Valoración de derivados de electricidad en el mercado de energía mayorista colombiano

Juan Sebastián Arias Hernández

Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira, Colombia

Resumen

En Colombia, como resultado de la liberalización del sector eléctrico, se estableció el Mercado de Energía Mayorista (MEM), en el cual la electricidad se negocia a través de tres mecanismos principales: la bolsa de energía, los contratos bilaterales y los futuros de electricidad. Mientras los contratos bilaterales y los futuros son utilizados para cubrirse del riesgo de mercado y de volumen, la bolsa de energía actúa como mecanismo de balance y de compra de la energía no cubierta.

Para los usuarios regulados, aproximadamente el 70% de la demanda del país, las compras de energía eléctrica realizadas por las comercializadoras son remuneradas a través de la componente G del costo unitario que define la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Sin embargo, en esta componente no solo transfiere el costo de la energía, sino también un conjunto de riesgos e ineficiencias presentes en el MEM; entre estos se destaca un riesgo de mercado y de crédito, cuyo impacto económico se termina transfiriendo a los usuarios regulados.

En este contexto, el mercado de futuros surge como una alternativa para gestionar los riesgos presentes en el MEM, evitando los sobrecostos derivados de una sobreexposición al riesgo de mercado y de las primas de riesgo. Además, este mercado permite mitigar ineficiencias tales como el poder de mercado y la discriminación presente en la contratación bilateral. No obstante, como lo señala en la Misión de Transformación Energética (MTE), el mercado de futuros presenta oportunidades de mejora en competencia, participación de nuevos agentes y en formación eficiente de precios. Por estas razones, medidas que lleven a un desarrollo y profundidad de este mercado deben llevarse a cabo.

Una de las medidas a considerar es la valoración de estos instrumentos. Los precios de valoración son fundamentales en los mercados ya que permiten determinar un precio razonable para el activo, identificando posibles situaciones de sobrevaloración o subvaloración; sin esta valoración, un precio erróneo por parte del mercado no contaría con una señal que lo reoriente a niveles adecuados. Ahora bien, en caso de que el mercado no forme precios por la falta de negociación,

DOI: https://doi.org/10.26507/paper.4340

la valoración se convierte en una referencia para que los agentes puedan gestionar los riesgos financieros a los que están expuestos y tomar posiciones en el mercado de manera informada. En este sentido, la valoración no solo respalda las decisiones de inversión, sino que también contribuye a la estabilidad, eficiencia y crecimiento del mercado en su conjunto.

Por estas razones y en línea con las sugerencias de MTE, así como la ausencia de una metodología de valoración oficial, en esta investigación se propone una metodología de valoración de futuros de electricidad en un mercado que no ha alcanzado un nivel de madurez en términos de número de participantes o participación de la demanda. Adicionalmente, y dado que Colombia es el primer país latinoamericano con un mercado de futuros de electricidad, esta propuesta sirve como referencia para países con contextos similares y que pretenden implementar un mercado estandarizado.

Palabras clave: valoración; futuros de electricidad; riesgos financieros

Abstract

In Colombia, the liberalization of the electricity sector enabled the establishment of the Wholesale Energy Market (MEM), where electricity is transacted through three primary mechanisms: the spot market (energy exchange), bilateral contracts, and electricity futures. Bilateral contracts and futures serve as hedging instruments against market and volume risk, while the spot market functions as a balancing mechanism for residual demand not covered by contracts.

For regulated users—who account for approximately 70% of national electricity demand—energy procurement by retail suppliers is remunerated via the G component of the unit cost, as defined by the Energy and Gas Regulatory Commission (CREG). This component not only reflects the cost of energy but also incorporates various risks and inefficiencies embedded in the MEM, notably market risk and credit risk. These risks are ultimately transferred to end-users under the current regulatory framework.

