



REVISTA INGENIO

Variabilidad de la Producción de Energía Eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador según Tipo de Tecnología Generadora

Variability of Electric Power Production in Ecuador's National Interconnected System by Type of Generation Technology

Brayan Steeven Salmon Barzola | Universidad Iberoamericana del Ecuador

Recepción: 29/04/2026
Recepción tras revisión: 29/06/2026
Aceptado: 15/07/2026
Publicado: 31/07/2026

PALABRAS CLAVE

Fuentes de energía renovables, producción de energía eléctrica, análisis estadístico, tratamiento de datos, sistemas de energía

KEY WORDS

Renewable energy sources, electric power generation, statistical analysis, data processing, energy systems

RESUMEN

La dependencia histórica del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador en la generación hidroeléctrica, que representa entre el 75% y el 85% de la producción total, generó una vulnerabilidad estructural evidenciada durante la crisis energética de 2023-2024, cuando el país aplicó racionamientos de hasta ocho horas diarias. Esta investigación analiza la variabilidad de la producción de energía eléctrica por tipo de tecnología generadora en el SNI mediante técnicas de Big Data y Ciencia de Datos, utilizando datos oficiales abiertos del CENACE correspondientes al período enero 2025 – marzo 2026. Se aplicó un pipeline de procesamiento en Python que incluyó limpieza, transformación y análisis estadístico de 5.886 registros mensuales de producción. Los resultados revelan que la tecnología térmica presenta el mayor coeficiente de variación con 163%, seguida de biomasa con 163% e hidroeléctrica con 141%, mientras que la eólica con 60% y el biogás con 44% son las tecnologías más estables del sistema. Se concluye que la diversificación de la matriz energética hacia tecnologías de menor variabilidad, particularmente eólica y biogás, constituye una estrategia prioritaria para reducir la vulnerabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano ante condiciones climáticas adversas.

ABSTRACT

Ecuador's National Interconnected System has historically relied on hydroelectric generation, which accounts for 75% to 85% of total production, creating a structural vulnerability exposed during the 2023-2024 energy crisis, when the country implemented power rationing of up to eight hours per day. This research analyzes the variability of electric power production by generation technology type in the SNI using Big Data and Data Science techniques, based on official open data from CENACE for the period January 2025 – March 2026. A Python-based processing pipeline was applied, including cleaning, transformation, and statistical analysis of 5,886 monthly production records. Results show that thermal technology presents the highest coefficient of variation at 163%, followed by biomass at 163% and hydroelectric at 141%, while wind energy at 60% and biogas at 44% are the most stable technologies in the system. It is concluded that diversifying the energy matrix toward lower-variability technologies, particularly wind and biogas, is a priority strategy to reduce the vulnerability of Ecuador's electric system to adverse climate conditions.

1. INTRODUCCIÓN

El acceso confiable a la energía eléctrica constituye un factor determinante para el desarrollo económico y social de cualquier nación. En Ecuador, el Sistema Nacional Interconectado representa la infraestructura central mediante la cual se produce, transmite y distribuye la electricidad que abastece a hogares, industrias y servicios públicos en todo el territorio continental. Este sistema integra centrales de generación de diversas tecnologías bajo la coordinación del Operador Nacional de Electricidad CENACE,

entidad responsable del despacho centralizado de energía y de la publicación de estadísticas oficiales de producción [1].

Históricamente, el SNI ha dependido de la generación hidroeléctrica como fuente principal de energía, representando entre el 75% y el 85% de la producción total durante las últimas décadas. Esta concentración tecnológica fue posible gracias a la abundancia del recurso hídrico del país, favorecida por su ubicación geográfica en la zona intertropical y por la presencia de la cordillera de los Andes, que genera condiciones de precipitación y caudal apropiadas para

el aprovechamiento hidroeléctrico a gran escala. Durante años, esta decisión estratégica permitió mantener tarifas eléctricas competitivas, ampliar la cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional y reducir la dependencia de combustibles fósiles importados [2].

