

**ELASTICIDAD-PRECIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN ECUADOR:  
EVIDENCIA ECONOMETRICA PARA EL PERÍODO 2015-2024  
PRICE ELASTICITY OF ELECTRICITY DEMAND IN ECUADOR:  
ECONOMETRIC EVIDENCE FOR THE PERIOD 2015-2024**

**Autores:** <sup>1</sup>Luis Guillermo Cabrera Montiel, <sup>2</sup>Enrique Joel Arango Lozano y <sup>3</sup>Gorki Aguirre Torres.

<sup>1</sup>ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0003-1357-8987>

<sup>2</sup>ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0006-9078-9026>

<sup>3</sup>ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-8812-3093>

<sup>1</sup>E-mail de contacto: [lcabrera@uteg.edu.ec](mailto:lcabrera@uteg.edu.ec)

<sup>2</sup>E-mail de contacto: [earagon@uteg.edu.ec](mailto:earagon@uteg.edu.ec)

<sup>3</sup>E-mail de contacto: [gaguirre@uteg.edu.ec](mailto:gaguirre@uteg.edu.ec)

Afiliación: <sup>1\*2\*3\*</sup>Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil, (Ecuador).

Artículo recibido: 7 de abril del 2026

Artículo revisado: 8 de Abril del 2026

Artículo aprobado: 10 de Abril del 2026

<sup>1</sup>Economista con mención en Economía Internacional y Gestión de Comercio Exterior, graduado de la Universidad de Guayaquil, (Ecuador). Magíster en Finanzas y Proyectos Corporativos, graduado de la Universidad de Guayaquil, (Ecuador). Actualmente cursa el Doctorado en Ciencias Económicas en la Universidad de Investigación e Innovación de México, (México). Docente a tiempo completo en la Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil, (Ecuador).

<sup>2</sup>Economista, egresado de la Universidad de Guayaquil, (Ecuador). Abogado, egresado de la Universidad Estatal de Milagro, (Ecuador). Magíster en Economía y Gestión Estratégica de Empresas, graduado de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, Flacso, (Ecuador). Magíster en Administración de Empresas, graduado del Centro de Estudios Financieros de la Universidad a Distancia de Madrid, (España). Actualmente cursa el Doctorado en Ciencias Económicas, Empresas y Jurídicas en la Universidad de Almería (España). Docente a tiempo completo en la Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil, (Ecuador).

<sup>3</sup>Doctor en Turismo, Viajes y Ocio, graduado de la Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil, (Ecuador).

### **Resumen**

El presente artículo examina la elasticidad-precio de la demanda eléctrica agregada en Ecuador para el período 2015-2024 mediante un modelo econométrico log-log construido con información oficial del sector eléctrico. La investigación se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo, con diseño no experimental, alcance explicativo y corte longitudinal. La variable dependiente fue la energía facturada anual, mientras que la variable explicativa principal correspondió al precio medio de la energía facturada. Con el propósito de capturar la dinámica estructural del consumo y los efectos coyunturales sobre la demanda, se incorporaron una tendencia temporal y una variable dicotómica para el año 2020. Los resultados muestran que el coeficiente asociado al precio presentó el signo negativo esperado por la teoría microeconómica, con una elasticidad estimada de -0,1701, lo que sugiere un comportamiento inelástico de la demanda; sin embargo, dicho coeficiente no resultó estadísticamente significativo. En contraste, la

tendencia temporal fue positiva y altamente significativa, mientras que el año 2020 registró un efecto contractivo relevante. El modelo alcanzó un  $R^2$  de 0,9572 y no mostró evidencia de autocorrelación positiva. Se concluye que la demanda eléctrica agregada en Ecuador estuvo explicada principalmente por factores estructurales de crecimiento y por choques extraordinarios, más que por el precio medio facturado como mecanismo aislado de ajuste. El estudio aporta evidencia econométrica inicial sobre el comportamiento de la demanda eléctrica en un sistema regulado, hidro dependiente y expuesto a vulnerabilidades recientes en la seguridad energética.

**Palabras clave:** Demanda eléctrica, Elasticidad, Econometría, Sector eléctrico, Política energética.

### **Abstract**

This article examines the price elasticity of aggregate electricity demand in Ecuador for the period 2015–2024 using a log-log econometric model constructed with official data from the

electricity sector. The research was conducted using a quantitative approach, with a non-experimental, explanatory, and longitudinal design. The dependent variable was annual billed energy, while the main explanatory variable was the average price of billed energy. To capture the structural dynamics of consumption and the cyclical effects on demand, a time trend and a dichotomous variable were incorporated for the year 2020. The results show that the coefficient associated with price had the negative sign expected by microeconomic theory, with an estimated elasticity of -0.1701, suggesting inelastic demand; however, this coefficient was not statistically significant. In contrast, the time trend was positive and highly significant, while the year 2020 registered a relevant contractionary effect. The model achieved an  $R^2$  of 0.9572 and showed no evidence of positive autocorrelation. It is concluded that aggregate electricity demand in Ecuador was primarily explained by structural growth factors and extraordinary shocks, rather than by the average billed price as an isolated adjustment mechanism. This study provides initial econometric evidence on the behavior of electricity demand in a regulated, hydro-dependent system exposed to recent energy security vulnerabilities.

**Keywords:** Electricity demand, Elasticity, Econometrics, Electricity sector, Energy policy.

### Sumário

Este artigo examina a elasticidade-preço da demanda agregada de eletricidade no Equador para o período de 2015 a 2024, utilizando um modelo econométrico log-log construído com dados oficiais do setor elétrico. A pesquisa foi conduzida utilizando uma abordagem quantitativa, com um delineamento não experimental, explicativo e longitudinal. A variável dependente foi a energia faturada anualmente, enquanto a principal variável explicativa foi o preço médio da energia faturada. Para capturar a dinâmica estrutural do consumo e os efeitos cíclicos sobre a demanda, uma tendência temporal e uma variável

dicotômica foram incorporadas para o ano de 2020. Os resultados mostram que o coeficiente associado ao preço apresentou o sinal negativo esperado pela teoria microeconômica, com uma elasticidade estimada de -0,1701, sugerindo demanda inelástica; contudo, esse coeficiente não foi estatisticamente significativo. Em contrapartida, a tendência temporal foi positiva e altamente significativa, enquanto o ano de 2020 registrou um relevante efeito contracionista. O modelo alcançou um  $R^2$  de 0,9572 e não apresentou evidências de autocorrelação positiva. Conclui-se que a demanda agregada de eletricidade no Equador foi explicada principalmente por fatores de crescimento estrutural e choques extraordinários, e não pelo preço médio faturado como um mecanismo de ajuste isolado. Este estudo fornece evidências econométricas iniciais sobre o comportamento da demanda de eletricidade em um sistema regulado e dependente de energia hidrelétrica, exposto a vulnerabilidades recentes na segurança energética.

**Palavras-chave:** Demanda de eletricidade, Elasticidade, Econometria, Setor elétrico, Política energética.

### Introducción

La demanda eléctrica constituye una variable estratégica para la economía de la energía, ya que su comportamiento incide directamente en la planificación de la oferta, el diseño tarifario, la sostenibilidad financiera del sistema y la seguridad del abastecimiento. En la literatura internacional, la estimación de elasticidades de demanda ha permitido demostrar que la electricidad suele comportarse como un bien de respuesta limitada frente al precio, particularmente en mercados regulados, con alto peso de subsidios o con escasas posibilidades de sustitución inmediata. Los estudios de síntesis más influyentes han mostrado que la elasticidad-precio de la energía, y en especial de la electricidad, tiende a ser inelástica en el corto plazo y más heterogénea en horizontes largos, dependiendo del país, el

tipo de consumidor, la metodología empleada y el grado de regulación del mercado (Espey y Espey, 2004; Labandeira et al., 2017; Mubiinzi et al., 2024; Zhu et al., 2018).