Within this framework, the electricity futures market emerges as a critical risk management instrument. It enables market participants to mitigate exposure to price fluctuations and risk premiums, while also addressing structural inefficiencies such as market power and discriminatory practices in bilateral contracting. Nonetheless, as outlined in the Energy Transformation Mission (MTE), the Colombian electricity futures market still faces substantial limitations in terms of liquidity, competitive dynamics, market depth, and efficient price discovery.

A key measure for enhancing the functionality of this market is the implementation of a robust valuation methodology for electricity futures contracts. Accurate valuation of derivative instruments is essential for determining fair value, detecting pricing anomalies, and providing market signals that support rational behavior. In illiquid or thinly traded markets, such a methodology also serves as a reference price for market participants to manage financial exposures and make informed trading or hedging decisions.

Given that Colombia is the first country in Latin America to operationalize a standardized electricity futures market, the development of a formal valuation framework not only supports the internal maturation of the MEM but also offers a reference model for peer markets in the region. These countries, often characterized by similar regulatory and market conditions, may benefit from adopting comparable frameworks to ensure market transparency, promote participation, and improve systemic efficiency. This initiative is aligned with broader objectives of market stability, efficient resource allocation, and long-term investment signals within the Colombian power sector.

Keywords*: valuation; electricity futures; financial risk*

1. Introducción

La liberalización del sector eléctrico fue motivada por las eficiencias económicas que surgen de los mercados en competencia como los son una asignación eficiente de recursos, inversiones del sector privado y una disminución de costos (Chen, 2019). Esta liberalización trajo consigo una nueva estructura y con ella mercados de electricidad donde los agentes pueden negociar el bien para satisfacer las necesidades energéticas de sus usuarios. Sin embargo, la presencia de agentes integrados verticalmente, inelasticidad de la demanda, volatilidad de precios, riesgos financieros, poder de mercado, restricciones operativas, entre otras, llevaron a que emergieran ineficiencias que no son propias de los mercados en competencia.

Estas ineficiencias se manifiestan vía precio; Borenstein et al., (2002) evidencian como la reestructuración en California condujo a un abuso de poder, lo que provocó que los precios de la electricidad aumentaran por encima de los niveles competitivos. Asimismo, fallas regulatorias, asimetría en la información y declaraciones estratégicas de indisponibilidad, entre otras, incrementan el precio (Barrientos Marín et al., 2018). Por estas razones Ahlqvist et al. (2022) recomienda medidas para mejorar la eficiencia de los mercados como incentivar la competencia, invertir en infraestructura de transmisión y distribución, implementar precios nodales y promover instrumentos financieros, entre otros.

La liberalización también dio origen a diferentes mercados donde los agentes pueden comercializar la electricidad. Entre ellos, se destacan el mercado spot, contratos bilaterales y derivados financieros. El mercado spot permite ajustar el desbalance entre la demanda real y proyectada, pero expone a los agentes a riesgos financieros significativos debido a la alta volatilidad del precio de la electricidad (Liu y Wang, 2016)

En contraste, los contratos bilaterales ofrecen protección contra la volatilidad del mercado spot y el riesgo de volumen; adicionalmente, *''garantizan''* un flujo de caja que permite una mejor planeación financiera y operacional (Edge, 2015). No obstante, estos contratos pueden provocar ineficiencias, manipulación del mercado y transferencia de riesgos crediticios hacia los usuarios finales (Gallego, 2022).

Dado que tanto el mercado spot como los contratos bilaterales presentan limitaciones en términos de exposición y eficiencia en la formación de precios, los derivados de electricidad emergen como

instrumentos complementarios que permiten a los agentes gestionar los riesgos a los que están expuestos. Estos instrumentos proporcionan cobertura contra la volatilidad de los precios de la electricidad, aseguran el anonimato de las transacciones y facilitan una formación eficiente de precios. En Colombia, el Mercado Anónimo Estandarizado (MAE) es destacado por la Misión de Transformación Energética (MTE) como un elemento clave para mejorar la competencia y la transparencia en los precios, reducir ineficiencias y riesgos, además de incentivar la participación de nuevos actores.