Sin embargo, esta concentración tecnológica generó simultáneamente una dependencia estructural que expuso al sistema a riesgos significativos ante variaciones climáticas. La vulnerabilidad de esta dependencia quedó evidenciada de manera crítica durante la crisis energética de 2023 y 2024, provocada por la sequía asociada al fenómeno de El Niño, cuando Ecuador aplicó racionamientos eléctricos de hasta ocho horas diarias en distintas regiones del país y se vio obligado a importar energía de Colombia y Perú para cubrir el déficit de generación. Esta crisis, que afectó directamente a millones de ecuatorianos e impactó negativamente la productividad industrial y comercial del país, reveló que el sistema no contaba con respaldo suficiente en otras tecnologías para compensar la caída de la producción hidroeléctrica durante períodos prolongados de estiaje [1].

La crisis energética de 2023-2024 no fue un evento aislado ni completamente imprevisible. Ecuador ha experimentado episodios de estrés hídrico recurrentes asociados a fenómenos climáticos como El Niño y La Niña, cuya frecuencia e intensidad se proyecta que aumentará en el contexto del cambio climático global. Un estudio reciente de Sterl et al. publicado en *Nature Water* concluyó que Ecuador podría reducir significativamente el riesgo de apagones mediante la incorporación sostenida de energías eólica y solar a su matriz, señalando que la combinación de generación hidroeléctrica con fuentes renovables variables permitiría estabilizar el sistema eléctrico ante períodos de estiaje [2]. Sin embargo, para diseñar estrategias de diversificación efectivas, es necesario primero comprender con precisión cuánto varía la producción real de cada tecnología generadora a lo largo del tiempo y ante distintas condiciones climáticas.

A nivel internacional, el uso de Big Data y técnicas de Ciencia de Datos para el análisis de sistemas eléctricos ha crecido de forma sostenida durante la última década. Según datos del mercado de analítica energética, el segmento de Big Data en el sector energético alcanzó una participación del 42,5% en medición inteligente y se proyecta un crecimiento anual del 28,7% hasta 2030 en áreas de mantenimiento predictivo y gestión del rendimiento de activos [8]. Este crecimiento refleja el reconocimiento creciente de que los datos operativos de los sistemas eléctricos contienen información valiosa para la toma de decisiones que no puede extraerse mediante métodos de análisis convencionales.

En el ámbito latinoamericano, Santos-Dominguez et al. demostraron la viabilidad de aplicar pipelines de analítica sobre datos abiertos de operadores nacionales de electricidad para construir modelos de comportamiento y pronóstico energético, utilizando específicamente datos del operador eléctrico nacional de México [3]. Este trabajo es metodológicamente relevante para la presente investigación porque establece un precedente directo de aplicación de Ciencia de Datos sobre datos de operadores nacionales de electricidad en el contexto latinoamericano, demostrando que esta aproximación produce resultados útiles y publicables.

En el contexto ecuatoriano específicamente, Mullo et al. aplica-

ron técnicas de minería de datos al análisis de la calidad de energía en redes de distribución del SNI, demostrando que los datos del CENACE constituyen una fuente válida y suficiente para investigación científica aplicada al sistema eléctrico nacional [4]. Sin embargo, su enfoque se centró en la calidad de energía en redes de distribución, no en la variabilidad de la producción por tipo de tecnología generadora, que es el objeto de la presente investigación.

En cuanto a la variabilidad en sistemas de generación renovable, Benti et al. señalaron que uno de los principales desafíos en la integración de energías renovables es precisamente la gestión de la incertidumbre y variabilidad en la generación, y que el análisis de datos históricos de producción es el punto de partida indispensable para cualquier modelo de gestión de esa variabilidad [8]. Por su parte, Alazemi et al. concluyeron que las fuentes renovables introducen variabilidad al sistema eléctrico debido a su dependencia de condiciones estocásticas como radiación solar, temperatura y velocidad del viento, y que los análisis comparativos entre tecnologías son esenciales para orientar las decisiones de inversión en diversificación de matrices energéticas [5].

A pesar de estos avances en la literatura internacional, existe un vacío específico que ninguno de los trabajos revisados aborda: el análisis cuantitativo de la variabilidad de la producción eléctrica por tipo de tecnología generadora en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador usando los datasets abiertos trimestrales del CENACE.

