varios investigadores han analizado extensamente los efectos de la incursión masiva de renovables en Colombia a largo plazo [16]–[21], pero con una resolución de meses o años, y sin evaluar el arbitraje. Otros han modelado con resolución horaria, pero con un horizonte de corto plazo sobre datos históricos [22]–[24], por lo que no han concluido sobre el arbitraje en el escenario futuro de alta penetración de renovables variables.

En contraste con las investigaciones mencionadas, este artículo analiza el potencial de arbitraje con un enfoque de modelado novedoso que evalúa la diferencia de precios en escenarios de alta penetración de renovables variables, con mayor granularidad (i.e. horario) y con un horizonte de largo plazo (i.e. 12 años). Específicamente, la contribución de este artículo consiste en responder las siguientes preguntas:

- ¿El arbitraje será suficiente para viabilizar proyectos de almacenamiento a gran escala en Colombia (desde la perspectiva del dueño), asumiendo una incursión masiva de renovables variables?
- ¿Cuáles variables afectan el potencial de arbitraje en este contexto?

Los resultados de esta investigación pueden ser utilizados por inversionistas interesados en el negocio de almacenamiento a gran escala, así como por reguladores de sistemas eléctricos.

II. MÉTODOS

A. Modelo

Se desarrolló un modelo dinámico para calcular los precios de bolsa horarios entre los años 2023 y 2034. En la Fig. 1 se esquematizan los módulos que componen el modelo, y a continuación se enuncian las principales características y consideraciones:

- La expansión de la capacidad del sistema es una variable exógena (ver explicación en la sección II-B. Escenarios).

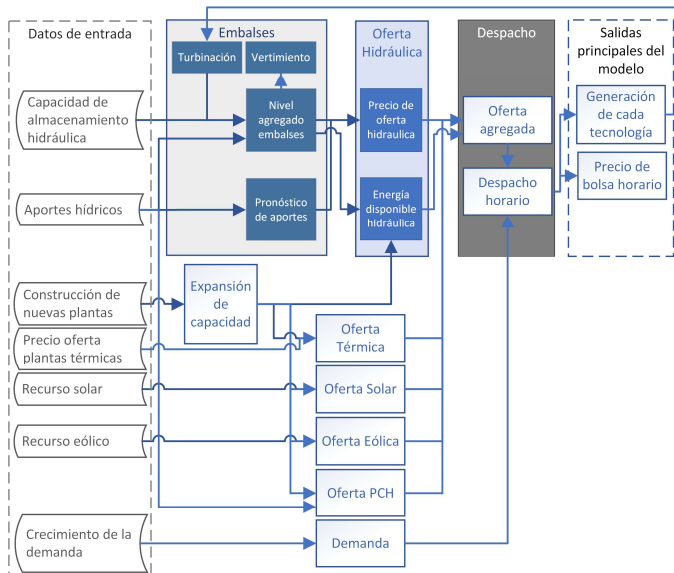


Fig. 1. Esquema del modelo desarrollado para calcular el despacho horario de energía y precio de bolsa.

- El crecimiento anual de la demanda [25] y la curva horaria de demanda [26] también son variables exógenas.
- El módulo de *Oferta Hidráulica* calcula la oferta de precio agregado de las centrales hidroeléctricas con embalse, para cada día de la simulación. Para esto, se construyó una ecuación que relaciona el precio de oferta (P) con el nivel de reservas agregadas en los embalses (R), el pronóstico de aportes futuros de los seis meses siguientes (A), y la demanda de energía de cada periodo (D); similar al enfoque de [27], pero utilizando una ecuación exponencial para mejorar el ajuste a los datos históricos:

$$P = k_1 + k_2(R^{k_3} * A^{k_4})^D \quad (1)$$

donde k_1 , k_2 , k_3 y k_4 son factores hallados a través de una regresión exponencial multivariable, sobre datos históricos de ofertas diarias entre los años 2010 al 2019 [28] (restando los recaudos e impuestos, para considerar solo el precio neto real de la energía). Para mejorar aún más el ajuste, se dividieron los datos históricos en tres grupos de acuerdo con la disponibilidad hidrológica, obteniendo tres juegos de factores (Tabla I).

- Los módulos de oferta solar, eólica y de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), calculan la disponibilidad de estas tecnologías de acuerdo con el recurso disponible; y asumen precio de oferta cero.
- El módulo de despacho asigna las cantidades de generación de cada tecnología, para cada hora, iniciando con las de menor precio, con las renovables variables en la base, hasta abastecer la demanda (despacho por orden de mérito); y determina el precio de bolsa de acuerdo con el precio de la última planta despachada (precio marginal). Luego, este módulo recalcula el despacho (solo cantidades) incluyendo en la base la generación por restricciones, con plantas a gas, que se definió en 8% del total de la demanda diaria [28].