2. Planteamiento del problema

El mercado de energía mayorista colombiano (MEM) cuenta con tres mecanismos para negociar energía eléctrica; a través de estos las comercializadoras adquieren electricidad para satisfacer las necesidades energéticas de sus usuarios regulados[1]. El costo de estas compras es remunerado a través de la estructura tarifaria que establece la Comisión de Regulación de Energía y GAS (CREG); particularmente a través de la componente *G* del costo unitario *CU* como se aprecia en la Ecuación 1, donde los índices y algunos elementos que no son indispensables son omitidos (para una descripción más detallada ver (CREG, 2022).

$$G = \omega_1 Qc\,(\alpha Pc + (1-\alpha)Mc\,) + \cdots \tag{1.1}$$

$$\omega_2 QcPSA + \cdots \tag{1.2}$$

$$\sum_{l=3}^{n} \omega_l Qc\,P_l + \cdots \tag{1.3}$$

$$(1-Qc)Pb + otros \tag{1.4}$$

En principio, hay una asignación directa de los costos a quienes consumen el bien. Sin embargo, en los mercados que se remuneran (bilaterales, futuros y spot), existen ineficiencias que se transfieren a los usuarios a través de esta componente. Una de las ineficiencias más significativas en la contratación OTC es la discriminación de precios basada en el tipo de usuario. Es conocido por la CREG que, en la contratación bilateral, el precio promedio de los contratos dirigidos a los usuarios regulados es mayor que el de los usuarios no regulados como bien se observa en la Figura 1.a. Esta diferencia no obedece a razones técnicas ni económicas y, dado que la energía eléctrica es un bien homogéneo, el costo de suministro debería ser igual para ambos tipos de usuarios. Como resultado, el usuario regulado termina asumiendo un costo adicional que se transfiere a través de la expresión en la Ecuación 1.1.

[1] Personas naturales o jurídicas que en los últimos 6 meses tuvieron una demanda promedio de potencia de 0.1 MW o de energía de 55MWh. Estos usuarios representan alrededor del 70% de la demanda del país y corresponde con usuarios residenciales y pequeños establecimientos industriales y comerciales.

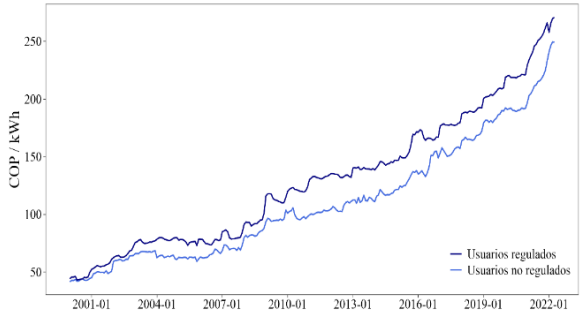

Figura 1. (a) Precio de los contratos dirigidos a los usuarios regulados y no regulados.

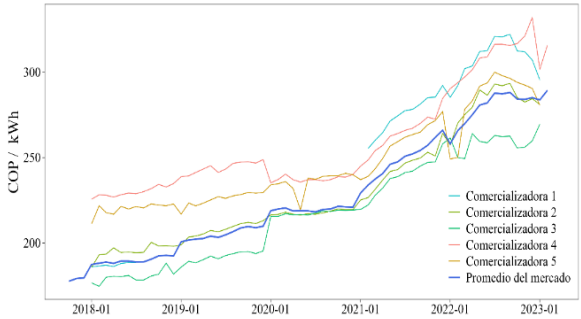

Figura 1. (b) Precio promedio de contratos para 5 comercializadoras.