Ecuador dispone de un parque generador diverso que incluye centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, fotovoltaicas, de biomasa, de biogás y eólicas, pero se desconoce con precisión cuánto varía la producción real de cada tecnología a lo largo del tiempo y ante distintas condiciones estacionales. Esta ausencia de análisis representa un vacío de conocimiento con consecuencias operativas concretas: sin datos sobre la variabilidad tecnológica, resulta imposible diseñar estrategias de respaldo energético eficientes, priorizar inversiones en diversificación de la matriz o anticipar los momentos de mayor vulnerabilidad del sistema ante condiciones climáticas adversas.

Esta investigación busca cerrar ese vacío aplicando un pipeline completo de Big Data y Ciencia de Datos a los datos oficiales del CENACE correspondientes al período enero 2025 – marzo 2026, con el objetivo de caracterizar y comparar la variabilidad de la producción eléctrica entre los distintos tipos de tecnología generadora del SNI. Los resultados obtenidos aportan evidencia cuantitativa basada en datos reales y oficiales que puede orientar la planifica-

2. MÉTODO

La investigación sigue un enfoque cuantitativo de tipo descriptivo-comparativo, basado en el análisis estadístico de datos secundarios oficiales. El diseño metodológico corresponde a un pipeline de Ciencia de Datos estructurado en cuatro fases secuenciales: adquisición de datos, preprocesamiento y limpieza, análisis estadístico de variabilidad y comparación por estación climática. Este enfoque es consistente con los pipelines de analítica energética descritos por Santos-Dominguez et al. [3] y permite garantizar la trazabilidad y reproducibilidad de cada etapa del proceso analítico.

2.1. FUENTE DE DATOS Y ADQUISICIÓN

Los datos utilizados provienen del portal de Datos Abiertos del Gobierno del Ecuador, administrado por la Secretaría Nacional de Planificación, y publicados por el Operador Nacional de Electricidad CENACE bajo licencia Creative Commons CCZero, que permite su uso, redistribución y análisis sin restricciones para fines de investigación científica [6]. Los datasets corresponden a la energía neta producida por las centrales de generación del Sistema Nacional Interconectado, expresada en Gigavatios-hora (GWh), con desagregación por agente generador, tipo de tecnología, central y unidad generadora para cada mes del período reportado.

Se utilizaron cinco datasets trimestrales en formato CSV que cubren el período enero 2025 – marzo 2026, conformando un total de 15 meses consecutivos de observaciones. Los archivos corresponden a los siguientes períodos: enero-marzo 2025, abril-junio 2025, julio-septiembre 2025, octubre-diciembre 2025 y enero-marzo 2026. Cada archivo contiene entre 387 y 403 filas correspondientes a las unidades generadoras activas en ese trimestre, con variaciones entre períodos que reflejan la incorporación o retiro de unidades del sistema. La unidad de análisis es la producción mensual de cada unidad generadora individual, lo que permite un nivel de desagregación suficiente para identificar patrones de comportamiento tanto a nivel de central como de tipo de tecnología.

2.2. PREPROCESAMIENTO Y LIMPIEZA DE DATOS

Los archivos CSV originales presentaron cuatro tipos de inconsistencias de formato que requirieron tratamiento previo antes del análisis. En primer lugar, los valores numéricos utilizaban coma como separador decimal en lugar de punto, formato habitual en archivos exportados desde Excel en configuración regional de español, lo que impedía su conversión directa a tipo numérico en Python. En segundo lugar, las unidades generadoras sin producción en un mes determinado presentaban el texto "No hubo producción en este periodo" en lugar de un valor numérico cero, lo que generaba columnas de tipo texto heterogéneo. En tercer lugar, algunos valores del dataset de enero-marzo 2026 presentaban un carácter de tabulación como separador entre la parte entera y decimal del número, producto de inconsistencias en el proceso de exportación del sistema fuente. En cuarto lugar, el dataset del segundo trimestre de 2025 contenía una columna adicional vacía sin encabezado, generada por un punto y coma adicional al final de cada línea en el archivo CSV original.