TABLA I
FACTORES UTILIZADOS EN LA ECUACIÓN (1) PARA CALCULAR EL PRECIO DE OFERTA DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS AGREGADAS, PARA DIFERENTES CONDICIONES GENERALES DE DISPONIBILIDAD HIDROLÓGICA

Factor	Disponibilidad hidrológica		
	Baja ^a	Alta ^b	Normal ^c
k_1	0,000E+00	-1,700E+02	-4,551E+02
k_2	1,167E+01	1,557E+02	4,477E+02
k_3	-1,399E-03	-2,904E-04	-1,883E-04
k_4	-5,168E-05	-2,779E-04	-1,827E-04

^a Reservas en embalse $\leq 45\%$ y Pronóstico de aportes $\leq 75\%$

^b Reservas en embalse $> 75\%$ y Pronóstico de aportes $> 75\%$

^c Reservas en embalse entre 45% y 75% y Pronóstico de aportes $> 75\%$

- En cada paso, el nivel de los embalses se actualiza sumando los aportes y restando los vertimientos y la turbinación determinada por el despacho.
- La variabilidad diaria de los recursos hídricos, solares y eólicos se integró en el modelo configurando 251 series de recursos, que combinan los registros históricos de tres periodos representativos [28], [29]:
 - o Periodo El Niño: años 2015 y 2016
 - o Periodo La Niña: años 2010 y 2011
 - o Periodo Normal: años 2013 y 2014.
- La variabilidad horaria de la generación solar y eólica se integró en el modelo utilizando las curvas de generación horaria de [26]. Estas curvas se ajustan en el modelo cada día, proporcionalmente a la variabilidad diaria de los recursos.
- No se consideran restricciones de transmisión eléctrica.
- El modelo fue programado en el software *Powersim*®

B. Escenarios

Se seleccionaron dos variables que podrían influir en el arbitraje: la composición de la expansión de la capacidad de generación del sistema y los precios de oferta de la generación térmica. Con estas variables como ejes se construyeron cuatro escenarios combinando dos valores de cada variable (Tabla II).

Se definieron los valores de expansión de capacidad de tal forma que la energía media disponible en el año 2034 fuese igual a la considerada en el escenario 6 del Plan de expansión de referencia de la UPME [26], y de acuerdo con las siguientes características:

- Proporción 1 (proporción Solar/Eólica = 70/30. Fig. 2a):
 - o A 2026 la capacidad instalada solar fotovoltaica será el 100% de la considerada por el operador del mercado (XM) en el análisis de largo plazo de Dic. 2022 [30]; y la capacidad eólica será 58% de lo considerado por XM.
 - o Entre los años 2027 a 2034, la capacidad instalada solar y eólica crecerán a una tasa de 3% anual.
 - o Con lo anterior, se obtiene una proporción Solar/Eólica 70/30 en el año 2034 (medida con base en energía media, asumiendo un factor de capacidad promedio de 23% solar, y 51% eólico); y una participación de generación solar y eólica de 18% y 8%, respectivamente, sobre el total de generación en el año 2034.
- Proporción 2 (proporción Solar/Eólica = 30/70. Fig. 2b):

TABLA II
ESCENARIOS EVALUADOS

Escenario	Composición de la energía media renovable variable en el año 2034 [%]		Precio de oferta de la generación térmica
	Solar	Eólica	
1	70	30	Base
2	30	70	Base
3	70	30	Alto
4	30	70	Alto

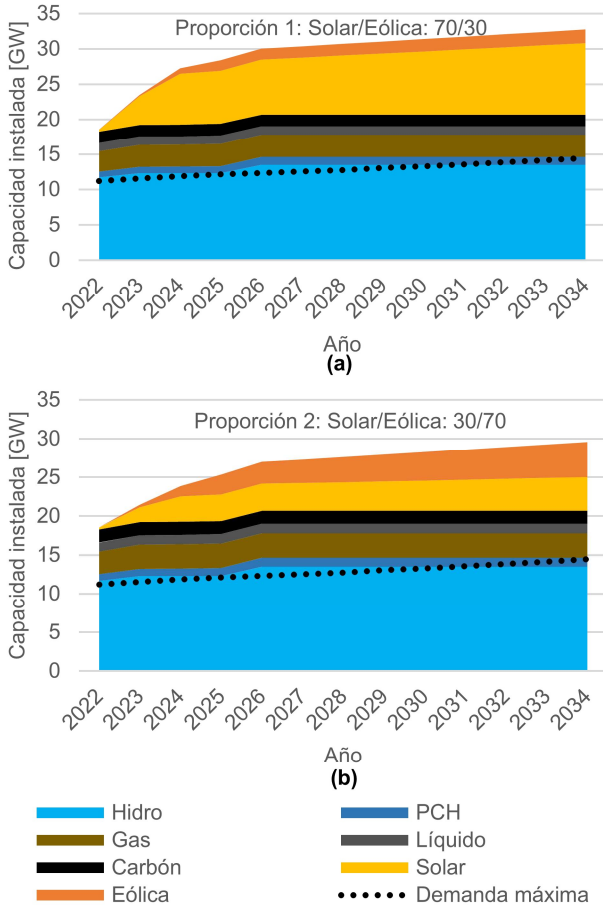


Fig. 2. Proyección de capacidad instalada para los escenarios evaluados.