Por otro lado, algunas comercializadoras negocian el precio en los contratos bilaterales a un precio mayor que el promedio del mercado de manera consistente como bien se aprecia en la Figura 1.b. Esta diferencia de precio puede obedecer a una percepción de riesgo que las generadoras tienen hacia ciertas comercializadoras debido a problemas administrativos o incumplimientos ocurridos en el pasado. Esta percepción de riesgo se materializa en una prima que incrementa el costo de la contratación. Si bien cobrar una prima de riesgo es una práctica común en la mayoría de los mercados y no constituye una ineficiencia en sí misma, la ineficiencia que se señala es que el usuario regulado asume este costo adicional, sin ser el agente que lo origina ni contar con los mecanismos necesarios para gestionarla.

El mercado anónimo estandarizado (MAE), el primer mercado de derivados de electricidad de Latinoamérica se caracteriza por su baja liquidez. En la Figura 2.a, el eje x representa el vencimiento del contrato ELM (los más líquidos del mercado); por ejemplo, 2024-07 corresponde con un contrato que venció en julio del año 2024. La altura de la barra indicada en el eje izquierdo corresponde con la cantidad de veces que el contrato se negoció; mientras que la línea verde, referenciada en el eje derecho, representa la cantidad de energía cubierta. A modo de ejemplo, la barra en 2024-07 indica que el contrato se negoció 6 veces y cubrió una energía un poco menor del 0.5% para los usuarios regulados.

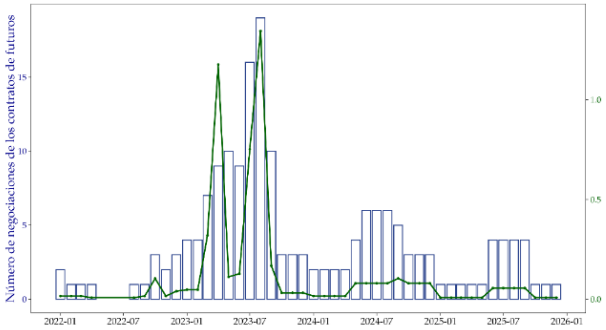

Figura 2. (a) Número de contratos de futuros negociado en el MAE (izquierda) y cantidad de energía cubierta (derecha).

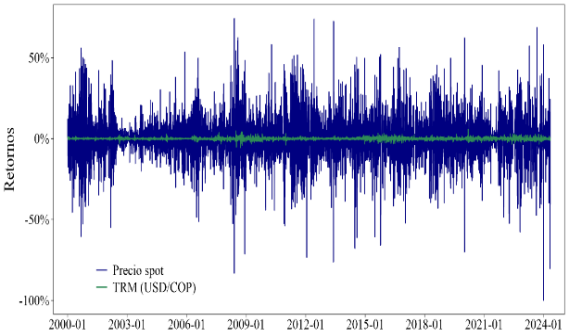

Figura 2. (b) Rendimiento del precio de la electricidad y la TRM.

La iliquidez del mercado de futuros impide que los agentes dispongan de un instrumento adecuado para cubrirse del riesgo de mercado. Esta iliquidez dificulta la formación eficiente del precio,

enviando señales erróneas y una revelación inadecuada del precio futuro de la electricidad, ineficiencias que se transfieren a los usuarios regulados a través del término 1.3 de la Ecuación 1. Por último, el mercado spot se caracteriza por su alta volatilidad —cambios abruptos en el precio— debido a fenómenos climáticos (por ejemplo, el Niño, que reduce el nivel de los embalses en un país donde el 70% de la generación es hidroeléctrica), restricciones en la red de transporte, declaración de indisponibilidades, precio de materias primas utilizado por las plantas térmicas, entre otros. En la Figura 2.b se observa los rendimientos del precio spot de la energía eléctrica en azul y TRM (tasa representativa del mercado), esta es considerada como un activo riesgoso y es utilizado con fines comparativos. Se observa que la volatilidad de la energía eléctrica es mayor que la de TRM. Esta volatilidad, conocida como riesgo de mercado, es transferida al usuario regulado en el término 1.5 de la Ecuación 1.

