

LAS FNCER COMO DIRECCIONADORAS DEL SPOT ENERGÉTICO

The FNCER as Drives of the Energy Spot Price

LAURA DANIELA TORRES PARRA

ISABELA CASTRILLÓN GRACIANO

Trabajo de grado.

Asesor:

David Alejandro Yepes Raigosa

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE FINANZAS, ECONOMÍA Y GOBIERNO

ECONOMÍA

MEDELLÍN

2026

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	2
ABSTRACT	3
INTRODUCCIÓN	4
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	6
JUSTIFICACIÓN.....	9
OBJETIVOS	11
<i>GENERAL</i>	<i>12</i>
<i>ESPECÍFICOS</i>	<i>12</i>
MARCO TEÓRICO O MARCO CONCEPTUAL	12
DISEÑO METODOLÓGICO	17
CONCLUSIONES	23
REFERENCIAS.....	25

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1. Función impulso–respuesta (IRF) del modelo VECM	23
---	----

ABSTRACT

Este trabajo analiza cómo la incorporación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) ha afectado el precio spot de la electricidad en Colombia durante el periodo 2018 – 2025. El mercado eléctrico colombiano hoy en día depende principalmente de la generación hidroeléctrica, lo que la hace sensible a cambios climáticos como el fenómeno de El Niño o la Niña, que pueden reducir la disponibilidad de agua y conlleva a que aumenten los costos de generación. En este contexto, el país ha impulsado el uso de energías renovables como la solar y la eólica para diversificar la matriz energética y reducir esa dependencia.

Para el análisis se utilizan datos del mercado eléctrico provenientes de XM y el Índice Oceánico del Niño (ONI) como variable climática. Se estima un modelo VECM, que permite analizar tanto las relaciones de largo plazo como los ajustes de corto plazo entre las variables. Además, se incluyen variables como la generación hidráulica y térmica, con el fin de tener en cuenta los factores más importantes que afectan el precio de la electricidad.

Los resultados muestran que un aumento en la generación de FNCER se asocia con una disminución del precio spot, lo cual es consistente con el efecto de orden de mérito. Sin embargo, también se observa que la variabilidad de estas fuentes puede provocar cambios en el comportamiento del precio. En general, este trabajo aporta evidencia sobre el papel de las energías renovables en el mercado eléctrico colombiano y su importancia en el proceso de transición energética.

INTRODUCCIÓN

El mercado eléctrico colombiano es caracterizado por una alta dependencia de la generación hidroeléctrica y esto representa una proporción significativa de la matriz energética del país, si bien esto ha permitido que se tenga un buen provecho de este recurso natural abundante, ha conllevado a que sea también muy vulnerable a cambios climáticos como el fenómeno del Niño o la Niña que reducen la capacidad hídrica y por lo tanto la generación de energía por medio de este recurso, obligando a que se utilicen otros medios de generación más costosa, incrementando el precio de la electricidad.

En respuesta a estos grandes desafíos, Colombia ha sido motivada a incorporar Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como la energía solar y eólica, buscando que la matriz energética sea expandida y diversificada con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema y reducir las emisiones contaminantes. Con la entrada de estas fuentes de energía, los costos marginales tienden a bajar, lo que sugiere que su entrada al mercado podría reducir el precio spot a través del orden de mérito, pero, al ser de naturaleza intermitente, también plantea interrogantes sobre el impacto de la volatilidad del sistema eléctrico.

Con todo este contexto, surge la siguiente pregunta de investigación: ¿Cuál ha sido el efecto de la generación de FNCER sobre el precio spot de la electricidad en Colombia durante el periodo 2018–2025?

Para responder esta pregunta, este estudio de investigación utiliza información del mercado eléctrico colombiano y estima un modelo de corrección de errores (VECM) que permite analizar tanto las dinámicas de corto plazo, como las relaciones de largo plazo entre esas variables. También se incorporan variables de control, como la generación hidráulica, térmica y el índice oceánico de El Niño (ONI), para considerar los factores más importantes que afectan el precio de la electricidad. Este trabajo tiene como objetivo contribuir a la literatura al proporcionar evidencia empírica reciente sobre el impacto de las energías renovables en el mercado eléctrico

colombiano y plantear algunas ideas que puedan servir para mejorar las políticas públicas hacia una energía más sostenible

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El mercado energético colombiano funciona bajo la dinámica de oferta y demanda, administrado por XM. En esta dinámica de mercado participan comercializadores y generadores mediante contratos de largo y corto plazo que establecen la cantidad de energía. En el cual, se hace una asignación ordenando las ofertas de menor a mayor costo hasta cubrir la demanda del día, lo cual determina el precio de bolsa, es decir, el precio spot, que es el precio que se liquida en el Mercado Mayorista de Energía y que se determina para cada hora del día, en condiciones normales de mercado, el precio de cierre de la subasta, que es el valor que resulta de la intersección entre la oferta y la demanda agregada (Cardona Vasquez, Garcia Rendon, & Arango Manrique, 2024). Sin embargo, cuando la oferta resulta insuficiente, empieza a aplicarse el denominado precio de escasez, que corresponde al precio máximo que se paga por energía eléctrica en el país. Este precio se convierte en una señal de alerta, pues refleja que el sistema requiere energía adicional para cubrir su demanda (XM, n.d.). Sin embargo, surge la inquietud: ¿qué ocurre cuando se producen fenómenos externos que reducen la capacidad de generación de energía?