- A 2026 la capacidad instalada solar será 43% de la considerada por XM [30]; y la capacidad eólica será el 100 % de lo considerado por XM.
- Entre los años 2027 a 2034, la capacidad instalada solar y eólica crecerán a una tasa de 3% anual.
- Con lo anterior, se obtiene una proporción Solar/Eólica 30/70 en el año 2034 (medida con base en energía media); y una participación de generación solar y eólica de 8% y 18%, respectivamente, sobre el total de generación en el año 2034.

Los valores del precio de oferta de generación térmica se definieron de la siguiente forma:

- Precio 1 (Base): Precios medios del año 2019
- Precio 2 (Alto): Precio 1 aumentado en un 70%.

C. Cálculo del Arbitraje

Se definió el indicador de potencial de arbitraje (A), para ser aplicado sobre las curvas de precio de cada día simulado, de la siguiente forma:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n Pmax_i}{n} - \frac{\sum_{i=1}^n Pmin_i}{n} \quad (2)$$

donde $Pmax_i$ son los precios de las horas con mayor precio, $Pmin_i$ son los precios de las horas con menor precio; y n es el número de horas de carga/descarga (compra y venta), que es igual al número de horas de almacenamiento de energía.

El arbitraje, calculado de esta forma, puede considerarse un límite superior del potencial de arbitraje, ya que asume una eficiencia del 100%, pronóstico de precio perfecto, y sin restricciones en cantidad y duración de los ciclos de carga/descarga.

Particularmente, se calculó el arbitraje para dos casos de capacidad de almacenamiento:

- 4 horas (e.g. 400 MWh / 100 MW): para guardar similitud con la configuración de sistemas de almacenamiento de gran capacidad instalados mundialmente [31].

- 10 horas (e.g. 1000 MWh / 100 MW): considerando que es una capacidad de almacenamiento con buena relación beneficio/costo para sistemas de baterías en Colombia [22].

Se decidió realizar el cálculo de arbitraje sobre las curvas diarias, en lugar de hacerlo sobre las curvas promedio (mensuales o anuales) debido a que se encontró que las curvas promedio subestiman la diferencia de precios diarios, debido a que son más aplanadas que las curvas individuales (diarias).

D. Cálculo del Valor Nivelado de Arbitraje

Se calculó el valor presente del arbitraje dividido por el valor presente de la energía generada, llamado *valor nivelado de arbitraje*.

Este valor nivelado permite una comparación directa con el costo nivelado de almacenamiento [31] (LCOS, por sus siglas en inglés), restándole a este último el costo de la energía de carga (o costo de bombeo en caso de hidroeléctricas reversibles).

Para este cálculo se utilizó una tasa de descuento efectiva anual de 8% (real), y se convirtió el peso colombiano (COP) a dólares con un factor de 4.800 COP/USD.

III. RESULTADOS

El arbitraje medio obtenido con el modelo, entre los años 2023 y 2034, es menor que el arbitraje medio histórico entre los años 2010 y 2022, para todos los escenarios; excepto para el escenario 3 con capacidad de almacenamiento de 4 h (Fig. 3).

En la Fig. 4 se presenta el diagrama de cajas del valor nivelado de arbitraje para cada escenario. La dispersión de los resultados (longitud de las cajas) está asociado con la variabilidad de aportes hídricos (cada escenario tiene 251 corridas). En esta misma figura se presentan los valores nivelados de almacenamiento (LCOS) de algunas tecnologías de referencia [31], [32] – en la sección IV. *Discusión* se comparan estos valores con los resultados del modelo. Los

valores nivelados de arbitraje (medios), para una capacidad de almacenamiento de 10 h, son inferiores a 17 USD/MWh; y para una capacidad de 4 h, son inferiores a 28 USD/MWh. Los escenarios 1 y 3, con mayor participación de generación solar, tienen un valor nivelado de arbitraje más alto. Los precios altos de generación térmica también favorecen el arbitraje.

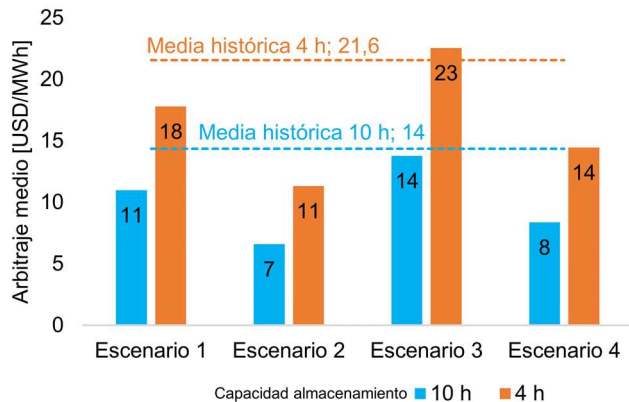


Fig. 3. Arbitraje medio entre los años 2023 y 2034 para todos los escenarios evaluados, comparado con el arbitraje medio histórico entre los años 2010 y 2022 (líneas horizontales punteadas). Se muestran los resultados para dos capacidades de almacenamiento: 10 horas (azul) y 4 horas (naranja).