Como se señaló anteriormente, el MAE mitiga las ineficiencias presentes en el MEM y por lo tanto esfuerzos para su promoción deben realizarse. Sin embargo, el MAE se encuentra en su génesis y se caracteriza por la falta de participantes tanto del sector eléctrico como financiero lo que limita explotar las bondades de dicho mercado. Esta iliquidez viene acompañada de falta de precios de referencia confiables que permitan a los agentes tomar decisiones adecuadas. En ausencia de una formación de precio para un producto del mercado estandarizado colombiano, la Circular Única del Mercado en su criterio No. 5 del artículo 4.2.1.1 establece lo siguiente:

''En caso de no presentarse condiciones para el cálculo del precio de cierre, será responsabilidad del gestor de mercado determinar el precio de cierre del día.''

La falta de precios de referencia impide que el mercado cuente con una señal que permita concluir si el activo se encuentra sobrevalorado o subvalorado afectando la confianza de los participantes; adicionalmente, sin una señal que reoriente al mercado hacia un precio razonable, cualquier sesgo en los precios persiste, ya que no hay información que guíe su corrección. Por otro lado, la revelación del precio a futuro inadecuada no genera confianza en los agentes para realizar inversiones e incluso puede llevar a decisiones erróneas por parte del regulador. Por último, la falta de precios de referencia adecuados impide una asignación eficiente de los niveles de garantías requeridos para participar de este mercado; ya que una exigencia excesiva de estas garantías desestimularía la participación de los agentes e inversionistas. Por lo tanto, la pregunta que se busca responder es:

¿Qué metodología de valoración se debe desarrollar para el mercado de futuros de energía eléctrica colombiano?

3. Justificación

Las ineficiencias señaladas previamente, como la exposición al riesgo de mercado, discriminación en contratos bilaterales según tipo de usuario y comercializador, y primas de riesgo, afectan directamente a los usuarios regulados en Colombia. En mercados libres, los consumidores tienen la opción de cambiar de proveedor ante la presencia de ineficiencias, incentivando así a los productores a mejorar continuamente. No obstante, en el contexto colombiano, aunque

técnicamente existe la posibilidad de cambio, las barreras tecnológicas y los costos asociados dificultan esta movilidad, dejando a la demanda regulada cautiva y trasladando las consecuencias de decisiones ineficientes a los consumidores finales.

Por lo tanto, resulta crucial adoptar medidas para fomentar la competencia y reducir las ineficiencias del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Entre estas medidas, la Misión de Transformación Energética (MTE) recomienda el desarrollo del mercado de derivados eléctricos, que ofrece protección contra riesgos de mercado mediante contratos estandarizados y anónimos; adicionalmente, este mercado estandarizado facilita una formación transparente de precios, proporcionando información relevante sobre la volatilidad y comportamiento del activo subyacente. Esto mejora la gestión de riesgos financieros, incluyendo mercado, crédito, contraparte y riesgos sistémicos. Se generan señales claras para incentivar inversiones en infraestructura y atraer nuevos participantes al mercado. Asimismo, dicha información es esencial para los reguladores al momento de diseñar políticas orientadas al crecimiento sostenible y a garantizar el suministro energético.

Finalmente, la existencia de precios de valoración precisos es fundamental para identificar posibles situaciones de sobrevaloración o subvaloración en el mercado. Una valoración adecuada orienta al mercado hacia precios razonables, fortalece la confianza de los agentes y mejora la liquidez y eficiencia del sistema. En contextos donde el mercado no establece claramente los precios, esta valoración sirve de referencia crítica para gestionar riesgos financieros y tomar decisiones estratégicas de inversión, contribuyendo al desarrollo y estabilidad del sector eléctrico colombiano.

4. Objetivos

4.1. Objetivo general

Desarrollar una metodología de valoración de futuros de electricidad para el mercado estandarizado colombiano, considerando las características propias del mercado spot del país y que permita una estimación razonable del precio del derivado

4.2. Objetivos específicos.

- Caracterizar el comportamiento del precio spot de la electricidad en el mercado de energía mayorista colombiano.
- Analizar los principales modelos de valoración de futuros de electricidad y las características del mercado donde fueron desarrollados, a partir del estado del arte.
- Desarrollar una metodología de valoración de futuros de electricidad que considere las particularidades del mercado de energía mayorista colombiano.
- Validar la metodología desarrollada con el enfoque que actualmente emplea el mercado.