Colombia se encuentra entre los 50 países más expuestos al cambio climático. Además, el país se sitúa como uno de los países líderes de Latinoamérica en el uso de hidroeléctricas, que representa aproximadamente el 68% de la generación de energía eléctrica, mientras que un 30% proviene de las fuentes térmicas. Esto evidencia la alta dependencia de los recursos hídricos, los cuales son vulnerables a las variaciones climáticas que pueden afectar la matriz energética del país. (UPME, 2023)

Cuando disminuyen los recursos hídricos y, en consecuencia, la capacidad de generación de las hidroeléctricas, el país se ve obligado a recurrir a tecnologías significativamente más costosas, como las plantas termoeléctricas que funcionan por medio de gas natural o carbón, y otros combustibles líquidos como el diésel. Esta transformación implica un aumento significativo en los costos de generación y, por ende, un aumento en los precios finales de los consumidores. Sin embargo,

acceder a estas alternativas energéticas requiere inversiones que superan la capacidad fiscal del sector eléctrico del país (Roper, 2024). Con el fin de mejorar y garantizar la seguridad energética del país, el gobierno ha buscado impulsar la diversificación de la matriz energética colombiana mediante la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Esta transición energética en Colombia es impulsada por diferentes factores, entre ellos las consideraciones ambientales y de confiabilidad del sistema eléctrico. En el contexto colombiano, la confiabilidad está relacionada con la capacidad que tiene el sistema para garantizar un suministro de energía firme en unas condiciones críticas, especialmente en casos como el del fenómeno de El Niño. Esto se debe a que aproximadamente el 68% de la generación del país es hidráulica, señalando la alta dependencia y volatilidad ante las condiciones climáticas, lo que incrementa el riesgo cuando hay periodos de sequía prolongados, por lo tanto, la diversificación de la matriz mediante las FNCER busca reducir esa vulnerabilidad del sistema y esa dependencia hidroeléctrica.

Otro de sus principales factores para la inclusión de la participación de las FNCER, es su reducción a las emisiones del dióxido de carbono generado por las fuentes térmicas, con lo que se alinea con el objetivo de neutralidad de carbono para el 2050 establecido en la política energética nacional.

Además de estos beneficios ambientales, también se puede ver desde una perspectiva económica, ya que esta transición energética también implica una reducción significativa y positiva de los costos de inversión y generación de tecnologías como la solar y la eólica, lo que conlleva una mayor competitividad frente a otras fuentes convencionales.

Esta disminución en los costos ha facilitado su entrada al mercado eléctrico y presionado a la baja sobre el precio spot.

Existe evidencia de que la inclusión de las FNCER tiende a reducir el precio spot, y esta disminución también se debe en parte, al desplazamiento de fuentes de generación más costosas dentro del orden de mérito del mercado eléctrico.

No obstante, resulta de vital importancia entender cómo se comporta el spot energético ante la entrada de estas fuentes no convencionales: ¿Su incorporación generaría un aumento o una disminución en el precio?, este comportamiento no solo impactaría de manera directa a los hogares colombianos, quienes deben asumir facturas más altas, sino también en los costos de producción de las empresas, afectando la competitividad del país (García Monzón, Reina Álvarez, & Machuca Moreno, 2023). Por el contrario, resulta pertinente analizar si la integración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable podría disminuir el precio de la energía mediante el efecto de orden de mérito, que desplaza las tecnologías más costosas con recursos de costo marginal cercano a cero y estabilizar la matriz energética frente a choques externos como el Fenómeno del Niño. No obstante, cabe considerar si su intermitencia y variabilidad podrían, en ese sentido opuesto, elevar la volatilidad del precio spot y aumentar los costos operativos debido a mayores necesidades de reservas de respaldo y servicios complementarios. Por ello surge la pregunta: ¿Cuál ha sido el efecto de la generación de FNCER sobre el precio spot de la electricidad en Colombia entre 2018 y 2025?

JUSTIFICACIÓN

El Sistema Eléctrico Colombiano se caracteriza por tener una gran dependencia de la generación hidroeléctrica, lo que provoca que el país se vuelva muy vulnerable a fenómenos climáticos naturales y a los efectos del cambio climático.

En periodos de sequías, la reducción en la disponibilidad hídrica obliga a que se tenga un mayor uso de plantas térmicas, lo que provoca un aumento de los precios de energía y eleva las emisiones de gases de efecto invernadero (Hidalgo, 2020). Para reducir esta dependencia, el país ha comenzado a implementar nuevas formas de generación limpia, como la energía solar, eólica y PCH (Pequeña Central Hidroeléctrica). Con esto, al considerar FNCER se han implementado diferentes leyes con el fin de un manejo y mantenimiento más eficaces y estables.

La ley 1715 de 2014 ha sido fundamental para impulsar este gran cambio y para trazar un camino para esos nuevos proyectos. Desde entonces, Colombia ha apostado a que su matriz energética sea más diversa, sostenible y menos vulnerable a los cambios climáticos (Hoyos, Franco, & Dyner, 2017).