Para resolver estas inconsistencias se desarrolló una función de limpieza en Python denominada `limpiar_valor`, que aplica de forma secuencial los siguientes tratamientos: verificación de valores nulos o vacíos asignándoles el valor cero, detección del texto "No hubo producción" y su reemplazo por cero, identificación de separadores de tabulación y su conversión al formato decimal estándar con punto, y conversión de separadores decimales de coma a punto para el resto de valores. La función aplica manejo de excepciones para garantizar que cualquier valor no reconocido sea tratado como cero en lugar de generar un error que detenga el procesamiento. La columna vacía del segundo trimestre fue eliminada tras verificar mediante inspección directa que no contenía datos válidos en ninguna de sus filas.

Todo el preprocesamiento se realizó en Python 3 utilizando las bibliotecas Pandas versión 2.0 para la manipulación de datos tabulares y NumPy para operaciones numéricas. El entorno de desarrollo utilizado fue Google Colaboratory, que permite la ejecución de código Python en la nube sin requerir instalación local de software, facilitando la reproducibilidad del análisis por parte de otros investigadores.

2.3. CONSTRUCCIÓN DE LA TABLA DE ANÁLISIS UNIFICADA

Tras el preprocesamiento individual de cada dataset trimestral, los cinco archivos fueron transformados de formato ancho, en el que cada mes ocupa una columna separada, a formato largo, en el que cada fila representa la producción de una unidad generadora en un mes específico. Esta transformación se realizó mediante la función `melt` de Pandas y es necesaria para poder aplicar análisis estadísticos que consideren el tiempo como una dimensión de análisis continua.

A cada registro se le asignaron tres variables de contexto adicionales: el trimestre al que pertenece, el año de la observación y la estación climática correspondiente. La tabla unificada resultante contiene 5.886 registros con nueve variables cada uno: agente generador, tipo de tecnología, central, unidad, trimestre, año, estación climática, mes y producción en GWh. Esta estructura permite realizar agrupaciones y comparaciones por cualquier combinación de variables de forma flexible y reproducible.

2.4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE VARIABILIDAD

La variabilidad de la producción se cuantificó mediante tres indicadores estadísticos complementarios. La producción total acumulada permite evaluar el peso relativo de cada tecnología en el sistema.

La producción promedio mensual establece el nivel de referencia alrededor del cual oscila la producción de cada tecnología. La desviación estándar cuantifica la dispersión absoluta de la producción respecto a ese promedio.

El indicador principal de esta investigación es el Coeficiente de Variación (CV), definido como la razón entre la desviación estándar y la media de la producción mensual de cada tecnología, expresado en porcentaje según la ecuación (1):

$$CV = (\sigma / \mu) \times 100 \quad (1)$$

donde σ es la desviación estándar de la producción mensual y μ es la media de la producción mensual para cada tipo de tecnología generadora. El CV fue seleccionado como indicador principal porque permite comparar la variabilidad relativa entre tecnologías de escalas de producción muy distintas, superando la limitación de usar la desviación estándar absoluta para comparaciones entre grupos heterogéneos [8]. Una tecnología con CV alto presenta producción más impredecible e inestable en relación a su propio nivel promedio, independientemente de si ese nivel es alto o bajo en términos absolutos.

Se estableció adicionalmente un umbral de relevancia operativa de 1 GWh de producción promedio mensual para diferenciar las unidades generadoras activas de los grupos electrógenos de emergencia y microcentrales con producción insignificante.

Este criterio permitió construir dos conjuntos de análisis: el conjunto completo con 5.886 registros que incluye todas las unidades del SNI, y el conjunto de unidades relevantes con 2.703 registros que excluye las unidades con aporte marginal al sistema. Ambos conjuntos se analizan y reportan para permitir la comparación y verificar la robustez de los resultados.

2.5. CLASIFICACIÓN ESTACIONAL

Los 15 meses analizados se clasificaron en tres estaciones climáticas según el régimen hidrológico típico del Ecuador continental. La estación húmeda comprende los meses de enero a marzo, período caracterizado por mayores precipitaciones en la Sierra y Costa ecuatoriana, e incluye los trimestres enero-marzo 2025 y enero-marzo 2026, sumando seis meses de observación. La estación seca comprende los meses de julio a diciembre, período de menor pluviosidad que coincide con el verano de la Sierra y el verano costero, e incluye los trimestres julio-septiembre 2025 y octubre-diciembre 2025, sumando seis meses de observación. El período de transición comprende los meses de abril a junio 2025, que corresponde al cambio gradual entre la época húmeda y la seca, y se analiza como categoría separada para no distorsionar la comparación entre las dos estaciones principales.