5. Estado del arte

El estado del arte se realizó con la base de datos *Scopus* debido a que es una de las más grandes de resúmenes de literatura científica revisada por pares, su interfaz gráfica permite realizar consultas complejas de manera sencilla; adicionalmente, cuenta con una AI que permite agilizar el proceso de búsqueda y exploración.

El pronóstico del precio de la electricidad es fundamental para la gestión de riesgos, la definición de estrategias comerciales y decisiones de inversión en infraestructura. Distintos estudios han empleado diversas metodologías para abordar esta tarea, destacándose series de tiempo, modelos de difusión y técnicas de inteligencia artificial. Nogales et al. (2002) desarrollaron un modelo de regresión dinámica con variables exógenas, destacando la demanda como un factor clave que mejora la predicción del precio eléctrico. Contreras et al. (2003) utilizaron modelos ARIMA, incorporando la demanda y disponibilidad hidroeléctrica, determinando un pronóstico que, según las medidas de eficiencia empleadas, es adecuado. Garcia et al. (2005) abordaron el problema de la heterocedasticidad del precio de la electricidad con modelos GARCH, concluyendo que estos son más adecuados durante períodos de alta volatilidad. Por su parte, Liu y Shi (2013) exploraron variantes de GARCH que incorporan asimetrías y no linealidades, concluyendo que, aunque mejoran la precisión, aumentan la complejidad del modelo.

Los modelos de difusión también han sido empleados. Barlow (2002) propuso un modelo estructural basado en procesos Ornstein-Uhlenbeck para representar la dinámica de oferta y demanda sin incorporar explícitamente saltos. Por otro lado, Meyer-Brandis y Tankov (2008) combinaron procesos de Ornstein-Uhlenbeck y Lévy para representar tanto fluctuaciones normales como saltos repentinos del precio. Nomikos y Soldatos (2010) desarrollaron un modelo con dos velocidades de reversión a la media diferenciadas, encontrando mejores resultados en valoración y gestión de riesgos. Gudkov & Ignatieva (2021) propusieron un modelo híbrido que utiliza procesos Ornstein-Uhlenbeck para la estacionalidad y procesos Poisson para los saltos, impactando positivamente en la valoración de contratos futuros. Finalmente, Bégin et al. (2025) introdujeron un modelo con saltos dinámicos, lo que permitió superar los modelos tradicionales en predicción de precios.

La inteligencia artificial también ha aportado metodologías avanzadas al pronóstico eléctrico. Szkuta et al. (1999) y Catalão et al. (2007) fueron pioneros en el uso de redes neuronales artificiales (RNA), demostrando su eficacia frente a modelos tradicionales como ARIMA. Panapakidis y Dagoumas (2016) propusieron modelos híbridos que combinan RNA y técnicas de clúster, obteniendo mejoras significativas en la predicción cuando se incorporan variables exógenas. Lago et al. (2018) realizaron una revisión amplia comparando modelos estadísticos con técnicas avanzadas de aprendizaje profundo, concluyendo la superioridad constante de estas últimas. Klein et al. (2020) integraron RNA con estructuras de cópulas para modelar distribuciones de precios, permitiendo una gestión de riesgos más efectiva. Yan et al. (2025) aplicaron RNA recurrentes para predicciones a mediano y largo plazo, logrando resultados prometedores, aunque señalaron la importancia de incorporar variables exógenas para mejorar aún más la precisión.