Las llegadas de esas energías renovables han tenido efectos positivos para el mercado energético colombiano. Por medio de estudios se puede evidenciar que cuando se implementa más energía solar y eólica, el precio al que se vende y se compra la energía, es decir, el precio spot, tiende a bajar. Esto ocurre porque estas fuentes de energía tienen costo de producción más barato; por lo tanto, desplazan a las térmicas que son más costosas. Un estudio hecho en Colombia estimó que, si en 2018 se hubieran incluido 1000 megavatios de energía solar y eólica, el precio promedio de la electricidad habría bajado unos 12,75 pesos por kilovatio hora, lo que equivale a un ahorro importante para el sistema (Pérez & García-Rendón, 2021).

Pero este efecto no se explica solo por aspectos el tipo de tecnología, también tiene que ver con la forma en que las empresas de este sector reaccionan ante las variaciones de oferta y demanda; cuando se suman al sistema nuevas fuentes de energías más económicas, como la solar y la eólica, las empresas que ya estaban en el mercado se ven obligadas a ajustar sus precios para seguir siendo

competitivas en el mercado, por lo tanto, estas fuentes no solo ayudan en un aspecto ambiental, sino que también influyen en cómo se fijan los precios de la energía.

Sin embargo, esto también tiene su lado negativo, ya que estas fuentes de energía dependen del sol y del viento, que no son constantes, lo que provoca momentos de mucha producción o de muy poca producción y eso puede generar que haya variaciones en los precios y más incertidumbre para las empresas y los inversionistas (Velásquez, 2015).

Además, la literatura muestra que las empresas más grandes, que controlan tanto la generación como la venta de energía, pueden aprovechar esas variaciones para trasladar los aumentos de precios al consumidor final, a veces incluso por encima del costo real.

En conclusión, las fuentes no convencionales de energía renovable están cambiando la forma en que funciona el mercado eléctrico colombiano. No solo bajan los precios, sino que también cambian las reglas del juego entre las empresas y afectan cómo se comportan los consumidores. Asimismo, su incorporación fortalece la seguridad energética del sistema, al diversificar la matriz de generación y reducir la vulnerabilidad de los cambios climático, ya que disminuye el riesgo de racionamientos o apagones.

Entender ese impacto es clave para que el país pueda avanzar hacia una transición energética realmente sostenible, económica, segura y beneficiosa para todos.

OBJETIVOS

GENERAL

Analizar el efecto de la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) sobre el comportamiento del precio spot de la energía en Colombia durante el periodo 2018-2025, mediante un modelo econométrico que capture sus efectos de corto plazo.

ESPECÍFICOS

1. Describir desde la literatura y la evidencia empírica existente, la relación entre la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCER) y el comportamiento del precio spot en el mercado eléctrico colombiano.
2. Estimar el efecto de la generación FNCER sobre el precio de la electricidad en Colombia mediante un modelo econométrico VECM.

MARCO TEÓRICO O MARCO CONCEPTUAL

La transición de los mercados eléctricos hacia fuentes renovables ha generado un creciente interés en cómo se forma el precio en la bolsa de energía; cómo se refleja este en el precio spot del mercado y si esos incrementos o disminuciones llegan directamente a los hogares. Para abordar este problema, en esta primera sección abordaremos el funcionamiento del mercado eléctrico de Colombia y la formación de precios en el MEM; además, se explicará qué son las energías renovables, sus características e intermitencia, explicación de la metodología cuantitativa; y, por último, la evidencia empírica.

Mercado Eléctrico

En el mercado eléctrico colombiano, es decir, el mercado spot (mercado a corto plazo) existen dos ejes principales. Por un lado, XM, que es el operador y administrador del mercado, donde su función es despachar la energía, administrar la bolsa de energía y liquidar contratos asegurando la confiabilidad (XM, n.d.). Por otro lado, el CREG, que se encarga de crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda y no haya ninguna posición dominante, es decir, regula la prestación de los servicios públicos de energía eléctrica con el fin de garantizar eficiencia en el mercado. (CREG, 2023).

El sistema funciona mediante un oligopolio, en el que la generación se rige bajo un esquema de competencia en el que los generados reciben ingresos por su confiabilidad. Posteriormente, inicia el proceso de transmisión y distribución, con libre acceso a las redes y tarifas fijadas por la CREG. Después, los comercializadores compran y venden la energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), que se encarga del mercado mayorista, donde se compite entre sí y se trasladan los costos a los usuarios. (CREG, 2022).

Según (CREG-Comisión de Regulación de Energía y Gas , 2021), el funcionamiento del despacho económico en el MEM, gestionado por el Centro Nacional de

Despacho (CND), tiene diferencias según la temporalidad del contrato. En el corto plazo (CP) se desarrolla en 3 fases: la primera inicia el día anterior ($t-1$), cuando se programa el despacho y se conoce la oferta y disponibilidad; allí se hace una combinación de plantas para cubrir la demanda a menor costo posible. En el día posterior (t), se considera el despacho real, donde se conoce el redespacho, la generación y la demanda reales.