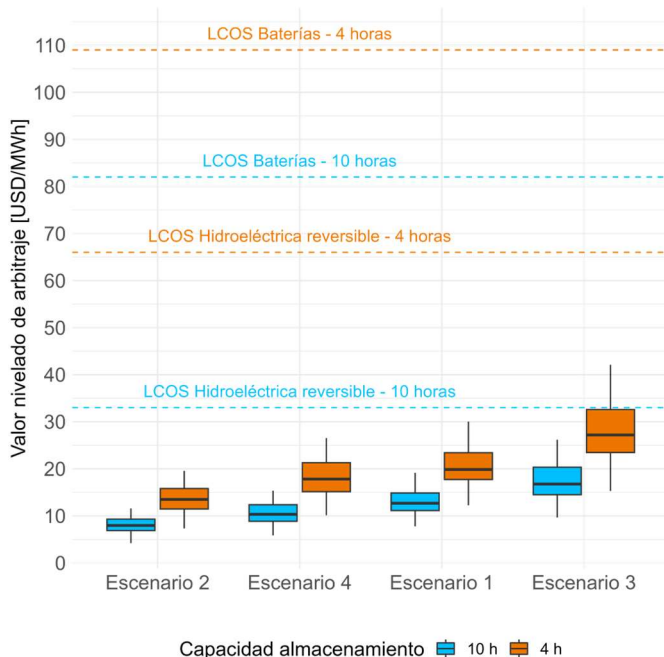


Fig. 4. Diagrama de cajas del valor nivelado de arbitraje para todos escenarios evaluados, y para dos capacidades de almacenamiento: 10 horas y 4 horas. Se muestran también los costos nivelados de almacenamiento (LCOS) de tecnologías de referencia [31], [32], restando el costo de carga (líneas horizontales punteadas).

Se obtuvieron curvas horarias de precios de bolsa y generación para cada día simulado (i.e. más de 4 millones de curvas: 4 Escenario x 251 corridas x 365 días x 12 años). A manera de ejemplo, en la Fig. 5 se presentan las curvas horarias de precio y generación de un día de febrero de 2029, para dos corridas particulares: una con hidrología del fenómeno El Niño, y otra con hidrología Normal (condiciones neutrales). En este

ejemplo se pueden apreciar algunos aspectos que aplican para la mayoría de resultados:

- La curva de precios se aplanan con hidrología normal –así también sucede con hidrología alta– y aumenta su variabilidad con hidrología El Niño (en la Fig. 5, comparar las curvas de la izquierda con las de la derecha).
- La alta participación de generación solar deprime los precios en los periodos cercanos al medio día, pero este efecto solo es evidente en periodos de hidrología baja (Fig. 5: *a* y *c*), ya que en periodos de hidrología normal y alta el precio de todas las horas es bajo.
- Con bajas hidrologías, los precios altos de generación térmica acentúan el pico de precios de la noche (Fig. 5 *c* y *d*); pero no tienen ningún efecto en épocas de hidrología normal y alta, ya que la generación solar, eólica e hidráulica es suficiente para abastecer todas las horas.

IV. DISCUSIÓN

A. Potencial de Arbitraje

Se encontró que, ante la incursión masiva de generación solar y eólica en Colombia, el ingreso por arbitraje no será suficiente, por sí solo, para viabilizar proyectos de almacenamiento a gran escala. En todos los escenarios, el valor nivelado de arbitraje es inferior al costo nivelado de almacenamiento (LCOS) de las tecnologías de referencia [31], [32], restando el costo de carga (Fig. 4). Esto es cierto incluso si se toman los valores nivelados de arbitraje más optimistas (extremo superior de los diagramas de cajas de la Fig. 4), con lo que se verifica que, incluso en las condiciones más favorables para el arbitraje (e.g. temporadas secas consecutivas), el nivel de arbitraje no sería suficiente para cubrir el costo nivelado de almacenamiento.

Se estimó el LCOS de una central hidroeléctrica reversible asumiendo que se trata de una hidroeléctrica existente adaptada. Para este caso se asumió el 50% de la inversión y el 30% de los costos de operación y mantenimiento de una central nueva [32]. El LCOS de esta tecnología para un tiempo de almacenamiento de 10 h (33 USD/MWh) es el único valor cercano al valor nivelado de arbitraje, pero solo para el escenario 3, de alta proporción de generación solar fotovoltaica y precios altos de generación térmica.

Los resultados del valor nivelado de arbitraje son coherentes con investigaciones previas sobre datos históricos. Bajo las condiciones de precios de los años 2019 y 2020 los ingresos por arbitraje no eran suficiente para viabilizar un proyecto de almacenamiento a gran escala en Colombia [22, 23]. Nuestros resultados muestran que el arbitraje medio (diferente del valor nivelado de arbitraje) proyectado entre los años 2023 y 2034, bajo las condiciones futuras de alta penetración de renovables variables, será inferior al arbitraje medio histórico (Fig. 3). Se deduce entonces que el negocio de arbitraje no debería ser viable bajo estas condiciones futuras, como lo confirman los resultados de la Fig. 4.