Esta clasificación en tres categorías es más precisa que una comparación binaria seca-húmeda y permite identificar patrones de comportamiento diferenciados durante el período de cambio estacional, que tiene características propias en términos de producción hidroeléctrica y demanda energética. La clasificación es consistente con la definición de estaciones climáticas del Ecuador utilizada por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI en sus reportes oficiales.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El análisis estadístico de los 5.886 registros mensuales de producción del SNI durante el período enero 2025 – marzo 2026 permitió caracterizar el comportamiento productivo de seis tipos de tecnología generadora y evaluar su variabilidad relativa mediante el Coeficiente de Variación. El dataset procesado cubre 15 meses consecutivos distribuidos en cinco trimestres oficiales del CENACE, integrando información de 393 a 403 unidades generadoras por trimestre, lo que representa la totalidad del parque generador conectado al SNI en ese período.

3.1. COMPOSICIÓN DEL PARQUE GENERADOR DEL SNI

Antes de analizar la variabilidad, es necesario comprender la composición del parque generador. El SNI integra seis tipos de tecnología con características operativas fundamentalmente distintas. La tecnología hidroeléctrica concentra la mayor cantidad de unidades relevantes con 1.851 registros en el conjunto filtrado, reflejando su posición dominante en el sistema. La tecnología térmica sigue con 717 registros de unidades relevantes, aunque su universo total incluye 184 unidades entre las cuales 125 corresponden a grupos electrógenos de emergencia con producción promedio inferior a 1 GWh mensual.

Este hallazgo es en sí mismo relevante: el 68% de las unidades térmicas registradas en el SNI son equipos de respaldo que operan de forma esporádica o no operan en absoluto durante períodos normales del sistema.

La fotovoltaica cuenta con 144 registros totales pero ninguna unidad individual supera 1 GWh de promedio mensual, reflejando la escala reducida de las instalaciones solares actuales en Ecuador. La biomasa, el biogás y la eólica tienen presencia más limitada en número de unidades pero con comportamientos operativos diferenciados que resultan significativos para la planificación energética.

3.2. VARIABILIDAD GENERAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA

La Tabla 1 presenta los indicadores estadísticos de variabilidad para el conjunto completo de unidades generadoras del SNI durante los 15 meses analizados.

TABLA.I.

Variabilidad de la producción por tipo de tecnología generadora (enero 2025 – marzo 2026)

Tecnología	Producción Total (GWh)	Promedio Mensual (GWh)	Desv. Estándar	CV (%)
Térmica (T)	7.113,67	2,70	9,16	338,77
Biomasa (BMAS)	221,98	3,70	6,88	186,09
Hidroeléctrica (H)	34.647,56	12,88	23,41	181,78
Eólica (ELCA)	213,80	2,85	1,70	59,53
Fotovoltaica (FVOL)	39,92	0,11	0,06	50,32
Biogás (BGAS)	55,09	0,92	0,32	35,24

Nota: elaboración propia a partir de datos oficiales del CENACE [6].

La hidroeléctrica es la tecnología dominante con 34.647 GWh, representando el 81,3% de la producción total del sistema durante los 15 meses analizados. Este porcentaje confirma cuantitativamente con datos reales la dependencia estructural documentada por Chamorro et al. [1], quienes señalaron que Ecuador ha operado históricamente con entre el 75% y el 85% de su generación proveniente de fuentes hídricas. La térmica aporta el 16,7% restante de la producción significativa, mientras que todas las tecnologías renovables no convencionales juntas (eólica, fotovoltaica, biomasa y biogás) representan apenas el 1,2% de la producción total del período analizado, evidenciando el escaso nivel de diversificación real de la matriz energética ecuatoriana más allá de la hidroelectricidad.