Finalmente, en el día siguiente ($t+1$) ocurre el proceso comercial, donde se atiende la demanda, se fija el precio de bolsa y se realiza la liquidación.

Además, el mismo autor detalla que para el caso contrario, en el largo plazo (LP) lo que se busca es una planeación de la expansión del sistema, con el fin de determinar cuanta generación adicional se debe instalar para garantizar confiabilidad en el sistema, que sería los contratos donde la UPME (Unidad de Planeación Minero - Energética) usa los mecanismos de subastas de cargo por confiabilidad para asegurar la entrada de nueva capacidad. (CREG-Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).

Energías Renovables.

Existen diferentes tipos de energías, para el caso colombiano se tiene entre ellas la energía mecánica, cinética, eléctrica, solar, eólica, hidráulica, geotérmica y química, las cuales se obtienen a partir de fuentes renovables y no renovables.

Las energías renovables nacen de la necesidad de cuidar el medio ambiente; el cambio climático, generado por actividades contaminantes ha consumido recursos naturales preocupantes. Según Enel (2025) “las energías renovables son fuentes de energía obtenidas de recursos naturales que se regeneran de manera continua, como el sol, el viento y el agua. Que no se agotan con su uso y generan un menor impacto ambiental”, con esto en mente, en Colombia a partir de la Ley 1715 de 2014, se generó una categoría llamada FNCER, que son Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, las cuales están compuestas por energía, geotérmica, solar, eólica, PCH, energía de los mares y energía a partir de residuos. (Minenergía, n.d.)

Sin embargo, estas FNCER tienen problemas de intermitencias, es decir, dependen fuertemente de diversos factores, uno de ellos es que su producción depende del clima. Entre los efectos de intermitencias de las FNCER es el aumento de la volatilidad del precio spot, debido que esta esta interrelacionada con los cambios en la energía disponible en el mercado, lo que genera un precio más volátil haciendo que el spot sea más sensible antes los choques en la generación. Mencionado anteriormente, al ser altamente dependiente de los efectos climáticos, no se tiene pronósticos precisos de su ocurrencia, por lo que, ante la ocurrencia de estos fenómenos se generan cambios estructurales reduciendo la confiabilidad y requiriendo una mayor reserva de energía con el fin de mantener estables la matriz energética (Cardona Vasquez, Garcia Rendon, & Arango Manrique, 2024).

Ley 1715 de 2014

Esta ley fue creada para para integrar las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en el sistema eléctrico colombiano. Función Pública (2014), explica que es importante ya que reduce barreras económicas y administrativas para el desarrollo de proyectos y, al mismo tiempo, genera confianza con reglas claras que incentivan la inversión privada. Uno de sus principales beneficios son los incentivos tributarios, como la exclusión del IVA, exenciones arancelarias y la depreciación acelerada, que alivian la carga financiera de los inversionistas. Además, facilita el acceso a redes y permisos, integrando las renovables en la planificación energética nacional. Por lo tanto, estas medidas reducen el costo de la energía y fortalecen la viabilidad de proyectos solares, eólicos e hidráulicos a pequeña escala.

Además, esta ley conecta con compromisos internacionales como el que asumió Colombia en acuerdo con parís que buscan reducir el calentamiento global mediante las reducciones de las emisiones; esto quiere decir que la ley 1715 de 2014 no solo fomenta la diversificación de energías por medio de las renovables, sino que también apoya el cumplimiento de ellas hacia una economía más limpia.

Ahora, por medio de la ley, la implementación de las energías renovables ha generado un impacto en el precio de bolsa de energía, como: primero, como su

costo de producción es más barato, desplazan a las plantas más caras como las de gas, carbón o diésel cuando estas están disponibles. Esto hace que, en promedio, el precio de la energía en bolsa baje durante esos periodos.

Segundo, produce una volatilidad en el precio, ya que la energía solar y eólica es variable porque dependen de recursos naturales que no van a estar disponibles todo el tiempo, por lo tanto, generan precios muy bajos en horas de alta producción renovable y picos altos cuando falta generación o en épocas de sequía.

Aunque lo normal es que las renovables hagan bajar los precios, ese efecto puede ser menos evidente cuando las mismas empresas que invierten en solar o eólica también son dueñas de plantas térmicas. En esos casos, las compañías pueden manejar su oferta de manera estratégica para evitar que los precios caigan demasiado.

Evidencia empírica Nacional e Internacional

El impacto de la inclusión de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER) en los mercados eléctrico ha sido un tema de estudio inicialmente en mercados europeos, donde la evidencia empírica enfatiza en que la inclusión de FNCER, como lo son la energía eólica y solar, produce una reducción del precio spot mayorista debido al Efecto de Orden de Mérito (MOE), ya que al tener costos marginales cercanos a cero, reemplazar las plantas de generación más costosa (Correa Quezada, Tituaña Castillo, Del Río Rama, & Álvarez García, 2022). En estudios realizados para países de Europa y Oceanía, se ha encontrado que donde hay mayores niveles de integración de FNCER se asocia un MOE más significativo. Sin embargo, en países como Italia, ante un aumento en la generación de estas fuentes, puede reducir el precio spot, los costos de los mecanismos de balance necesarios para la integración de las FNCER, como los costos de activación y mantenimiento, pueden ser trasladados a la tarifa pagada por el usuario (García Rendón & Pérez, 2021). Para el caso de colombiano, mencionado anteriormente, la inclusión de FNCER puede reducir el precio Spot, repartido entre el MOE y el comportamiento estratégico de las empresas, utilizando el modelo machine learning (LSTM) confirma que la entrada de estas fuentes reduce el precio entre 5,45% y