El potencial de arbitraje calculado no consideró el efecto de la eventual entrada de plantas de almacenamiento a gran escala. Sin embargo, las conclusiones se pueden extender al caso de la incorporación masiva de almacenamiento, ya que las plantas de

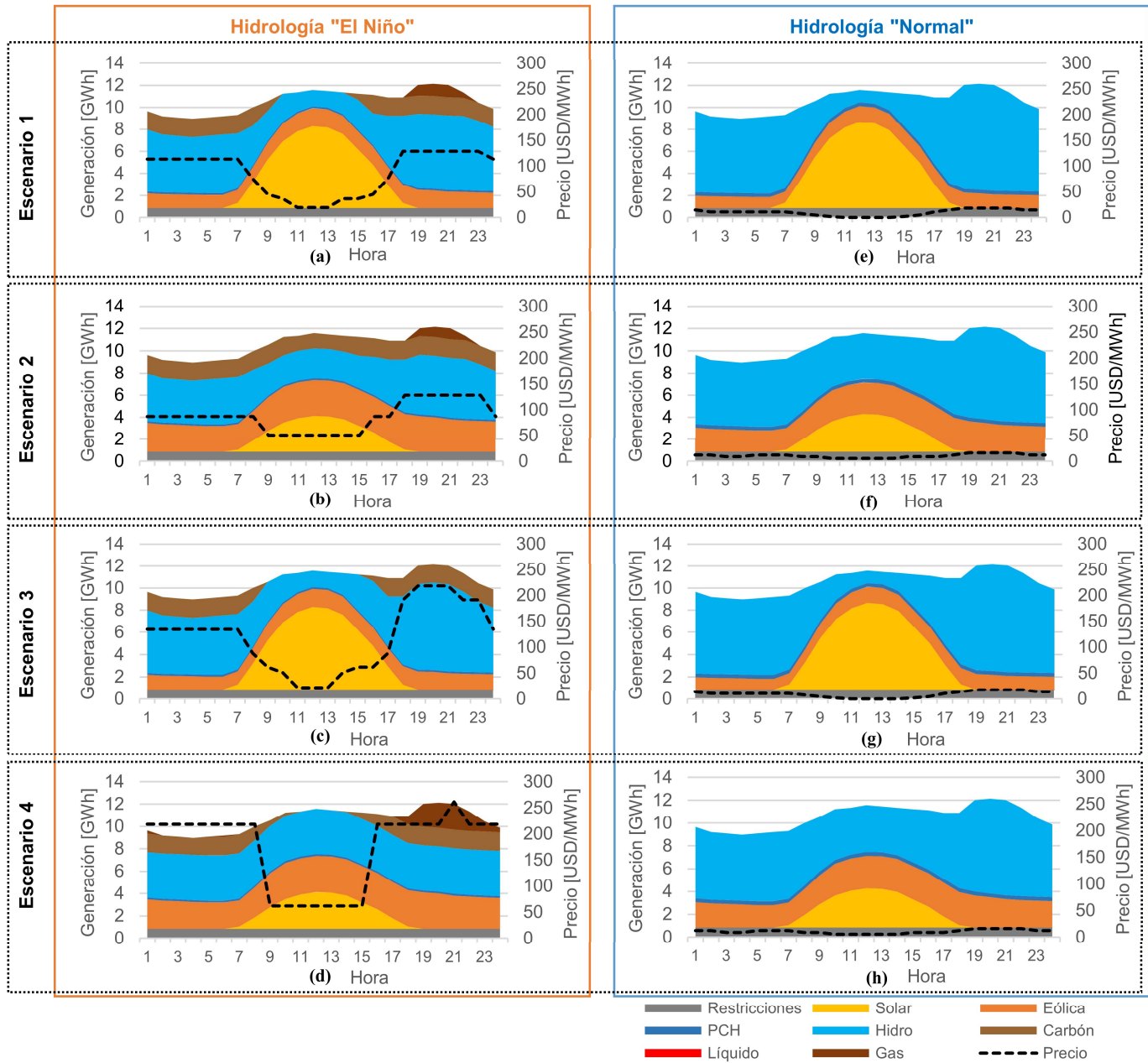


Fig. 5. Ejemplos de curvas de precio de bolsa (línea discontinua) y generación horaria (áreas de colores) para un día de febrero del año 2029. Se presentan resultados para los cuatro escenarios evaluados y dos condiciones hidrológicas (“El Niño” y “Normal”). *Hidro*: hidroeléctrica con embalse; *PCH*: Pequeña central hidroeléctrica. Todas las figuras tienen la misma escala en el eje horizontal (horas del día) indicadas en *d* y *h*.

arbitraje tendrán el efecto de aplanar aún más la curva de precios horaria, aumentando la demanda en horas valle, y la oferta en horas pico (*time-shifting*); con lo que se disminuye aún más el arbitraje.