La evidencia empírica reciente confirma, además, que la demanda eléctrica no responde únicamente al precio. En economías desarrolladas y emergentes, la trayectoria del consumo depende también del crecimiento estructural, de la actividad económica, de los cambios tecnológicos, de los hábitos de consumo, de la composición sectorial y de la ocurrencia de shocks extraordinarios. Estudios para Europa, el Golfo y otros sistemas regulados han encontrado elasticidades-precio reducidas en valor absoluto, lo que refuerza la idea de una demanda relativamente rígida, especialmente cuando la electricidad es un servicio esencial y cuando las señales tarifarias no se transmiten plenamente a todos los usuarios finales (Atalla y Hunt, 2016; Csereklyei, 2020; Filippini et al., 2018; Pellini, 2021).

En América Latina y, de forma particular, en Ecuador, esta discusión adquiere una relevancia adicional debido a la estructura del sistema eléctrico. El caso ecuatoriano se caracteriza por una fuerte dependencia hidroeléctrica y por una trayectoria de planificación donde la expansión de la generación ha convivido con riesgos climáticos, restricciones operativas y necesidades crecientes de resiliencia del sistema. La literatura reciente sobre Ecuador muestra que la hidroelectricidad ha sido central en la descarbonización del sector eléctrico, pero también que la elevada dependencia de esta fuente incrementa la vulnerabilidad frente a la variabilidad climática y a la incertidumbre hidrológica de largo plazo (Carvajal et al., 2019; Godoy et al., 2025; Naranjo et al., 2023; Oscullo et al., 2024; Peña et al., 2025). Esta problemática se volvió especialmente visible en

los últimos años. La documentación oficial del sector eléctrico ecuatoriano muestra que entre el período 2015 la energía facturada por las distribuidoras pasó de 18.942,59 GWh a 22.992,80 GWh, mientras que el precio medio de la energía facturada osciló en un rango estrecho entre 9,20 y 9,86 cUSD/kWh. Esta combinación de crecimiento del consumo y variación moderada del precio sugiere, desde una primera lectura, una demanda agregada con baja sensibilidad a la señal tarifaria observada (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2025).

Al mismo tiempo, la coyuntura reciente del sistema energético ecuatoriano ha puesto en evidencia que el comportamiento de la demanda no puede interpretarse únicamente desde la lógica precio-cantidad. La crisis eléctrica observada en 2024, en un contexto de alta exposición hidroeléctrica y restricciones del sistema, mostró que los problemas de abastecimiento, transmisión y confiabilidad pueden alterar la trayectoria del consumo y la operación sectorial con independencia relativa del precio medio facturado. Esto obliga a examinar la demanda eléctrica desde una perspectiva más amplia, donde el precio es relevante, pero no necesariamente dominante en la explicación del consumo agregado (Godoy et al., 2025; Peña et al., 2025).

A pesar de la abundante literatura internacional sobre elasticidades de demanda eléctrica, la evidencia econométrica específica para Ecuador sigue siendo limitada. Una parte importante de los estudios recientes se ha concentrado en escenarios de generación, descarbonización, hidroelectricidad, almacenamiento y planificación energética, mientras que la estimación directa de la elasticidad-precio de la demanda eléctrica agregada, utilizando datos oficiales homogéneos del sector, ha recibido menor

atención. En consecuencia, persiste una brecha empírica en torno a la sensibilidad real del consumo eléctrico ecuatoriano frente al precio medio observado (Carvajal et al., 2019; Naranjo et al., 2023; Oscullo et al., 2024).

En ese contexto, el presente artículo estima la elasticidad-precio de la demanda eléctrica agregada en Ecuador para el período 2015-2024 mediante un modelo econométrico log-log construido con información oficial del sector eléctrico. La variable dependiente corresponde a la energía facturada anual y la variable explicativa principal al precio medio de la energía facturada. Con el fin de capturar de forma más realista la dinámica observada, la especificación incorpora una tendencia temporal y una variable dicotómica para el año 2020, entendido como un choque extraordinario sobre la trayectoria del consumo. El aporte del estudio consiste en ofrecer una estimación replicable y metodológicamente transparente que permite evaluar si la demanda agregada del sistema eléctrico ecuatoriano ha respondido al precio medio facturado o si, por el contrario, ha estado explicada principalmente por factores estructurales y perturbaciones coyunturales.

De forma complementaria, y sin alterar la especificación principal del estudio, se considera el año 2025 como una extensión exploratoria. Esta ampliación no integra el modelo base, debido a que la comparabilidad anual completa del precio medio observado aún no es homogénea respecto a la serie 2015-2024. No obstante, su consideración resulta pertinente como tendencia reciente del sistema, especialmente por la modificación tarifaria oficial introducida mediante la Resolución ARCONEL-006/25, que ajustó tarifas para segmentos de medio y alto voltaje a partir del segundo semestre de 2025. En consecuencia, el análisis central del artículo se mantiene en 2015-2024, mientras que 2025 se interpreta

como una referencia exploratoria de continuidad y cambio en la estructura tarifaria reciente (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2025).

La literatura sobre demanda eléctrica ha mostrado de manera consistente que la electricidad presenta una respuesta al precio generalmente negativa, aunque de magnitud heterogénea según el horizonte temporal, el tipo de consumidor, el nivel de agregación de los datos y la estructura institucional de cada sistema eléctrico. Las revisiones de literatura y los estudios de síntesis más influyentes coinciden en que la elasticidad-precio de la electricidad suele ser reducida en el corto plazo y más variable en horizontes largos, lo que refuerza la idea de una demanda predominantemente inelástica en contextos donde la electricidad constituye un bien esencial y con escasas posibilidades de sustitución inmediata (Espey y Espey, 2004; Labandeira et al., 2017; Mubiinzi et al., 2024; Zhu et al., 2018). Esta evidencia ha contribuido a consolidar la elasticidad eléctrica como una herramienta analítica clave para la planificación energética, el diseño tarifario y la evaluación de políticas públicas.

Más allá de las revisiones globales, la evidencia empírica aplicada a distintas regiones y países confirma que la magnitud de la elasticidad depende de la configuración institucional y económica de cada mercado. En Estados Unidos, Burke y Abayasekara (2018) muestran que la sensibilidad de la demanda eléctrica al precio depende del tipo de análisis y del nivel de desagregación utilizado. En Europa, Csereklyei (2020) encuentra que la demanda residencial y la industrial presentan respuestas diferenciadas, con mayor sensibilidad en la industria que en los hogares. En la misma línea, Pellini (2021) evidencia que el tratamiento de quiebres estructurales y observaciones atípicas

altera de forma importante la robustez de las elasticidades estimadas. Otros estudios subrayan que los hábitos de consumo, las decisiones inter temporales y la regulación tarifaria también modifican la interpretación del coeficiente precio, especialmente en sistemas donde la señal de mercado no se transmite plenamente a los usuarios finales (Atalla y Hunt, 2016; Blázquez et al., 2013; Filippini et al., 2018; Krishnamurthy y Kriström, 2015).

La discusión adquiere aún mayor relevancia en los países de ingreso medio, donde la demanda eléctrica se desarrolla en contextos marcados por crecimiento económico, expansión de la cobertura, subsidios, heterogeneidad tarifaria y limitaciones de infraestructura. En este grupo de economías, la literatura muestra que la elasticidad-precio agregada suele ser baja y relativamente estable, mientras que variables como ingreso, producto o cambios estructurales pueden desempeñar un papel explicativo más fuerte. Asimismo, varios estudios han demostrado que la respuesta de la demanda no es uniforme entre sectores, de modo que los consumidores residenciales, industriales y de servicios exhiben comportamientos distintos frente al precio y frente a los shocks macroeconómicos o tecnológicos (Arisoy y Ozturk, 2014; Bernard et al., 2011; Chang et al., 2014; Dilaver & Hunt, 2011; Filippini y Pachauri, 2004; Halicioglu, 2007; Hondroyiannis, 2004; Jamil y Ahmad, 2011; Liddle y Hasanov, 2022; Lim et al., 2014; Narayan y Smyth, 2005).