24,1% (García Monzón, Reina Álvarez, & Machuca Moreno, 2023). Sin embargo, la inclusión de las FNCER incluye un desafío de volatilidad, como para el caso colombiano con la alta dependencia de las hidroeléctricas, donde choques en la producción de energía mediante las FNCER puede incrementar la volatilidad del precio spot, en escenarios de cumplimiento total del plan de integración de FNCER, la volatilidad podría subir hasta 31,2% (Cardona Vásquez, García Rendón, & Arango Manrique, 2024). Por lo tanto aunque en la mayoría de los estudios se observa la caída de precios, el comportamiento final del precio y su volatilidad dependen de la matriz energética de cada país.

DISEÑO METODOLÓGICO

ENFOQUE CUANTITATIVO

Este estudio adopta un enfoque cuantitativo basado en modelos econométricos de series de tiempo multivariadas. Se utilizarán datos provenientes del SIMEM (Sistema de Información de Monitoreo del Mercado Eléctrico), administrado por XM, operador del mercado eléctrico colombiano. Estos datos se consultarán en Python mediante la librería pydataxm, que permite acceder directamente a las bases de XM y trabajar con ellas en formato tabular. Entendiendo que el análisis requiere modelos de series de tiempo multivariados debido a que no operan de forma aislada, es decir, las variables no solo afectan al precio, sino que interactúan entre sí, la generación hídrica, las FNCER y el precio spot interactúan entre si de manera simultánea y cualquier especificación univariada omitiría canales de transmisión relevantes para identificar el efecto de interés.

DATOS

La base de datos utilizada contiene información proveniente de varias fuentes del SINEM y contienen variables relacionadas con las características de las plantas de generación y el comportamiento del mercado eléctrico. Entre ellas se encuentra la fecha del registro, la generación diaria de cada planta del sistema en kWh, la capacidad efectiva neta expresas en kW, el nombre e identificación de la planta, su tipo según la tecnología de generación, la fuente energética empleada para la generación (hidráulica, solar, térmica, eólica, etc.), la clasificación del tipo de generación dentro del sistema eléctrico, el PPP, precio de la energía en bolsa en el mercado eléctrico colombiano expresado en COP/kWh, el estado operativo de la planta generadora, la fecha en la que la planta inició operaciones en el sistema y la empresa propietaria u operadora de la planta, y el ONI (Índice Oceánico Niño), que es el principal indicador de la NOAA para monitorear la parte oceánica del patrón climático estacional, es decir, calcula la temperatura superficial del mar durante 3

meses con el fin de categorizar de la siguiente manera, valores $+0,5$ C indica El Niño y menores a -0.5 C indican La Niña.

En conjunto, estas variables permiten analizar tanto la oferta de energía como el comportamiento del precio mayorista bajo diferentes condiciones climáticas y de despacho del mercado.

Los datos fueron recopilados de las bases de SIMEM, fuente oficial administrada por XM, que proporciona información actualizada y confiable para el desarrollo cuantitativo del trabajo, con un periodo de análisis desde el año 2018 hasta el 2025. Como parte del procesamiento inicial, se realizaron varias transformaciones en los datos originales. En primer lugar, se integraron múltiples bases del SINEMM en una única estructura, a la que posteriormente se le realizó una limpieza de registros faltantes o inconsistencias y se estandarizaron las fechas en un único formato. Dado que algunos datos originales se encontraban en frecuencia horaria, se convirtieron a una periodicidad diaria, promediando el precio y sumando generaciones, para finalmente, pasarlos a mensual.

Esta decisión metodológica se basa en 2 razones principales. En primer lugar, el ONI, que es publicado y analizado con frecuencia mensual por la NOAA, utilizar una frecuencia diaria o semanal habría obligado a imputar el valor mensual del ONI a todas las observaciones del mes, lo que introduciría una autocorrelación mayor y comprometería el supuesto de independencia de los términos de error en los modelos de series de tiempo. En segundo lugar, debido a que la relación entre generación renovable y los precios de bolsa se manifiestan con mayor claridad en el horizonte mensual ya que los efectos del despacho hidráulico, la fluctuación de los embalses y los patrones climáticos tienen ciclos de ajuste que superan la semana, por lo que al estandarizar la fecha a frecuencia mensual permitía reducir el ruido propio de la variabilidad del mercado spot y facilita la comparabilidad con los estudios ya hechos sobre el efecto del orden de mérito.