El potencial de arbitraje es una sobrestimación del valor que puede capturar una planta real. El arbitraje real debería ser inferior al arbitraje estimado si se tienen en cuenta la eficiencia global y la incertidumbre en el pronóstico de precios, por lo que la conclusión sobre la inviabilidad económica se acentúa.

B. Variables que Afectan el Arbitraje

De los resultados se puede apreciar que las siguientes variables afectan el potencial de arbitraje: cantidad de aportes hídricos, proporción de generación solar y eólica, precios de

oferta de las centrales térmicas; y, de una forma más general, el margen de reserva de energía.

En periodos de hidrología normal (e.g. Fig. 5 *e* hasta *h*) y alta (i.e. Fenómeno de La Niña), la disminución del arbitraje se debe a un aplanamiento general de la curva de precios diaria, por dos mecanismos: *i*. las renovables variables deprimen el precio en los periodos en los que generan, debido su efecto en el orden de mérito (ofertan con precio cero); y *ii*. las hidroeléctricas deprimen el precio en los demás periodos, debido que ofertan con precio bajo por su alta disponibilidad de energía –esto se debe a que no generaron en los periodos de alta generación de renovables variables. Los embalses actúan como “baterías” a ciertas horas, solo que, en lugar de almacenar electricidad, almacenan agua: disminuyen su generación en horas de alta

generación renovable variable, y aumentan su generación en las demás horas (Fig. 6).

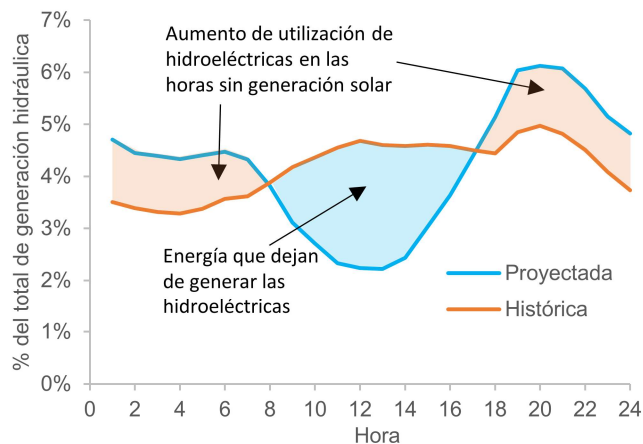


Fig. 6. Cambio del patrón de utilización horaria de la generación hidráulica, ante el aumento de generación renovable variable. La curva histórica corresponde al promedio entre los años 2010 a 2022; y la curva proyectada corresponde al promedio entre los años 2023 y 2034, para el escenario 1.

En periodos de muy baja hidrología (i.e. fenómeno El Niño) el comportamiento de los precios horarios es diferente (Fig. 5 a hasta d). La energía hidráulica, solar y eólica no son suficientes para abastecer la demanda durante todas las horas del día, por lo que la generación térmica marca el precio en algunos periodos. La combinación de precios bajos en las horas de mayor generación solar y eólica (cerca del medio día), y los picos de precios en las horas de mayor consumo (cerca de las 8 pm), aumentan el arbitraje; pero la frecuencia y magnitud de este cambio no es suficiente para aumentar el valor nivelado de arbitraje.

C. Limitaciones de los Resultados y Trabajos Futuros

Los resultados tienen varias limitaciones debido a las consideraciones y simplificaciones del modelo (ver sección II-A). Se asumió que los generadores hidroeléctricos, en forma agregada, continuarán valorando el recurso hídrico como lo han hecho históricamente (i.e. curva de oferta elaborada con una regresión sobre los datos históricos), pero la incursión de renovables variables podría provocar un ajuste a corto plazo en las estrategias de los generadores. Por ejemplo, en [33] se describe una disminución de los precios de bolsa debido a la eventual incursión masiva de renovables variables en Colombia, y solo la mitad de ese efecto se debe al efecto de orden de mérito, mientras que la otra mitad está asociada al cambio de estrategia de los generadores incumbentes. A largo plazo, la conclusión podría ser diferente. Por ejemplo, un estudio [34] concluyó que la entrada masiva de renovables no generó un cambio significativo en la estrategia de los generadores hidráulicos en España.

Los resultados posiblemente sobrevaloran la generación solar y eólica, ya que no descuentan la generación atrapada por restricciones de transmisión. El último estudio de flexibilidad de XM [35] concluyó que se podrían tener “vertimientos” de generación solar y eólica, si entraran en operación todos los

proyectos planeados, debido a las limitaciones de capacidad de transporte del sistema. Sin embargo, es razonable suponer que el sistema continuará ampliando la capacidad de transmisión, para mantener los niveles de “vertimientos” al mínimo, dado que el operador del sistema (XM) está continuamente monitoreando el tema.

Para solucionar estas limitaciones, futuras investigaciones podrían integrar en el modelo las restricciones de transmisión que producen generación atrapada solar y eólica; la respuesta de la demanda; y la dinámica de la expansión de capacidad, realimentada por el precio de bolsa y las subastas de energía firme.