En el caso ecuatoriano, el comportamiento de la demanda eléctrica no puede analizarse al margen de la configuración del sistema energético nacional. La literatura reciente destaca que Ecuador mantiene una elevada dependencia de la hidroelectricidad, condición que ha contribuido a la descarbonización relativa del sector, pero que también ha

incrementado la vulnerabilidad frente a la variabilidad climática, los cambios hidrológicos y las restricciones operativas del sistema. Carvajal et al. (2019) muestran que la expansión hidroeléctrica del país ha estado asociada a incertidumbres importantes en términos climáticos y de seguridad de abastecimiento. En una línea similar, Naranjo et al. (2023) advierten que el cambio climático puede afectar de manera sustantiva el desempeño futuro de la generación hidroeléctrica en Ecuador.

Por su parte, Oscullo et al. (2024) señalan que el almacenamiento energético constituye un componente estratégico para reducir la exposición del sistema a episodios de escasez, mientras que Godoy et al. (2025) y Peña et al. (2025) refuerzan la necesidad de fortalecer la planificación y la confiabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano ante escenarios de mayor complejidad operativa. Esta literatura resulta especialmente relevante para el presente estudio porque demuestra que, en Ecuador, la evolución de la demanda eléctrica se inserta en un sistema regulado, hidro dependiente y expuesto a choques recientes en la seguridad energética. En consecuencia, la sensibilidad del consumo al precio no debe interpretarse como un mecanismo aislado, sino como parte de una dinámica más amplia en la que convergen regulación tarifaria, expansión estructural del servicio, restricciones de oferta, vulnerabilidad climática y episodios de crisis eléctrica.

Desde esta perspectiva, la estimación de la elasticidad-precio de la demanda eléctrica agregada en Ecuador requiere reconocer que el precio puede ser una variable relevante, pero no necesariamente la dominante en la explicación del consumo observado. A pesar de la abundancia de estudios internacionales sobre elasticidad de la demanda eléctrica y del creciente interés académico por el sistema energético ecuatoriano, la evidencia

específicamente orientada a cuantificar la elasticidad-precio de la demanda eléctrica agregada en Ecuador sigue siendo limitada. Una parte importante de la producción científica reciente para el país se ha concentrado en escenarios de generación, vulnerabilidad hidroeléctrica, almacenamiento energético, confiabilidad del sistema y planificación sectorial, mientras que el vínculo entre energía facturada y precio medio observado no ha sido suficientemente examinado mediante una especificación econométrica explícita y con datos oficiales homogéneos del sector eléctrico.

Esta brecha es relevante porque, en el contexto ecuatoriano, la discusión pública suele vincular ajustes tarifarios, crisis energética y comportamiento del consumo sin contar siempre con evidencia empírica suficiente sobre la sensibilidad real de la demanda frente al precio. En ese marco, el presente artículo tiene como objetivo contribuir a la literatura mediante una estimación econométrica de la demanda eléctrica agregada en Ecuador para el período 2015-2024, utilizando información oficial de energía facturada y precio medio de la energía facturada. El aporte del estudio no consiste únicamente en calcular un coeficiente de elasticidad, sino en interpretar dicho coeficiente dentro de una realidad sectorial caracterizada por crecimiento estructural del consumo, rigidez regulatoria y tensiones recientes en la seguridad del sistema eléctrico.

### **Materiales y Métodos**

La investigación se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo, con diseño no experimental, de alcance explicativo y corte longitudinal. El propósito fue estimar la elasticidad-precio de la demanda eléctrica en Ecuador a partir de información oficial correspondiente al período 2015-2024. La elección de este horizonte temporal respondió a la disponibilidad de una serie homogénea y comparable de energía

facturada y precio medio de la energía facturada, lo que permitió construir una especificación econométrica consistente con la teoría microeconómica de la demanda. El estudio se concentró en el comportamiento agregado anual de la demanda eléctrica facturada a consumidores regulados, considerando que este indicador representa de manera más precisa el consumo efectivamente demandado dentro del servicio público de energía eléctrica. En términos analíticos, la investigación partió del supuesto de que la demanda de electricidad, como bien necesario y regulado, presenta una sensibilidad limitada frente a variaciones del precio, por lo que su respuesta debía examinarse en conjunto con factores estructurales y coyunturales.

La base empírica del estudio se construyó a partir de información oficial publicada por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador (ARCONEL), específicamente del compendio estadístico anual y multianual del sector eléctrico. De esta fuente se extrajo la serie nacional correspondiente a la energía facturada por las distribuidoras y al precio medio de la energía facturada para el período 2015-2024. Adicionalmente, se utilizaron bases de apoyo derivadas de los registros consolidados del sector para verificar consistencia y organizar los insumos para el procesamiento econométrico en R. La unidad temporal de análisis fue anual.

La muestra final quedó conformada por diez observaciones, una por cada año comprendido entre 2015-2024. Aunque se exploró una extensión para 2025, esta no fue incorporada al modelo principal debido a que su valor de precio requería una aproximación proxy construida a partir de ajustes tarifarios parciales, lo cual comprometía la comparabilidad estricta con la serie observada del período base. En consecuencia, el artículo adopta como

especificación principal la serie 2015-2024 y reserva 2025 como extensión exploratoria para análisis complementarios. La variable dependiente del modelo fue la energía facturada anual, expresada en gigavatios-hora (GWh), utilizada como aproximación de la cantidad demandada de electricidad. Esta variable se denotó como  $Q_t$ . La variable explicativa principal fue el precio medio de la energía facturada, expresado en centavos de dólar por kilovatio-hora, denotado como  $P_t$ . Ambas variables fueron transformadas a logaritmos

naturales con el fin de estimar directamente la elasticidad-precio de la demanda. Junto con estas variables principales, se incorporaron dos controles. El primero fue una tendencia temporal lineal, incluida para capturar la evolución estructural creciente del consumo eléctrico en el país. El segundo fue una variable dicotómica para el año 2020, con valor de uno para dicho período y cero en los demás años, con el objetivo de aislar el efecto de un choque extraordinario sobre la demanda.

**Tabla 1.** Serie oficial y transformación de variables del modelo. Período 2015-2024

Período	Energía facturada (GWh)	Precio medio (cUSD/kWh)	$\ln(Q_t)$	$\ln(P_t)$
2015	18942,59	9,49	9,8492	2,2502
2016	18897,42	9,86	9,8468	2,2885
2017	19427,55	9,79	9,8744	2,2814
2018	20000,62	9,28	9,9035	2,2279
2019	20479,65	9,31	9,9272	2,2311
2020	20095,49	9,21	9,9083	2,2203
2021	21248,4	9,24	9,9640	2,2235
2022	22120,69	9,2	10,0043	2,2192
2023	23639,55	9,3	10,0707	2,2300
2024	22992,8	9,49	10,0429	2,2502

Fuente: Elaboración propia

Las variables finales utilizadas en la estimación fueron las siguientes:  $\ln(Q_t)$ , correspondiente al logaritmo natural de la energía facturada anual;  $\ln(P_t)$ , definido como el logaritmo natural del precio medio de la energía facturada;  $tendencia_t$ , representada por una secuencia temporal lineal; y  $D_{2020}$ , una variable dicotómica construida específicamente para el año 2020. La elasticidad-precio de la demanda eléctrica se estimó mediante un modelo log-log por mínimos cuadrados ordinarios. En una primera etapa, la especificación consideró una relación bivariada simple entre demanda y precio. Sin embargo, con el propósito de fortalecer la

capacidad explicativa del modelo y evitar una interpretación parcial del comportamiento de la demanda, se adoptó como especificación principal la siguiente ecuación:  $\ln(Q_t) = \alpha + \beta \ln(P_t) + \gamma tendencia_t + \delta D_{2020} + \varepsilon_t$ . En esta formulación,  $\alpha$  representa el intercepto;  $\beta$  corresponde a la elasticidad-precio de la demanda;  $\gamma$  mide el efecto de la tendencia temporal;  $\delta$  captura el impacto específico del año 2020; y  $\varepsilon_t$  representa el término de error. La elección de la forma log-log se justifica porque permite interpretar directamente el coeficiente del precio como una elasticidad. En este contexto, un valor negativo de  $\beta$  indicaría que incrementos en el precio medio se asocian con

reducciones en la cantidad demandada, en concordancia con la teoría microeconómica. Del mismo modo, un valor absoluto inferior a uno sería consistente con una demanda inelástica, rasgo habitual en bienes esenciales o altamente regulados. La estimación se realizó en el software R, a partir de una base de datos previamente consolidada y depurada.