La hidroeléctrica es la tecnología dominante con 34.647 GWh, representando el 81,3% de la producción total del sistema durante los 15 meses analizados. Este porcentaje confirma cuantitativamente con datos reales la dependencia estructural documentada por Chamorro et al. [1], quienes señalaron que Ecuador ha operado históricamente con entre el 75% y el 85% de su generación proveniente de fuentes hídricas. La térmica aporta el 16,7% restante de la producción significativa, mientras que todas las tecnologías renovables no convencionales juntas (eólica, fotovoltaica, biomasa

y biogás) representan apenas el 1,2% de la producción total del período analizado, evidenciando el escaso nivel de diversificación real de la matriz energética ecuatoriana más allá de la hidroelectricidad.

3.3. VARIABILIDAD DE UNIDADES OPERATIVAMENTE RELEVANTES

Para obtener una comparación más representativa del comportamiento real del sistema, la Tabla 2 presenta los resultados filtrados para unidades con producción promedio mensual igual o superior a 1 GWh. Este umbral permite separar las centrales que operan de forma continua y significativa de los equipos de emergencia y microcentrales con aporte marginal al sistema.

TABLA.II.

Variabilidad de unidades generadoras relevantes (promedio ≥ 1 GWh mensual)

Tecnología	Producción Total (GWh)	Promedio Mensual (GWh)	Desv. Estándar	CV (%)
Térmica (T)	6.850,37	9,55	15,59	163,17
Biomasa (BMAS)	212,64	4,73	7,68	162,56
Hidroeléctrica (H)	34.438,44	18,61	7,68	141,31
Eólica (ELCA)	213,80	2,85	1,70	59,53
Biogás (BGAS)	17,36	1,16	0,51	44,17

Nota: elaboración propia a partir de datos oficiales del CENACE [6].

Al aplicar el filtro de relevancia operativa, la jerarquía de variabilidad se mantiene estable y consistente. La térmica y la biomasa presentan los CV más altos con 163,17% y 162,56% respectivamente, seguidas de la hidroeléctrica con 141,31%. La eólica con 59,53% y el biogás con 44,17% son las tecnologías más estables del sistema. Esta jerarquía es robusta porque no cambia al controlar el efecto de las unidades inactivas, lo que confirma que refleja un patrón estructural real del comportamiento de cada tecnología y no un artefacto estadístico del procesamiento de datos.

Este resultado contradice la percepción común de que las energías renovables variables como la eólica y la solar son las más impredecibles del sistema. En el contexto específico del SNI ecuatoriano durante el período analizado, son precisamente las tecnologías renovables no convencionales las que presentan mayor estabilidad relativa, mientras que la hidroeléctrica y la térmica, consideradas tecnologías de base, exhiben la mayor variabilidad. Esta aparente paradoja se explica por la escala y la naturaleza de las fluctuaciones: las grandes hidroeléctricas de embalse como Coca Codo Sinclair, Paute y Sopladora pueden variar su producción mensual en decenas de GWh según las decisiones de despacho y las condiciones hidrológicas, generando una dispersión absoluta enorme que se traduce en un CV alto incluso cuando se mide en términos relativos.

La unidad con mayor producción promedio mensual del sistema es Coca Codo Sinclair U4 con 92,53 GWh, mientras que en el extremo opuesto se encuentran decenas de grupos electrógenos municipales e industriales con producción promedio inferior a 0,1 GWh mensual.

Esta heterogeneidad de escala dentro del mismo sistema es en sí misma un hallazgo relevante para la planificación operativa del CENACE, ya que implica que los análisis agregados por tecnología pueden ocultar comportamientos muy distintos entre unidades de la misma categoría.

Estos resultados son consistentes con los hallazgos de Alazemi et al. [5], quienes señalaron que la variabilidad en sistemas eléctricos con alta participación hidroeléctrica no proviene principalmente de las fuentes renovables variables sino de la dependencia de un recurso hídrico estocástico de gran escala. En el caso ecuatoriano, esta dependencia se amplifica por la concentración de la generación en pocas grandes centrales, lo que hace que las variaciones de cada una de ellas tengan un impacto significativo en el comportamiento agregado del sistema.

3.4. IMPACTO DE LA ESTACIONALIDAD CLIMÁTICA

La Tabla 3 presenta la producción total acumulada de cada tecnología según la estación climática, permitiendo evaluar el impacto del régimen hidrológico en el comportamiento productivo del SNI.

TABLA.III.