Por lo anterior, se decidió estimar un modelo VECM (Vector de Corrección de Error), debido a la cointegración de las variables y a que este modelo permite modelar simultáneamente la dinámica de las variables en el corto plazo, manteniendo la relación de largo plazo a través del término de corrección de error. La estimación se

complementa con el método DOLS (Dynamic OLS), que es robusto frente a mezclas de series $I(0)$ e $I(1)$ y corrige el sesgo de endogeneidad del OLS estático mediante la inclusión de adelantos y rezagos de las primeras diferencias de los regresores.

Como variable dependiente se tomó el Precio de Oferta en Bolsa ($\ln$ Precio) COP/kWH, donde se utilizó el promedio mensual ponderado del precio de bolsa reportado por XM, calculado como el promedio aritmético de los precios horarios ponderados por la energía despachada, capturando el precio de mercado mayorista al cual los generados ofertan la demanda adquiere, aplicándole una transformación logarítmica para estabilizar la varianza y permitir interpretar los coeficientes como elasticidades.

La variable clave de interés es la generación FNCER agrega al mercado ($\ln$ GEN_FNCER) kWh/mes, que para este análisis es la suma mensual de la energía generada por fuentes solares y eólicas calificadas como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, excluyendo la biomasa y el biogás por su despacho que no sigue el patrón de oferta a costo cero que está caracterizado en el Merit Order Effect, transformado logarítmicamente para interpretar el coeficiente como elasticidad precio-generación.

Y como variables de control se tomaron: la suma mensual de la generación hidráulica de las plantas del SIN, debido a la alta dependencia de la matriz eléctrica, por lo que la disponibilidad hídrica es un determinante clave del precio de bolsa. Térmica: la suma mensual de la generación a partir de carbón, gas natural, combustóleo, ACPM, jet-A1 y GLP, que, si bien tiene mayor costo marginal, tiene operación alta en la oferta cuando la capacidad de los embalses es baja y, por último, el ONI, explicado anteriormente.

Como análisis exploratorio inicial, se realizaron las estadísticas descriptivas. La estrategia econométrica completa sigue la secuencia: (i) pruebas de raíz unitaria ADF para determinar el orden de integración de cada serie; (ii) test de cointegración de Johansen para determinar el número de vectores de equilibrio de largo plazo; (iii) estimación del VECM con el rango de cointegración confirmado; (iv) estimación DOLS para la relación de largo plazo y cálculo del término de corrección de error α ;

y (v) análisis de la función impulso-respuesta (IRF) para caracterizar la dinámica de corto plazo del precio ante choques en la generación FNCER.

Tabla 1. Estadísticas Descriptivas del modelo (2018 - 2025)

Variable	Media	Mediana	DE	CV_pct	Asimetría	Curtosis
lnPRECIO	5,4813	5,4638	0,6893	12,5750	0,4184	2,5137
lnFNCER	17,3498	17,2660	18,9010	10,8938	-0,6038	2,8154
lnHIDRO	22,2980	22,3133	0,1420	0,6369	-0,7002	2,9801
lnTERMICA	20,8697	20,8145	0,3943	1,8892	0,6242	2,5035
ONI	-0,0970	-0,2600	0,7930	-	0,4120	2,0180

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de XM y NOAA

La Tabla 1 presenta, para una muestra de 96 observaciones, las estadísticas descriptivas de las variables utilizadas en este modelo. Se puede observar que, en primer lugar, el precio de la bolsa (lnPRECIO) presenta una media de 5,48 y una desviación estándar de 0,68. Esto significa que hay una variabilidad moderada en el periodo de estudio. Además, la asimetría positiva de 0,41 muestra que hay una ligera concentración de estos valores hacia niveles bajos de precio, por lo cual es consistente con choques en el sistema eléctrico, como fenómenos climáticos. Ahora, en la generación de las FNCER se puede observar una alta variabilidad en sus datos, esto se puede evidenciar por medio de su desviación estándar de 1,890, lo que indica que estas fuentes han tenido cambios muy importantes a lo largo del tiempo, además de esto, tiene una asimetría negativa de -0,60 y esto muestra que hay una mayor concentración de observaciones en niveles altos de generación, y esto puede estar relacionado con el crecimiento progresivo que se presenta en estas tecnologías.

Por otro lado, la generación hidráulica (lnHIDRO) presenta una baja variabilidad DE: 0,14 lo que enseña un comportamiento relativamente estable en el tiempo y coherente con lo predominante que es en la matriz energética, en contraste con la generación térmica (lnTERMICA) que muestra una mayor variabilidad DE:0,39 y una asimetría positiva de 0,62, lo que indica que su uso aumenta en momentos específicos, especialmente cuando disminuye la disponibilidad hídrica.

Por último, el índice ONI tiene una media cercana a cero $-0,097$, indicando que, en promedio, no predominó ni el evento climático de El niño ni el de la Niña, sino condiciones neutrales, sin embargo, su desviación estándar de $0,79$ evidencia que hay variables relevantes que pueden influir este comportamiento del precio. Las estadísticas descriptivas revelan que las variables seleccionadas presentan las propiedades estadísticas necesarias para sustentar el modelo econométrico. La variabilidad moderada del precio de la bolsa garantiza suficiente información para identificar los efectos de los regresores, y la alta dispersión de la generación FNCER refleja la transformación estructural del sistema eléctrico colombiano durante el 2018-2025, siendo esta la que permite estimar la elasticidad a largo plazo con significancia estadística. Al igual que la variable ONI con una media cercana a cero y desviación estándar de $0,793$ confirma que la muestra cubre de manera equilibrada las fases del fenómeno ENOS, dotando el modelo de la variación climática exógena necesaria para separar el efecto de las FNCER sobre el precio.