El procedimiento incluyó la organización de la serie oficial, la transformación logarítmica de las variables principales, la construcción de la tendencia temporal y la creación de la variable dicotómica correspondiente al año 2020. Una vez definida la especificación, el modelo fue estimado mediante mínimos cuadrados ordinarios. Posteriormente, se evaluó la consistencia básica del ajuste a través del coeficiente de determinación, el coeficiente de determinación ajustado y la significancia global del estadístico F. Para examinar la posible presencia de autocorrelación en los residuos, se aplicó la prueba de Durbin-Watson. Como contraste complementario, también se calcularon errores estándar robustos tipo HC1. No obstante, debido al tamaño reducido de la muestra y a la elevada influencia de la observación correspondiente al año 2020, dichos errores robustos se utilizaron únicamente como una verificación adicional y no como criterio exclusivo de inferencia.

Asimismo, se revisaron medidas de influencia y apalancamiento, en particular la distancia de Cook y los valores hat, con el fin de identificar observaciones atípicas o excesivamente influyentes dentro de la estimación. Este análisis permitió confirmar que el año 2020 constituía un punto de alta influencia, lo cual resulta coherente con la justificación teórica y empírica de tratarlo mediante una variable dicotómica específica. La interpretación de los resultados se desarrolló en tres niveles

complementarios. En primer lugar, se examinó el signo, la magnitud y la significancia del coeficiente asociado al precio medio, con el objetivo de determinar si la demanda eléctrica agregada respondía en la dirección prevista por la teoría. En segundo lugar, se evaluó la relevancia de la tendencia temporal como manifestación de una trayectoria estructural de crecimiento del consumo eléctrico. En tercer lugar, se analizó el efecto de la dummy de 2020 como evidencia de una perturbación extraordinaria sobre la demanda anual.

Esta estrategia permitió evitar una lectura reduccionista del fenómeno, al reconocer que la demanda eléctrica agregada en un mercado regulado no depende exclusivamente del precio, sino también de factores estructurales, institucionales y coyunturales que deben incorporarse al análisis para alcanzar una interpretación más sólida y completa. El estudio se sustentó en criterios de rigor científico orientados a la transparencia, la replicabilidad y la coherencia metodológica. En primer lugar, la investigación empleó exclusivamente datos oficiales del sector eléctrico ecuatoriano.

En segundo lugar, la especificación econométrica fue consistente con la teoría de la demanda y con la naturaleza del mercado eléctrico regulado. En tercer lugar, el procesamiento de la información y la estimación se realizaron en un entorno reproducible. No obstante, el estudio presenta limitaciones que deben reconocerse de manera explícita. La principal radica en el tamaño reducido de la muestra anual, lo que restringe la potencia estadística de algunas inferencias. Además, la ausencia de una serie homogénea y completa para variables adicionales, como el ingreso agregado, la actividad económica sectorial o los precios desagregados por tipo de consumidor, limita la posibilidad de plantear

una especificación más amplia. Finalmente, aunque se exploró la incorporación del año 2025, esta observación no fue incluida en el modelo principal por razones de comparabilidad metodológica. En consecuencia, los resultados deben interpretarse como evidencia econométrica agregada de carácter inicial, útil para identificar patrones generales en el comportamiento de la demanda eléctrica en Ecuador, pero susceptible de ser ampliada en futuras investigaciones mediante series de mayor frecuencia o bases de datos desagregadas por empresa, segmento de consumo o estructura tarifaria.

### Resultados y Discusión

El análisis descriptivo de la serie oficial del período 2015-2024 evidencia que la demanda eléctrica facturada en Ecuador mantuvo una trayectoria general creciente a lo largo del período, aunque con fluctuaciones puntuales asociadas a eventos coyunturales. En promedio, la energía facturada alcanzó 20.784,48 GWh, con un valor mínimo de 18.897,42 GWh y un máximo de 23.639,55 GWh, lo que confirma una expansión relevante del consumo eléctrico agregado en el país durante la última década analizada. Por su parte, el precio medio de la energía facturada registró una media de 9,417 cUSD/kWh, con un rango relativamente estrecho entre 9,20 y 9,86 cUSD/kWh, lo que refleja una variación limitada del precio medio dentro de un esquema tarifario regulado.

Desde una perspectiva temporal, la serie de demanda muestra una tendencia ascendente entre 2015 y 2023, interrumpida únicamente por una reducción en 2020 y una corrección en 2024 respecto del máximo observado en 2023. Este comportamiento sugiere que, aun bajo un entorno de regulación tarifaria, el consumo agregado respondió principalmente a factores estructurales de crecimiento, más que a

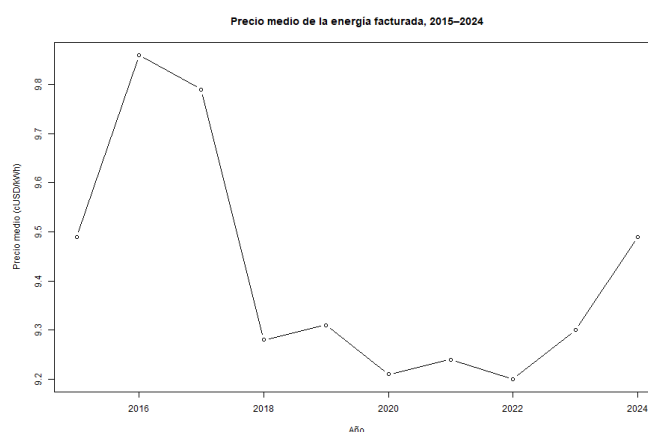
oscilaciones intensas del precio medio. En cambio, la trayectoria del precio medio presenta un comportamiento más estable, con un nivel relativamente elevado entre 2015 y 2017, una reducción entre 2018 y 2022, y una recuperación gradual hacia 2024.

**Tabla 2.** Estadísticos Descriptivos. Período 2015-2024

Variable	Media	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
Energía facturada (GWh)	20784,48	1666,86	18897,42	23639,55
Precio medio (cUSD/kWh)	9,42	0,24	9,20	9,86
ln_q	9,94	0,08	9,85	10,07
ln_p	2,24	0,03	2,22	2,29

Fuente: Elaboración propia

**Figura 1.** Evolución del precio medio de la energía facturada en Ecuador, período 2015-2024



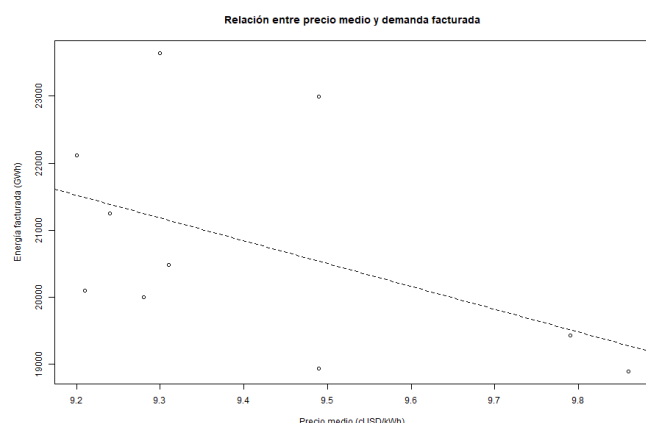
Fuente: Elaboración propia

La estabilidad relativa del precio medio observada en la Figura 1 refuerza la idea de que la demanda eléctrica agregada pudo haber estado más condicionada por determinantes estructurales que por cambios discretos en el precio medio facturado. Esta primera evidencia descriptiva resulta consistente con la naturaleza

de la electricidad como servicio esencial y con la presencia de mecanismos regulatorios y subsidios que amortiguan la respuesta de los consumidores ante variaciones tarifarias.