Finalmente, el uso de Modelos Extensos de Lenguaje (LLM) comienza a explorarse en el sector eléctrico para pronosticar variables críticas como demanda y precios, integrando información

textual no estructurada proveniente de diversas fuentes. Menéndez Medina y Heredia Álvaro (2024) demostraron cómo incorporar análisis textual mediante GPT mejora la precisión del pronóstico en comparación con métodos exclusivamente numéricos. Estos enfoques, aunque requieren alta capacidad computacional, presentan una clara ventaja al incluir información contextual relevante, ofreciendo nuevas posibilidades para mejorar la gestión y predicción en mercados eléctricos complejos.

6. Conclusiones

Los mercados de electricidad se caracterizan por su complejidad, la presencia de ineficiencias que distorsionan el precio de la electricidad y que son transferidas a los usuarios a través de la estructura tarifaria que define la CREG. En este contexto, resulta prioritario promover condiciones de competencia y diseñar mecanismos que fomenten una mayor participación de agentes, con el fin de alcanzar mayores niveles de eficiencia económica.

Una de las medidas clave para fortalecer el mercado eléctrico consiste en desarrollar un mercado de futuros de electricidad. Para ello, es fundamental establecer metodologías de valoración claras y robustas que permitan estimar de manera razonable el precio de estos activos. Contar con estas herramientas no solo proporciona señales de precio más precisas al mercado, sino que también fomenta la participación y la confianza de los agentes, al tiempo que les permite gestionar eficazmente los riesgos financieros asociados a la volatilidad del mercado eléctrico.

La literatura especializada evidencia una diversidad de metodologías empleadas para valorar contratos de futuros de electricidad, todas fundamentadas en el modelamiento del activo subyacente: el precio de la electricidad. Entre las técnicas más destacadas se encuentran los modelos de series de tiempo, los modelos de difusión y las herramientas de inteligencia artificial. No obstante, la mayoría de las investigaciones se centran en predicciones puntuales y de corto plazo. Por ello, es crucial enriquecer el estado del arte mediante metodologías que aborden horizontes temporales más amplios y que integren enfoques tradicionales con técnicas avanzadas de inteligencia artificial, fortaleciendo así la literatura existente y proporcionando herramientas más robustas para la gestión de riesgos en los mercados eléctricos.

7. Referencias

Artículos de revistas

- Ahlqvist, V., Holmberg, P. and Tangerås, T. (2022). A survey comparing centralized and decentralized electricity markets. Energy Strategy Reviews, Vol. 40. https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100812
- Barlow, M. T. (2002). A diffusion model for electricity prices. Mathematical Finance, Vol. 12, No. 4, pp. 287- 298. https://doi.org/https://doi.org/10.1111/j.1467-9965.2002.tb00125.x
- Barrientos Marín, J., Orozco, T. and Velilla, E. (2018). Forecasting Electricity Price in Colombia: A comparison between neural network, ARMA Process and hybrid models. International Journal of Energy Economics and Policy, Vol. 8, No. 3, pp. 97-106.