Tabla 2. Resultados de ADF (2018 -2025)

Variable	t-nivel	VC 5% nivel	t-diferencia	VC 5% dif.	Orden
ln Precio	-3.349	-3.450	-6.375	-2.890	I(1)
ln FNCER	-3.940	-3.450	-5.202	-2.890	I(0)
ln Hidro	-3.532	-3.450	-6.764	-2.890	I(0)
ln Térmica	-3.256	-3.450	-7.582	-2.890	I(1)

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de XM

En la Tabla 2 se muestran los resultados que se obtuvieron por medio de la prueba de Dickey-Fuller Aumenta (ADF) se determinó el orden de integración de cada serie logarítmica, donde los resultados muestran que nuestra variables clave ln Precio y ln Térmica no rechazan la hipótesis nula de raíz unitaria a nivel, pero si en primera diferencia, por lo que se clasifican como I(1) mientras que ln Hidro y ln FNCER rechazan la hipótesis nula unitaria en nivel, siendo I(0). A pesar de esta heterogeneidad, se aplicó el procedimiento de cointegración de Johansen en las cuatro series en niveles, con $k=3$ rezagos y constante dentro del vector de cointegración. Con lo cual se obtuvo que el estadístico de traza rechaza $H_0:r$ al 5%

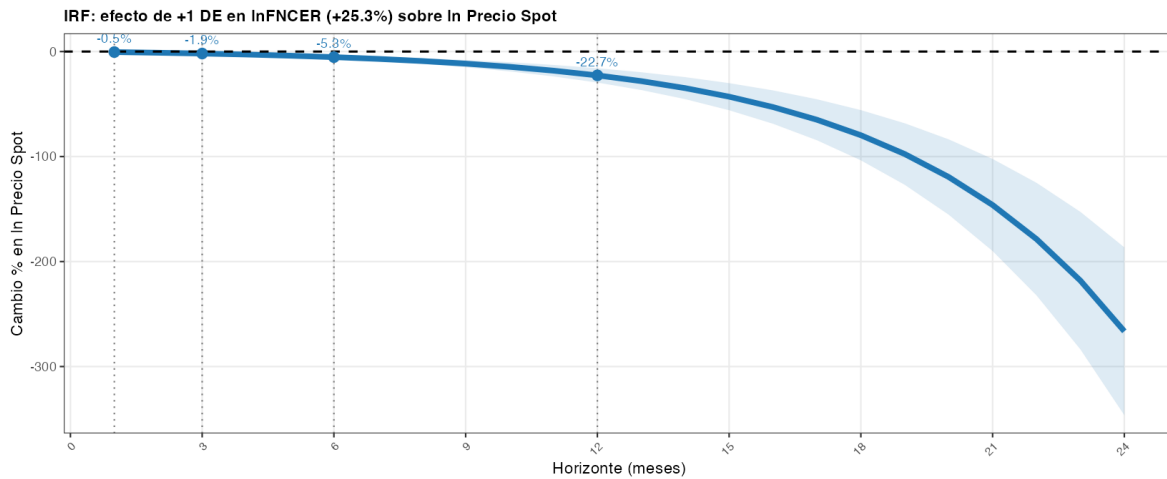
(54,01>53,12), sin embargo, no rechaza, $H_0: r \leq 1$ (33,52 < 34,91), como se puede evidenciar en la Tabla 3, concluyendo la existencia de cointegración, por lo cual genera mayor solidez econométrica al usar un modelo VECM, aunque cada serie individualmente es no estacionaria, existe una relación de equilibrio de largo plazo a la que se tiene a volver tras las perturbaciones.

Tabla 3. Cointegración de Johansen

	test	10pct	5pct	1pct
$r \leq 3$	6.00	7.52	9.24	12.97
$r \leq 2$	16.30	17.85	19.96	24.60
$r \leq 1$	33.52	32.00	34.91	41.07
$r = 0$	54.01	49.65	53.12	60.16

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de XM

RESULTADOS



Grafica 1. Función impulso – respuesta (IRF)

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de XM

Mediante la función impulso – respuesta se evidencia el mecanismo de transmisión real. Ante un choque positivo en la generación de FNCER, el precio de bolsa responde con una reducción acumulada de -22,7% a 12 meses, como se puede observar en la gráfica. Este resultado es consistente con el Merit Order Effect, como lo explican (García Rendón & Pérez, 2021), mencionado anteriormente donde su estudio reveló que si en 2018 se hubieran incluido 1000 megavatios de energía solar y eólica, el precio promedio de la electricidad habría bajado unos 12,75 pesos por kilovatio hora, siendo así coherente con la teoría que espera que cuando las FNCER generan más energía, desplazan las térmicas en el despacho y reduce el precio marginal de equilibrio.