Producción total por tecnología y estación climática (GWh)

Tecnología	Húmeda	Seca	Transición
Hidroeléctrica (H)	13.286,75	13.921,20	7.439,61
Térmica (T)	3.699,49	2.357,60	1.056,58
Eólica (ELCA)	61,67	109,33	42,80
Biogás (BGAS)	23,73	21,67	9,70
Fotovoltaica (FVOL)	16,46	15,93	7,53
Biomasa (BMAS)	0,58	220,40	1,00

Nota: elaboración propia a partir de datos oficiales del CENACE [6].

El análisis estacional revela patrones de comportamiento diferenciados entre tecnologías que tienen implicaciones directas para la planificación de la seguridad energética del sistema. La hidroeléctrica produce ligeramente más en estación seca (13.921 GWh) que en húmeda (13.286 GWh), una diferencia del 4,8% que puede explicarse por la capacidad de regulación de los embalses principales. Las centrales de embalse como Mazar, Paute y Sopladora acumulan agua durante la época lluviosa y la liberan de forma controlada durante la seca, desacoplando parcialmente su producción del régimen de precipitaciones inmediato. Este comportamiento regulado contrasta con el de las centrales hidroeléctricas de pasada, que sí dependen directamente del caudal instantáneo del río y son más vulnerables a períodos de estiaje prolongado.

En respuesta al comportamiento de la hidroeléctrica, la térmica actúa como tecnología de respaldo compensatorio aumentando significativamente su producción en época húmeda (3.699 GWh) respecto a la seca (2.357 GWh), un incremento del 57%. Este patrón de compensación térmica ante variaciones de la generación hídrica es consistente con lo documentado por Chamorro et al. [1] y tiene implicaciones económicas y ambientales importantes: los

períodos de mayor generación térmica implican mayor consumo de combustibles fósiles, mayores emisiones de CO₂ y mayores costos operativos para el sistema, factores que justifican la inversión en tecnologías de respaldo más limpias y estables.

El hallazgo más relevante e inesperado de este análisis corresponde a la biomasa, que registra una caída de producción del 99,7% entre la estación seca (220,40 GWh) y la húmeda (0,58 GWh). Este comportamiento no responde a factores climáticos sino a la estacionalidad agroindustrial de la zafra azucarera ecuatoriana, período durante el cual las centrales de biomasa como San Carlos y Ecoelectric operan utilizando bagazo de caña como combustible. Fuera de la temporada de zafra, estas centrales cesan prácticamente toda su producción por falta de combustible disponible. Este hallazgo constituye un aporte original de esta investigación ya que documenta cuantitativamente por primera vez esta dependencia productiva usando datos oficiales del CENACE, y tiene implicaciones prácticas para la planificación del sistema: la biomasa no puede considerarse una fuente de respaldo energético confiable durante los meses de enero a junio, precisamente el período en que la generación hidroeléctrica podría estar bajo mayor presión climática.

La eólica presenta mayor producción en estación seca (109,33 GWh) que en húmeda (61,67 GWh), una diferencia del 77,3% que es consistente con los patrones de viento predominantes en las zonas de emplazamiento de las centrales Villonaco en Loja y Huascachaca en Azuay, donde los vientos son más intensos y sostenidos durante los meses secos. Este comportamiento es complementario al de la hidroeléctrica en términos estacionales: cuando la hidro tiende a reducir su producción en seca, la eólica tiende a aumentar la suya, lo que sugiere un potencial de complementariedad que podría ser aprovechado en la planificación de la diversificación de la matriz energética ecuatoriana.

El biogás y la fotovoltaica muestran variaciones menores entre estaciones, con diferencias inferiores al 10% entre estación húmeda y seca. Esta estabilidad relativa confirma su comportamiento como fuentes de generación predecibles independientemente del régimen climático, aunque su aporte actual al sistema es marginal en términos absolutos. La fotovoltaica en particular muestra un potencial de crecimiento significativo considerando que Ecuador tiene una irradiación solar promedio de 4,5 a 5,5 kWh/m²/día según el Atlas Solar del Ecuador, muy superior a la de muchos países con mayor penetración solar en su matriz energética.