La inspección gráfica de la relación entre precio medio y energía facturada muestra una pendiente negativa, coherente con la predicción microeconómica convencional según la cual aumentos en el precio tienden a reducir la cantidad demandada. Sin embargo, la dispersión de los puntos también evidencia que dicha relación no es linealmente fuerte en términos agregados y anuales. En otras palabras, aunque la dirección del vínculo es la esperada, la asociación simple entre ambas variables no parece suficiente para explicar por sí sola el comportamiento de la demanda eléctrica en Ecuador.

**Figura 2.** *Relación entre precio medio y energía facturada en Ecuador, período 2015-2024*



Fuente: Elaboración propia

La nube de puntos y la recta de ajuste en la Figura 2 sugieren que existe una relación inversa, pero con un nivel importante de dispersión. Esto anticipa que un modelo bivariado simple puede capturar el signo esperado del coeficiente precio, aunque con capacidad limitada para explicar la dinámica total de la demanda. En consecuencia, se justifica la incorporación de variables

adicionales que representen factores estructurales y coyunturales, particularmente la tendencia temporal y el choque de 2020.

La especificación principal del estudio estimó la demanda eléctrica agregada mediante un modelo log-log con tendencia temporal y una variable dicotómica para 2020. Esta formulación permitió evaluar simultáneamente el efecto del precio medio, la trayectoria estructural del consumo y una perturbación específica asociada al año 2020. Los resultados indican que el coeficiente del logaritmo del precio medio fue  $-0,1701$ , lo que implica que un aumento del 1% en el precio medio de la energía facturada se asociaría, en promedio, con una reducción aproximada del 0,17 % en la demanda eléctrica facturada. Aunque el signo del coeficiente es consistente con la teoría económica, su nivel de significancia estadística fue insuficiente en la estimación principal, lo que impide afirmar que el precio medio haya sido un determinante estadísticamente robusto de la variación de la demanda agregada durante el período analizado.

En contraste, la variable de tendencia temporal presentó un coeficiente de  $0,0245$ , positivo y altamente significativo. Este resultado confirma la existencia de una trayectoria estructural creciente del consumo eléctrico, equivalente a una expansión aproximada del 2,45 % anual en términos logarítmicos. Desde una perspectiva económica, este hallazgo sugiere que la evolución de la demanda eléctrica en Ecuador respondió principalmente a factores de crecimiento de largo plazo, como la expansión del número de usuarios, la profundización del acceso al servicio y la mayor intensidad de uso de la electricidad en hogares y actividades productivas. Por su parte, la variable dicotómica asociada al año 2020 registró un coeficiente de  $-0,0521$ , lo que indica una reducción cercana al

5,2 % respecto de la trayectoria esperada. Este resultado confirma la presencia de un choque adverso significativo sobre la demanda eléctrica agregada durante ese año, lo cual resulta coherente con una alteración coyuntural del patrón de consumo nacional.

**Tabla 3.** Resultados del modelo econométrico principal de demanda eléctrica en Ecuador. Período 2015-2024

Variable	Coefficiente	Error estándar	t_value	p_value
Intercepto	10,19078	0,764269	13,33402	1,1E-05
ln_precio	-0,17009	0,336852	-0,50495	0,631597
Tendencia	0,024536	0,002654	9,244256	9,05E-05
Dummy 2020	-0,05209	0,022391	-2,3262	0,058946

Fuente: Elaboración propia

El modelo principal alcanzó un  $R^2$  de 0,9572 y un  $R^2$  ajustado de 0,9357, lo que indica una elevada capacidad explicativa sobre la evolución de la demanda eléctrica agregada. Asimismo, el estadístico F resultó globalmente significativo ( $p = 0,0001692$ ), confirmando que el conjunto de regresores incluidos en la especificación contribuye de manera sustantiva a explicar la variable dependiente. En cuanto a la estructura de los residuos, la prueba de Durbin-Watson arrojó un valor de 2,2539, con un p-valor de 0,4159, por lo que no se encontró evidencia de autocorrelación positiva. Este resultado fortalece la validez básica del ajuste econométrico y permite interpretar los coeficientes con mayor confianza dentro de las limitaciones propias de una muestra anual reducida. Como verificación complementaria, se estimaron errores estándar robustos tipo HC1. Bajo esta corrección, la tendencia

temporal mantuvo una significancia elevada y la dummy de 2020 reforzó su relevancia estadística, mientras que el coeficiente del precio continuó siendo no significativo. Esta consistencia entre la estimación convencional y la verificación robusta respalda la conclusión principal del estudio: la demanda eléctrica agregada anual en Ecuador estuvo explicada sobre todo por una tendencia estructural de crecimiento y por una perturbación extraordinaria en 2020, más que por el precio medio facturado.

**Tabla 4.** Indicadores de ajuste y diagnóstico. Período 2015-2024

$R^2$	$R^2$ ajustado	Estadístico F	gl 1	gl 2	DW	p-valor DW
0,9572	0,9357	44,6850	3	6	2,2539	0,4159

Fuente: Elaboración propia

En conjunto, los resultados permiten identificar tres hallazgos centrales. Primero, la elasticidad-precio estimada presenta el signo negativo esperado, lo que sugiere una demanda eléctrica de carácter inelástico; sin embargo, dicho efecto no resulta estadísticamente significativo en la especificación principal. Segundo, la trayectoria temporal del consumo constituye el factor más robusto y consistente del modelo, lo que evidencia una expansión estructural del uso de la electricidad en el país. Tercero, el año 2020 aparece como una ruptura relevante en la serie, con un efecto contractivo claro sobre la demanda.

Estos hallazgos indican que, en el caso ecuatoriano, la demanda eléctrica agregada anual no puede interpretarse exclusivamente a partir del comportamiento del precio medio. Por el contrario, su dinámica parece estar condicionada por factores estructurales y coyunturales que exceden el mecanismo precio-cantidad de una especificación bivariada simple. En consecuencia, la evidencia empírica

sugiere que el precio, aunque teóricamente importante, no operó como el principal

determinante observable del consumo eléctrico agregado durante el período 2015-2024.

**Tabla 5. Generación eléctrica en Ecuador por fuente. Período 2015-2024**

Fuente	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Capacidad total	6.6	7.8	7.6	8.2	8.3	8.3	8.3	8.4	8.4	8.5
Nuclear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Combustibles fósiles	4.0	3.1	2.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Energías renovables	2.6	4.6	4.7	5.3	5.3	5.3	5.3	5.4	5.4	5.5
Energía hidroeléctrica	2.4	4.4	4.5	5.1	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.2
Energías renovables no hidroeléctricas	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Energía geotérmica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mareas y olas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Energía solar	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
Viento	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)

Fuente: Elaboración propia

### Discusión

Los resultados obtenidos permiten sostener que la demanda eléctrica agregada en Ecuador, para el período 2015-2024, respondió de forma más consistente a una trayectoria estructural de crecimiento y a choques extraordinarios que a variaciones del precio medio facturado. Esta evidencia es coherente con la literatura internacional, que ha mostrado que la demanda eléctrica suele comportarse como una demanda de baja elasticidad-precio, especialmente en mercados regulados y en contextos donde la electricidad constituye un bien esencial con escasas posibilidades de sustitución inmediata (Espey y Espey, 2004; Labandeira et al., 2017; Mubiinzi et al., 2024; Zhu et al., 2018).