CONCLUSIONES

Estadísticamente se tiene un impacto de las FNCER en el precio de la bolsa, el presente estudio analizó el impacto durante el periodo de 2018 – 2025, utilizando un modelo econométrico de 96 observaciones mensuales, con los resultados del modelo de Impulso – Respuesta se permitió identificar tanto la relación de equilibrio de largo plazo entre las variables como la dinámica de ajuste en el corto plazo, además incorporando el ONI como variable de control climática exógena.

Con los resultados se pudo responder afirmativamente a la pregunta central de nuestra investigación, el coeficiente de DOLS estima $\beta_{\text{FNCER}} = +0,0923$ ($p = 0,028$), significativo al 5%, lo que confirma una relación estadísticamente significativa entre la generación FNCER y el precio de bolsa en el largo plazo. Los resultados positivos confirman la tendencia común de crecimiento de ambas variables, impulsada por los episodios de escases hídrica, la función impulso - respuesta confirma la implementación del MOE en el mercado eléctrico colombiano, es decir, cuando las fuentes no convencionales de energía renovable de costo marginal cero generan más energía, desplazan a las térmicas en el despacho y reducen el precio de equilibrio del mercado spot. De la misma manera, la velocidad de ajuste del sistema, que estimada en $a = -0.2187$, indica que el 21,9% del desequilibrio se corrige cada mes, lo que confirma que las variables están co-integradas y que el sistema converge al equilibrio tras perturbaciones. Al igual que, al incorporar la variable ONI la correlación entre el índice climático y el precio de bolsa confirma que el fenómeno de ENOS es un determinante significativo en el precio del mercado mayorista colombiano.

Se uso Chat GPT como asistente académico para la búsqueda de la revisión de literatura, donde se entrenó para la búsqueda de artículos académicos, que posteriormente fueron verificados, con vigencia, autoría y calidad. No hay política institucional de uso.

REFERENCIAS

- Cardona Vasquez, D., García Rendón, J., & Arango Manrique, A. (2024). Effect of the intermittency of non-conventional renewable energy sources on the volatility of the Colombian spot price. *Renowable Energy*, 232.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021). Modernización del mercado de energía mayorista (Despacho vinculante, mercados intradiarios y servicios complementarios). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0114_2021.pdf
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2022). El Mercado Eléctrico Colombiano. https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf90924.pdf
- Comision de Regulación de Energia y Gas (CREG). (2023). *Funciones y deberes*. <https://creg.gov.co/publicaciones/7812/funciones/>
- Correa Quezada, R., Tituaña Castillo , M., Del Río Rama, M., & Álvarez García, J. (2022). Effects of Increased Renewable Energy Consumption on Electricity Prices: Evidence for Six South American Countries Electricity Prices: Evidence for Six South American Countri. *Energies* , 15(2), 620.
- García Monzón, E. A., Reina Álvarez, S. G., & Machuca Moreno, A. (2023). Efecto de las fuentes renovables no convencionales en los precios de oferta de centrales hidroeléctricas y precios de bolsa del mercado de energía en Colombia. . *Universidad de los Andes – Facultad de Economía Maestría en Economía Aplicada – MECA Bogotá, Colombia*, 4.
- García Rendón, J. J., & Pérez, A. (2021). Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: A counterfactual analysis for Colombia. *Renowable Energy*, 146-161.
- Hidalgo Bastidas, C. D. (2020). *Impacto en el precio de la energía electrica en Colombia debido a la incorporacion de fuentes no convencionales de energía renovable*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121073>

- Hoyos, S., Franco, C. J., & Dynner, I. (2017). Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio. *Ingeniería y ciencia*, 13(26), 115-146
- Lindsey, R. (30 de Agosto de 2009). *Climate Variability: Oceanic Niño Index*. Obtenido de Climate: <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-variability-oceanic-nino-index>
- Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/fuentes-no-convencionales-de-energia-renovable-fncer/>
- Mohr, F.X (2020). An Introduction to Impulse Response Analysis of VAR Models. *R-econometrics*.
- Pfaff, B. (2008). VAR, SVAR and SVEC Models: Implementation Within R Package vars. *Journal of Statistical Software*, 27(4), 1 -32.
- República de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=57353
- Ropero, S. A. (26 de Diciembre de 2024). *Planeación y Desarrollo*. Obtenido de Energía renovable en Colombia: resolver el trilema energético: <https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/energia-renovable-en-colombia-resolver-el-trilema-energetico.aspx>
- Sims, C. A. (1980). Macroeconomics and reality. *Econometrica*, 48(1), 1-48.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-cobertura/>
- Universidad del Rosario. (2024). Crisis hídrica: embalses por debajo del 60% y lejos del fenómeno de la Niña. <https://urosario.edu.co/periodico-nova-et-vetera/medio-ambiente/crisis-hidrica-embalses-por-debajo-del-60-porciento>
- Velásquez, J. A. (2015). Modelamiento de la Volatilidad del Precio Spot de la Electricidad- Mercado Eléctrico Colombiano. *Universidad Nacional de Colombia- Facultad de Minas. Escuela de Ingeniería de la Organización* , 15-22.
- XM. (s.f.). Precio de bolsa y escasez. <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/precio-de-bolsa-y-escasez>