V. CONCLUSIONES

La incursión masiva de generación solar y eólica en Colombia disminuirá el potencial de arbitraje, por lo que los sistemas de almacenamiento a gran escala no serán viables económicamente si dependen exclusivamente de estos ingresos.

Se encontró que la alta capacidad hidroeléctrica juega un papel fundamental en el aplanamiento de la curva de precios, al actuar como una “batería” en las horas de alta producción solar y eólica.

De acuerdo con lo anterior, la diferencia de precios intradiarios no incentivará el desarrollo de proyectos de almacenamiento a gran escala en Colombia. Sin embargo, estos proyectos pueden ofrecer servicios importantes para los sistemas eléctricos, tales como: alivio de congestiones, servicios complementarios y aplazamiento de inversiones en transmisión [5], [7], [23]. Si el sistema eléctrico colombiano llega a requerir estos servicios, debido a la incursión masiva de renovables variables, serán necesarios otros mecanismos de remuneración, adicionales al arbitraje, para incentivar la construcción de proyectos de almacenamiento a gran escala.

REFERENCIAS

- [1] B. Mohandes, M. S. E. Moursi, N. Hatzigryriou, and S. El Khatib, “A review of power system flexibility with high penetration of renewables,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3140–3155, Jul. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2897727.
- [2] M. I. Alizadeh, M. P. Moghaddam, N. Amjady, P. Siano, and M. K. Sheikh-El-Eslami, “Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 1186–1193, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.200.
- [3] IRENA, *Power system flexibility for the energy transition, Part 1: Overview for policy makers*, 2018. Accessed: Mar. 08, 2022. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf
- [4] D. Pudjianto, L. Badesa, and G. Strbac, “Whole-system value of long-duration energy storage in a net-zero emission energy system for Great Britain.” 2021. doi: 10.13140/RG.2.2.33235.09768.
- [5] IRENA, *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*, 2017. Accessed: Feb. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- [6] B. Cárdenas, L. Swinfen-Styles, J. Rouse, A. Hoskin, W. Xu, and S. D. Garvey, “Energy storage capacity vs. renewable penetration: A study for the UK,” *Renew Energy*, vol. 171, pp. 849–867, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.02.149.
- [7] IRENA, *Electricity storage valuation framework*. 2020. Accessed: Feb. 16, 2023. [Online]. Available:

- <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Electricity-Storage-Valuation-Framework-2020>
- [8] EIA, *Issues in focus: drivers for standalone battery storage deployment in AEO2022*, 2022. Accessed: Feb. 11, 2023. [Online]. Available: www.eia.gov
- [9] U.S. Department of energy, *Pumped storage hydropower valuation guidebook*. 2021. Accessed: Jan. 24, 2022. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower-valuation-guidebook-cost-benefit-and-decision-analysis>
- [10] M. C. Abril, "Intermittent renewable energy, hydropower dynamics and the profitability of storage arbitrage," *Washington, D.C.*, May 2020. doi: 10.18235/0002360.
- [11] J. Seel et al., *Impacts of high variable renewable energy futures on wholesale electricity prices, and on electric-sector decision making*, 2018, Accessed: Oct. 27, 2022. [Online]. Available: <https://emp.lbl.gov/publications/impacts-high-variable-renewable>
- [12] D. Zafirakis, K. J. Chalvatzis, G. Baiocchi, and G. Daskalakis, "The value of arbitrage for energy storage: Evidence from European electricity markets," *Appl Energy*, vol. 184, pp. 971–986, Dec. 2016, doi: 10.1016/J.APENERGY.2016.05.047.
- [13] S. Osorio and A. van Ackere, "Arbitrage opportunities for pumped storage power plants in Switzerland," *SSRN Electronic Journal*, Aug. 2016, doi: 10.2139/SSRN.2920529.
- [14] XM, "Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2021," 2021. <https://informeanual.xm.com.co/informe/pages/home.html> (accessed Apr. 01, 2022).
- [15] UPME, "Capacidad acumulada de proyectos vigentes," 2022. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiODRjNWMyNmEtZDI5MCO0OGJhLWFMtItYmU3NTNiMDE4MTM2IiwidCI6IjUxYzFhOGQwLTM5YmQtNDZlYi05YmRlLTkxZTZlZGZlZTU3MDRmZmZCJ9> (accessed Apr. 02, 2022).
- [16] S. Zapata, M. Castaneda, M. Jimenez, A. Julian Aristizabal, C. J. Franco, and I. Dyrer, "Long-term effects of 100% renewable generation on the Colombian power market," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 30, pp. 183–191, Dec. 2018, doi: 10.1016/J.SETA.2018.10.008.
- [17] S. Zapata, M. Castaneda, A. J. Aristizabal, and I. Dyrer, "Renewables for supporting supply adequacy in Colombia," *Energy*, vol. 239, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122157.
- [18] S. Zapata, M. Castaneda, E. Garces, C. J. Franco, and I. Dyrer, "Assessing security of supply in a largely hydroelectricity-based system: The Colombian case," *Energy*, vol. 156, pp. 444–457, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.118.
- [19] J. D. Morcillo, F. Angulo, and C. J. Franco, "Simulation and analysis of renewable and nonrenewable capacity scenarios under hybrid modeling: A case study," *Mathematics*, vol. 9, no. 13, Jul. 2021, doi: 10.3390/MATH9131560.
- [20] F. Henao, Y. Rodriguez, J. Viteri, and I. Dyrer, "Optimising the insertion of renewables in the Colombian power sector," *Renew Energy*, vol. 132, pp. 81–92, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.099.
- [21] F. Henao and I. Dyrer, "Renewables in the optimal expansion of colombian power considering the Hidroituango crisis," *Renew Energy*, vol. 158, pp. 612–627, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.05.055.
- [22] A. F. P. Bayona, D. Romero-Quete, and C. A. Cortés, "Grid-scale battery energy storage for arbitrage purposes: a colombian case," *Batteries 2021*, Vol. 7, Page 59, vol. 7, no. 3, p. 59, Sep. 2021, doi: 10.3390/BATTERIES7030059.
- [23] A. F. P. Bayona, D. F. Romero Quete, C. A. Cortes Guerrero, and E. Moreno Restrepo, "Impact of grid-scale energy storage systems on energy and frequency regulation Colombian markets," *IEEE Trans.*, vol. 20, no. 8, pp. 2054–2062, Aug. 2022, doi: 10.1109/TLA.2022.9853225.
- [24] J. Tabora and C. Franco, *Evaluación de esquemas de remuneración de sistemas de almacenamiento de energía con baterías a gran escala conectados a redes de transmisión en Colombia*, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2021. Accessed: Mar. 26, 2022. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/81162/1152217935.2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [25] UPME, *Proyección de demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos*, 2021. Accessed: Sep. 03, 2022. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf
- [26] UPME, *Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2020 - 2034 - Volumen 2. Generación, 2019*. Accessed: Apr. 01, 2022. [Online]. Available: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generación/PlanesdeExpansiónGeneraciónTransmisión/tabid/111/Default.aspx>
- [27] J. Vargas, C. J. Franco, and M. Jimenez, "Electricity pricing for renewable markets – a simulation approach for the colombian case," *IEEE Trans.*, vol. 19, no. 12, pp. 1995–2002, Dec. 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9480140.
- [28] XM, "Sinergox." <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx> (accessed Feb. 12, 2023).
- [29] NASA, "NASA Power - Prediction of worldwide energy resources." <https://power.larc.nasa.gov/> (accessed Feb. 12, 2023).
- [30] XM, *Análisis energético de largo plazo MPODE - Resultado de estudios*, 2022. Accessed: Jan. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/an%C3%A1lisis-energ%C3%A9tico-de-largo-plazo-mpode-resultado-de-estudios>
- [31] LAZARD, *Levelized cost of storage analysis - version 7.0*, 2021. Accessed: Feb. 03, 2023. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>
- [32] V. Viswanathan, K. Mongird, R. Franks, X. Li, V. Sprenkle, and R. Baxter, "Grid energy storage technology cost and performance assessment," 2022.
- [33] A. Perez and J. J. Garcia-Rendon, "Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: A counterfactual analysis for Colombia," *Renew Energy*, vol. 167, pp. 146–161, Apr. 2021, doi: 10.1016/J.RENENE.2020.11.067.
- [34] A. Ciarreta, M. P. Espinosa, and C. Pizarro-Irizar, "Has renewable energy induced competitive behavior in the Spanish electricity market?," *Energy Policy*, vol. 104, pp. 171–182, May 2017, doi: 10.1016/J.ENPOL.2017.01.044.
- [35] XM, *Resultados estudio de flexibilidad 2024-2027*, 2022. Accessed: Dec. 29, 2022. [Online]. Available: https://stdrupal01.blob.core.windows.net/temporalportalxm/Flexibilidad_2022_12964.pdf?sig=f2DmiJu3gMQdKEUK7hpUw9vGT5cFAtPr4hYU8Rbxy3U%3D&st=2022-12-30T20%3A12%3A25Z&se=2022-12-30T20%3A14%3A25Z&sv=2019-02-02&sp=r&sr=c



David Delgado is a Master's student in Energy Systems Engineering at the National University of Colombia - Medellín. He has a Specialist's degree in Project Management from the Universidad Pontificia Bolivariana, and a Mechanical Engineering degree from the same university. Currently, he works as a project engineer at Empresas Públicas de Medellín. His research interests include energy market modeling and simulation, project formulation and evaluation, among others.



Carlos J. Franco has a Ph.D. in Energy Systems Engineering from the National University of Colombia - Medellín, a Master's degree in Hydraulic Resources, and a Civil Engineer degree. Currently, he works as a tenured professor in the Department of Computer and Decision Sciences at the National University of Colombia - Medellín. His research areas include complex systems, energy market modeling and simulation, policy evaluation, and strategy formulation for the energy sector. His recent work includes analysis of low-carbon economies, demand response, electricity market integration, energy transition, and clean energy diffusion, among others.