En este marco, el signo negativo estimado para la elasticidad-precio resulta consistente con la teoría microeconómica, pero su falta de significancia estadística sugiere que, en el agregado nacional anual, la variación del precio medio no fue el principal determinante observable del comportamiento de la demanda. Este hallazgo adquiere especial relevancia cuando se interpreta a la luz de la estructura del sistema eléctrico ecuatoriano. Ecuador ha mantenido una fuerte dependencia de la generación hidroeléctrica, y esa configuración ha incrementado la exposición del sistema

frente a sequías prolongadas, variabilidad hidrológica y restricciones operativas del parque de generación. La literatura reciente sobre el país ha advertido precisamente que la expansión hidroeléctrica, aunque funcional para la descarbonización relativa del sistema, también ha elevado la vulnerabilidad frente a escenarios de estrés climático e incertidumbre de abastecimiento (Carvajal et al., 2019; Naranjo et al., 2023).

En consecuencia, la dinámica reciente del sector eléctrico no puede explicarse únicamente a partir de la interacción entre precio y cantidad, sino también desde debilidades estructurales en la oferta, necesidades de respaldo térmico, limitaciones de transmisión y requerimientos de inversión para sostener la confiabilidad del sistema. La planificación oficial del sector eléctrico ecuatoriano evidencia, además, una distribución territorial de centrales y proyectos que confirma la fuerte estructuración espacial del sistema y la relevancia persistente de la hidroelectricidad dentro de la matriz nacional. En particular, la localización de las principales centrales de generación muestra una concentración significativa en zonas de la Sierra y de la vertiente amazónica, lo que refuerza la dependencia del país respecto de recursos hídricos y de infraestructuras estratégicamente

localizadas. De acuerdo con el Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, esta configuración territorial refleja el peso histórico de la generación hidroeléctrica y la orientación de la expansión del sistema en función de la disponibilidad de recursos y de la planificación sectorial nacional (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2019).

La evolución reciente de la capacidad instalada en Ecuador también refuerza la necesidad de interpretar la demanda eléctrica dentro de la estructura de oferta del sistema. Entre el período 2015-2024 se observa una expansión de la capacidad total, junto con una persistencia del peso de la hidroelectricidad dentro de la matriz de generación. Esta configuración confirma que la dinámica del sector no depende únicamente del precio medio facturado y de la demanda agregada, sino también de la composición tecnológica y de la resiliencia de la oferta eléctrica, especialmente en un sistema con alta dependencia de recursos hídricos y limitada diversificación relativa.

En esa línea, los resultados expresados en la tabla 5, refuerzan la idea de que el precio medio facturado, por sí solo, no captura la complejidad del comportamiento eléctrico ecuatoriano. En mercados competitivos, una elasticidad-precio negativa y estadísticamente robusta suele expresar un ajuste relativamente directo entre precio y consumo. Sin embargo, en el caso ecuatoriano, la regulación tarifaria, los subsidios residenciales y la naturaleza indispensable del servicio limitan la capacidad de los consumidores para modificar su demanda de manera inmediata y proporcional ante variaciones del precio. Esta lectura es consistente con la evidencia comparada para sistemas regulados o con subsidios, donde las elasticidades-precio residenciales y agregadas tienden a ser reducidas en valor absoluto (Atalla

y Hunt, 2016; Csereklyei, 2020; Filippini et al., 2018; Pellini, 2021). Por ello, la elasticidad estimada en este estudio, aunque negativa, se mantuvo reducida en magnitud y sin significancia estadística, lo que sugiere una demanda agregada predominantemente inelástica. La significancia de la tendencia temporal constituye probablemente el hallazgo más sólido del estudio.

El coeficiente positivo y altamente significativo indica que, más allá de las oscilaciones del precio, la demanda eléctrica siguió una senda creciente en el largo plazo. Este resultado puede asociarse al aumento del número de usuarios, a la expansión del acceso al servicio, al crecimiento de la actividad económica en varios años del período y a una mayor electrificación de procesos productivos y domésticos. En otras palabras, la dinámica estructural del sistema eléctrico ecuatoriano parece haber estado impulsada por una expansión tendencial del consumo, más que por ajustes intensos inducidos por el precio medio. Esta interpretación coincide con la literatura que subraya el peso de los factores estructurales y del crecimiento económico sobre la demanda eléctrica en economías de ingreso medio (Dilaver y Hunt, 2011; Jamil y Ahmad, 2011; Narayan y Smyth, 2005).

El coeficiente negativo asociado a la dummy de 2020 también aporta una lectura relevante. La contracción estimada para ese año confirma la presencia de una ruptura temporal en la trayectoria del consumo. Desde la perspectiva económica, este resultado refleja que la demanda agregada de electricidad en Ecuador sí fue sensible a perturbaciones extraordinarias que alteraron la actividad social y productiva. Este tipo de respuesta es consistente con la literatura sobre demanda de energía en economías donde los choques

macroeconómicos, sanitarios o productivos modifican el patrón de consumo con mayor intensidad que las propias señales de precios, particularmente cuando la estructura del sistema limita ajustes rápidos por parte de hogares y empresas (Hondroyannis, 2004; Jamil y Ahmad, 2011).

La lectura del modelo adquiere todavía mayor profundidad cuando se relaciona con la crisis energética observada en Ecuador en 2024. Los episodios de racionamiento y los problemas de continuidad del servicio evidenciaron que la seguridad eléctrica nacional depende no solo del equilibrio entre demanda y precio, sino también de la resiliencia del sistema de generación y transmisión. La literatura reciente para Ecuador ha advertido que el almacenamiento energético, la planificación de la expansión y la confiabilidad operativa son factores decisivos para reducir la vulnerabilidad del sistema ante eventos extremos y restricciones de oferta (Godoy et al., 2025; Oscullo Lala et al., 2024; Peña et al., 2025). En este sentido, la experiencia reciente mostró que, en contextos de escasez o fragilidad operativa, los consumidores no necesariamente ajustan su consumo porque el precio aumente, sino porque la disponibilidad efectiva de energía se restringe o porque la continuidad del servicio se ve afectada.

Desde esta perspectiva, los resultados empíricos del presente estudio adquieren una lectura estructural. La evolución de la demanda eléctrica en Ecuador entre período 2015-2024 no puede entenderse como una simple relación entre precio y cantidad, sino como el reflejo de un sistema altamente regulado, con demanda rígida y con restricciones severas en el lado de la oferta. En otras palabras, el comportamiento del consumo agregado observado en la década analizada parece estar más condicionado por la

expansión tendencial del sistema, por shocks coyunturales y por la fragilidad operativa del sector, que por el precio medio facturado como mecanismo autónomo de ajuste. Esto también ayuda a interpretar por qué la elasticidad-precio no resultó significativa. En sistemas eléctricos con fuerte dependencia hidroeléctrica y limitada flexibilidad operativa, la señal de precios puede perder capacidad explicativa frente a variables más directamente asociadas con la seguridad de abastecimiento, la hidrología, la infraestructura disponible y la gestión técnica del sistema.

Por ello, el resultado empírico del presente estudio no debe interpretarse como una refutación de la teoría de la demanda, sino como evidencia de que, en el caso ecuatoriano, el precio es una variable necesaria pero insuficiente para explicar el comportamiento agregado del consumo eléctrico. En términos de política pública, los hallazgos sugieren que una estrategia enfocada exclusivamente en ajustes tarifarios tendría efectos limitados sobre la demanda agregada, especialmente en el corto plazo. Si la demanda es inelástica y está dominada por componentes estructurales, el fortalecimiento del sistema requiere medidas más amplias: diversificación de la matriz energética, expansión y mantenimiento del parque térmico de respaldo, inversiones en transmisión, mejora de la gestión de embalses y aceleración de proyectos que reduzcan la exposición del país a eventos climáticos extremos.