- Bégin, J. F., Gómez, F., Ignatieva, K. and Li, H. (2025). The stochastic behavior of electricity prices under scrutiny: Evidence from spot and futures markets. Energy Economics, Vol. 144. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2025.108296
- Borenstein, S., Bushnell, J. B. and Wolak, F. A. (2002). Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market. American Economic Review, Vol. 92, No. 5, pp. 1376-1405. https://doi.org/10.1257/000282802762024557
- Catalão, J. P. S., Mariano, S. J. P. S., Mendes, V. M. F. and Ferreira, L. A. F. M. (2007). Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: A neural network approach. Electric Power Systems Research, Vol. 77, No. 10, pp. 1297- 1304. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.09.022
- Chen, W. M. (2019). The U.S. electricity market twenty years after restructuring: A review experience in the state of Delaware. Utilities Policy, Vol. 57, pp. 24- 32. . https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.02.002
- Contreras, J., Espínola, R., Nogales, F. J. and Conejo, A. J. (2003). ARIMA models to predict next-day electricity prices. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 3, pp. 1014- 1020. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.804943
- Gallego, C. A. (2022). Intertemporal effects of imperfect competition through forward contracts in wholesale electricity markets. Energy Economics, Vol.107. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.105835
- Garcia, R. C., Contreras, J., van Akkeren, M. and Garcia, J. B. C. (2005). A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity prices. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, pp. 867-874. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846044
- Gudkov, N. and Ignatieva, K. (2021). Electricity price modelling with stochastic volatility and jumps: An empirical investigation. Energy Economics, Vol. 98. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105260
- Klein, N., Smith, M. S. and Nott, D. J. (2020). Deep Distributional Time Series Models and the Probabilistic Forecasting of Intraday Electricity Prices. https://doi.org/10.1002/jae.2959
- Lago, J., De Ridder, F. and De Schutter, B. (2018). Forecasting spot electricity prices: Deep learning approaches and empirical comparison of traditional algorithms. Applied Energy, Vol. 221, pp. 386-405. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.069
- Liu, H. and Shi, J. (2013). Applying ARMA-GARCH approaches to forecasting short-term electricity prices. Energy Economics, Vol. 37, pp.152-166. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.006
- Liu, H., and Wang, Y. (2016). Market making with asymmetric information and inventory risk. Journal of Economic Theory, Vol. 163, pp. 73–109. https://doi.org/10.1016/j.jet.2016.01.005
- Menéndez Medina, A. and Heredia Álvaro, J. A. (2024). Using Generative Pre-Trained Transformers (GPT) for Electricity Price Trend Forecasting in the Spanish Market. Energies, Vol. 17, No. 10. https://doi.org/10.3390/en17102338
- Meyer-Brandis, T. and Tankov, P. (2008). Multi-factor jump-diffusion models of electricity prices. In International Journal of Theoretical and Applied Finance, Vol. 11, No. 5. https://doi.org/10.1142/S0219024908004907
- Nogales, F. J., Contreras, J., Conejo, A. J. and Espínola, R. (2002). Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models. In IEEE transactions on power systems, Vol. 17, No. 2. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.1007902
- Nomikos, N. K. and Soldatos, O. A. (2010). Analysis of model implied volatility for jump diffusion models: Empirical evidence from the Nordpool market. Energy Economics, Vol. 32, No. 2, pp. 302-312. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.10.011
- Panapakidis, I. P., and Dagoumas, A. S. (2016). Day-ahead electricity price forecasting via the application of artificial neural network based models. Applied Energy, Vol. 172, pp. 132-151. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.089

- Szkuta, B. R., Sanabria, L. A. and Dillon, T. S. (1999). Electricity Price Short-Term Forecasting Using Artificial Neural Networks. In IEEE Transactions on Power Systems Vol. 14, No. 3. https://doi.org/10.1109/59.780895
- Yan, W., Wang, P., Xu, R., Han, R., Chen, E., Han, Y. and Zhang, X. (2025). A novel mid- and long-term time-series forecasting framework for electricity price based on hierarchical recurrent neural networks. Journal of the Franklin Institute, Vol. 362, No. 6. https://doi.org/10.1016/j.jfranklin.2025.107590

Memorias de congresos

- Edge, P. (2015). An approximation of counterparty credit risk in long term power purchase agreements (PPAs). 12th International Conference on the European Energy Market, EEM, Lisbon, pp. 1-4. https://doi.org/10.1109/EEM.2015.7216645

Fuentes electrónicas

- CREG. (2022). Resolución CREG 101-002. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-2_2022.htm

Sobre los autores

- **Juan Sebastián Arias**: Ingeniero Industrial, Máster en Investigación Operativa y Estadística de la Universidad Tecnológica de Pereira, estudiante del doctorado en Ingeniería en la misma institución. Docente. jsarias@utp.edu.co

---

Los puntos de vista expresados en este artículo no reflejan necesariamente la opinión de la Asociación Colombiana de Facultades de Ingeniería.

Copyright © 2025 Asociación Colombiana de Facultades de Ingeniería (ACOFI)