Desde esta óptica, la discusión sobre sostenibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano debe desplazarse desde una visión centrada únicamente en tarifas hacia una agenda más integral de resiliencia, suficiencia y planificación de largo plazo. Finalmente, estos resultados deben leerse también a la luz de las limitaciones del estudio. La muestra anual es

reducida, el modelo utiliza un precio medio agregado y no incorpora todavía variables como ingreso, producto interno bruto, estructura sectorial del consumo o hidrología. No obstante, aun con esas restricciones, la estimación aporta una conclusión relevante: en Ecuador, durante el período 2015-2024, la demanda eléctrica agregada mostró una respuesta negativa pero débil al precio, mientras que la tendencia temporal y los shocks extraordinarios explicaron una parte sustantiva de su comportamiento. Este hallazgo constituye una base útil para futuras investigaciones con frecuencia mensual, desagregación por distribuidora o incorporación de variables climáticas y macroeconómicas.

### **Conclusiones**

La evidencia econométrica obtenida indica que la demanda eléctrica agregada en Ecuador presentó, durante el período 2015-2024, una trayectoria estructural creciente y una respuesta negativa, aunque estadísticamente débil, frente al precio medio facturado. En el período analizado, la energía facturada registró una media de 20.784,48 GWh, con un mínimo de 18.897,42 GWh en 2016 y un máximo de 23.639,55 GWh en 2023, mientras que el precio medio de la energía facturada presentó una media de 9,417 cUSD/kWh, dentro de un rango relativamente estrecho entre 9,20 y 9,86 cUSD/kWh. Esta combinación de crecimiento del consumo y baja variación del precio ya sugiere una demanda agregada relativamente rígida, consistente con la naturaleza esencial y regulada del servicio eléctrico.

En términos econométricos, el coeficiente estimado para el precio fue de -0,1701, lo que implica que un incremento de 1% en el precio medio se asociaría, en promedio, con una reducción aproximada de 0,17 % en la demanda eléctrica facturada. Aunque el signo negativo es

coherente con la teoría microeconómica de la demanda, el coeficiente no resultó estadísticamente significativo ( $p = 0,6316$ ), por lo que no puede sostenerse que el precio medio haya sido el factor dominante en la explicación del consumo agregado eléctrico ecuatoriano. En consecuencia, la evidencia apunta a una demanda de carácter inelástico, pero cuya sensibilidad al precio no fue suficientemente robusta en el plano estadístico.

El resultado más sólido del modelo fue la tendencia temporal, cuyo coeficiente alcanzó 0,0245 y resultó altamente significativo ( $p < 0,001$ ). Este hallazgo sugiere una trayectoria creciente del consumo eléctrico del orden de 2,45 % anual en términos logarítmicos, lo que confirma que la dinámica de la demanda agregada respondió principalmente a factores estructurales de expansión. Desde una perspectiva económica, ello indica que el comportamiento del consumo eléctrico en Ecuador estuvo más vinculado al crecimiento del sistema, al incremento del número de usuarios y a una mayor electrificación de actividades productivas y domésticas que a la señal del precio medio observado.

Asimismo, la variable dicotómica correspondiente a 2020 registró un coeficiente de -0,0521, equivalente a una contracción aproximada de 5,2 % respecto de la trayectoria esperada. Este resultado confirma la presencia de un choque extraordinario sobre el consumo y refuerza la idea de que la demanda eléctrica agregada fue más sensible a perturbaciones coyunturales que a variaciones moderadas del precio medio. De este modo, la combinación de una tendencia estructural positiva con un efecto negativo puntual en 2020 permite caracterizar una demanda que, aun creciendo en el largo plazo, permanece expuesta a rupturas derivadas de eventos excepcionales. La calidad global del

ajuste fortalece la validez del modelo estimado. El coeficiente de determinación alcanzó un valor de 0,9572, con un  $R^2$  ajustado de 0,9357, mientras que el estadístico  $F = 44,685$  resultó globalmente significativo ( $p = 0,0001692$ ). A su vez, la prueba de Durbin-Watson arrojó un valor de 2,2539, sin evidencia de autocorrelación positiva.

En términos sustantivos, puede concluirse que la demanda eléctrica agregada en Ecuador entre el período 2015-2024 presentó un comportamiento predominantemente inelástico y estructuralmente condicionado por factores de crecimiento y por choques extraordinarios, más que por el precio medio facturado como mecanismo aislado de ajuste. Esta conclusión resulta especialmente relevante en un contexto como el ecuatoriano, caracterizado por regulación tarifaria, subsidios y vulnerabilidades recientes en el sistema energético. Desde la perspectiva de política pública, los hallazgos sugieren que los ajustes tarifarios, por sí solos, tendrían una capacidad limitada para modificar la demanda eléctrica agregada en el corto plazo.

Si la elasticidad-precio es baja y estadísticamente débil, entonces la gestión del sector debe orientarse con mayor énfasis hacia la planificación estructural, la diversificación de la matriz energética, el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión y la reducción de la vulnerabilidad frente a choques operativos y climáticos. En ese sentido, la sostenibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano parece depender menos de la señal de precios y más de la capacidad institucional y técnica para garantizar continuidad, resiliencia y suficiencia energética. El estudio deja abierta una agenda de investigación futura. La incorporación de variables como producto interno bruto, ingreso, hidrología, consumo sectorial y precios

desagregados por tipo de usuario permitiría profundizar la comprensión de la demanda eléctrica en Ecuador. Asimismo, el uso de series de mayor frecuencia temporal o bases por distribuidora podría mejorar la potencia estadística de la estimación. Aun con estas limitaciones, el artículo aporta evidencia econométrica agregada, sistemática y sustentada en datos oficiales sobre la demanda eléctrica ecuatoriana, útil para comprender su evolución reciente y para orientar futuras investigaciones y decisiones de política pública.

### **Referencias Bibliográficas**

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2024). *Informe Nro. INF-DRETSE-203-037*. ARCONEL.  
[https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/Inf-Nro\\_INF-DRETSE-203-037.pdf](https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/Inf-Nro_INF-DRETSE-203-037.pdf)
- Arisoy, I., & Ozturk, I. (2014). Estimating industrial and residential electricity demand in Turkey: A time varying parameter approach. *Energy*, 66, 959–964.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.016>
- Atalla, T., & Hunt, L. (2016). Modelling residential electricity demand in the GCC countries. *Energy Economics*, 59, 149–158.  
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.07.027>
- Bernard, J., Bolduc, D., & Yameogo, N. (2011). A pseudo-panel data model of household electricity demand. *Resource and Energy Economics*, 33(1), 315–325.  
<https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2010.07.002>
- Blázquez, L., Boogen, N., & Filippini, M. (2013). Residential electricity demand in Spain: New empirical evidence using aggregate data. *Energy Economics*, 36, 648–657.  
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.11.010>
- Burke, P., & Abayasekara, A. (2018). The price elasticity of electricity demand in the United States: A three-dimensional analysis. *The Energy Journal*, 39(2), 123–146.  
<https://doi.org/10.5547/01956574.39.2.pbur>

- Carvajal, P., Li, F., Soria, R., Cronin, J., Anandarajah, G., & Mulugetta, Y. (2019). Large hydropower, decarbonisation and climate change uncertainty: Modelling power sector pathways for Ecuador. *Energy Strategy Reviews*, 23, 86–99. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.12.008>
- Chang, Y., Kim, C., Miller, J, Park, J., & Park, S. (2014). Time-varying long-run income and output elasticities of electricity demand with an application to Korea. *Energy Economics*, 46, 334–347. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.10.003>
- Csereklyei, Z. (2020). Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union. *Energy Policy*, 137, 111079. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111079>
- Dilaver, Z., & Hunt, L. C. (2011). Modelling and forecasting Turkish residential electricity demand. *Energy Policy*, 39(6), 3117–3127. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.059>
- Espey, J., & Espey, M. (2004). Turning on the lights: A meta-analysis of residential electricity demand elasticities. *Journal of Agricultural and Applied Economics*, 36(1), 65–81. <https://doi.org/10.1017/S1074070800021866>
- Filippini, M., Hirl, B., & Masiero, G. (2018). Habits and rational behaviour in residential electricity demand. *Resource and Energy Economics*, 52, 137–152. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2018.01.002>
- Filippini, M., & Pachauri, S. (2004). Elasticities of electricity demand in urban Indian households. *Energy Policy*, 32(3), 429–436. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00314-2](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00314-2)
- Godoy, J., Cajo, R., Mesa, L., & Hamacher, T. (2025). Multi-criteria analysis for energy planning in Ecuador: Enhancing decision-making through comprehensive evaluation. *Renewable Energy*, 241, 122278. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.122278>
- Halicioglu, F. (2007). Residential electricity demand dynamics in Turkey. *Energy Economics*, 29(2), 199–210. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.11.007>
- Hondroyannis, G. (2004). Estimating residential demand for electricity in Greece. *Energy Economics*, 26(3), 319–334. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2004.04.001>
- Jamil, F., & Ahmad, E. (2011). Income and price elasticities of electricity demand: Aggregate and sector-wise analyses. *Energy Policy*, 39(9), 5519–5527. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.010>
- Krishnamurthy, C., & Kriström, B. (2015). A cross-country analysis of residential electricity demand in 11 OECD-countries. *Resource and Energy Economics*, 39, 68–88. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2014.12.002>
- Labandeira, X., Labeaga, J., & López, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, 102, 549–568. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.002>
- Liddle, B., & Hasanov, F. (2022). Industry electricity price and output elasticities for high-income and middle-income countries. *Empirical Economics*, 62(3), 1293–1319. <https://doi.org/10.1007/s00181-021-02053-z>
- Liddle, B., & Hasanov, F. (2023). Are the income and price elasticities of economy-wide electricity demand in middle-income countries time-varying? Evidence from panels and individual countries. *Environmental and Ecological Statistics*, 31, 1–26. <https://doi.org/10.1007/s10651-023-00585-4>
- Lim, K., Lim, S., & Yoo, S. (2014). Short- and long-run elasticities of electricity demand in the Korean service sector. *Energy Policy*, 67, 517–521. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.017>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2019). *Plan Maestro de Electricidad 2018–2027*. Gobierno del Ecuador.
- Mubiinzi, G., Senyonga, L., Kaawaase, T., Wasswa, F., Adaramola, M., & Nantongo, M. (2024). Income and price elasticities of household electricity demand: A comparative systematic review of aggregated and

- disaggregated data studies. *Energy Reports*, 12, 4449–4465.  
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.10.021>
- Naranjo S., Punina, D., Rivera, L., Escobar-, K., Barros-, J., Almeida, J., & Álvarez del Castillo, J. (2023). Hydropower scenarios in the face of climate change in Ecuador. *Sustainability*, 15(13), 10160.  
<https://doi.org/10.3390/su151310160>
- Narayan, P., & Smyth, R. (2005). The residential demand for electricity in Australia: An application of the bounds testing approach to cointegration. *Energy Policy*, 33, 467–474.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.08.011>
- Oscullo, J., Carvajal, H., Orozco , N., Vega, J., & Ohishi, T. (2024). Examining the evolution of energy storing in the Ecuadorian electricity system: A case study (2006–2023). *Energies*, 17(14), 3500.  
<https://doi.org/10.3390/en17143500>
- Peña, D., Aguila , A., & Jurado, F. (2025). Reliability assessment of Ecuador’s power system: Metrics, vulnerabilities, and strategic perspectives. *Energies*, 18(12), 3059.  
<https://doi.org/10.3390/en18123059>
- Pellini, E. (2021). Estimating income and price elasticities of residential electricity demand with Autometrics. *Energy Economics*, 101, 105411.  
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105411>
- Zhu, X., Li, L., Zhou, K., Zhang, X., & Yang, S. (2018). A meta-analysis on the price elasticity and income elasticity of residential electricity demand. *Journal of Cleaner Production*, 201, 169–177.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.027>



Esta obra está bajo una licencia de **Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional**. Copyright © Luis Guillermo Cabrera Montiel, Enrique Joel Arango Lozano y Gorki Aguirre Torres.

<b>Declaraciones éticas y editoriales del artículo</b>
<p><b>Contribución de los autores (Taxonomía CRediT)</b></p> <p>Luis Guillermo Cabrera Montiel: conceptualización de la investigación, diseño metodológico, desarrollo del proceso investigativo, análisis formal de los datos, redacción del borrador original del manuscrito, revisión crítica del contenido científico y supervisión general del estudio.</p> <p>Enrique Joel Arango : curación y organización de los datos, participación en la recolección de información, validación de los resultados obtenidos y elaboración de representaciones gráficas y visualización de los datos.</p> <p>Gorki Aguirre Torres: provisión de recursos académicos y materiales para el desarrollo del estudio, apoyo en la administración del proyecto investigativo y revisión editorial del manuscrito antes de su publicación.</p>
<p><b>Declaración de conflicto de intereses</b></p> <p>Los autores declaran que no existe conflicto de intereses en relación con la investigación presentada, la autoría del manuscrito ni la publicación del presente artículo.</p>
<p><b>Declaración de financiamiento</b></p> <p>La presente investigación no recibió financiamiento específico de agencias públicas, comerciales o de organizaciones sin fines de lucro. En caso de existir financiamiento institucional o externo, este deberá ser declarado explícitamente por los autores en esta sección.</p>
<p><b>Declaración del editor</b></p> <p>El editor responsable certifica que el proceso editorial del presente artículo se desarrolló conforme a los principios de integridad científica, transparencia y buenas prácticas editoriales. El manuscrito fue sometido a un proceso de evaluación mediante revisión por pares doble ciego, garantizando la confidencialidad de la identidad de los autores y revisores durante todo el proceso de dictamen académico. Asimismo, el editor declara que el artículo cumple con los criterios científicos, metodológicos y éticos establecidos por la revista.</p>
<p><b>Declaración de los revisores</b></p> <p>Los revisores externos que participaron en la evaluación del presente manuscrito declaran haber realizado el proceso de revisión de manera objetiva, independiente y confidencial. Asimismo, manifiestan que no mantienen conflictos de interés con los autores ni con la investigación evaluada, y que sus observaciones y recomendaciones se fundamentan exclusivamente en criterios científicos, metodológicos y académicos.</p>
<p><b>Declaración ética de la investigación</b></p> <p>Los autores declaran que la investigación se desarrolló respetando los principios éticos de la investigación científica, garantizando la confidencialidad de los datos y el respeto a los participantes del estudio. En los casos en que la investigación involucre seres humanos, los procedimientos deben ajustarse a los principios éticos establecidos en la Declaración de Helsinki y a las normativas institucionales correspondientes.</p>
<p><b>Declaración sobre el uso de inteligencia artificial</b></p> <p>Los autores declaran que el uso de herramientas de inteligencia artificial, en caso de haberse utilizado durante el proceso de investigación o redacción del manuscrito, se realizó únicamente como apoyo técnico para mejorar la claridad del lenguaje o el análisis de información, manteniendo siempre la responsabilidad intelectual sobre el contenido del artículo. Las herramientas de inteligencia artificial no fueron utilizadas como autoras del manuscrito ni sustituyen la responsabilidad académica de los investigadores.</p>
<p><b>Disponibilidad de datos</b></p> <p>Los datos que respaldan los resultados de esta investigación estarán disponibles previa solicitud razonable al autor de correspondencia, respetando las normas éticas y de confidencialidad establecidas por la investigación.</p>