3.5. IMPLICACIONES PARA LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

Los resultados obtenidos tienen implicaciones concretas para la planificación energética del Ecuador que van más allá del análisis descriptivo. En primer lugar, la confirmación cuantitativa de que la eólica y el biogás son las tecnologías más estables del sistema, combinada con la identificación de la complementariedad estacional entre eólica e hidroeléctrica, proporciona argumentos basados en datos para priorizar la expansión de estas tecnologías como estrategia de reducción del riesgo sistémico. En segundo lugar, la documentación del rol compensatorio de la térmica y su costo ambiental y económico asociado refuerza la urgencia de desarrollar alternativas de respaldo más limpias.

En tercer lugar, la identificación de que el 68% de las unidades térmicas registradas en el SNI son grupos electrógenos de emergencia casi inactivos sugiere que existe una capacidad instalada subutilizada que podría ser evaluada para su reemplazo o reconversión.

Estos hallazgos son coherentes con las recomendaciones del estudio de Sterl et al. [2], que señaló que Ecuador podría reducir significativamente el riesgo de apagones mediante la incorporación sostenida de energías eólica y solar, y con el trabajo de Santos-Dominguez et al. [3], que demostró que el análisis de datos de operadores nacionales de electricidad puede producir insumos directamente utilizables para la toma de decisiones en planificación energética.

4. CONCLUSIONES

El análisis de la variabilidad de la producción eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador durante el período enero 2025 – marzo 2026, mediante un pipeline de Big Data y Ciencia de Datos aplicado a 5.886 registros oficiales del CENACE, permitió obtener las siguientes conclusiones, organizadas según los objetivos específicos planteados en esta investigación.

En relación con la caracterización del comportamiento productivo por tecnología, la hidroeléctrica continúa siendo la tecnología dominante del SNI con el 81,3% de la producción total acumulada en 15 meses (34.647 GWh), confirmando cuantitativamente con datos reales la dependencia estructural que caracteriza la matriz energética ecuatoriana y que ha sido documentada de forma descriptiva en estudios previos. Sin embargo, su Coeficiente de Variación de 141,31% en unidades operativamente relevantes evidencia una variabilidad relativa alta que representa un riesgo concreto y medible para la seguridad energética del sistema, especialmente ante condiciones climáticas adversas como las registradas durante la crisis de 2023-2024.

En relación con la comparación entre tecnologías renovables y no renovables, los resultados revelan un hallazgo que contradice la percepción convencional: la eólica y el biogás, ambas tecnologías renovables no convencionales, son las más estables del sistema con Coeficientes de Variación de 59,53% y 44,17% respectivamente, muy por debajo de la hidroeléctrica y la térmica. Este resultado sugiere que la diversificación de la matriz energética hacia estas tecnologías no solo tiene un argumento ambiental sino también un argumento de estabilidad operativa, ya que su producción es más predecible y confiable mes a mes, reduciendo la vulnerabilidad del sistema ante variaciones climáticas. Esta conclusión es relevante para orientar las decisiones de inversión del Estado ecuatoriano en proyectos de generación renovable, priorizando aquellas tecnologías que combinan beneficio ambiental con estabilidad productiva.

En relación con la identificación de centrales con inactividad persistente, el análisis reveló que el 68% de las unidades clasificadas como tecnología térmica en el registro del CENACE corresponden a grupos electrógenos de emergencia con producción promedio inferior a 1 GWh mensual, varios de ellos con producción nula durante todo el período analizado. Esta identificación constituye un aporte práctico directo para el CENACE, ya que señala la existencia

de capacidad instalada subutilizada que podría ser evaluada para su reconversión, mantenimiento o eventual retiro del registro operativo, optimizando así la gestión del parque generador nacional.

En relación con el impacto de la estacionalidad climática, se confirmó que la térmica actúa como tecnología de respaldo compensatorio del sistema, aumentando su producción en un 57% durante la estación húmeda respecto a la seca, lo que implica mayor consumo de combustibles fósiles, mayores emisiones de carbono y costos operativos más altos en esos periodos. Asimismo, se documentó por primera vez con datos oficiales del CENACE que la biomasa registra una caída de producción del 99,7% entre la estación seca y la húmeda, determinada por la estacionalidad de la zafra azucarera y no por factores climáticos, lo que implica que esta tecnología no puede considerarse una fuente de respaldo confiable durante los meses de enero a junio. Por su parte, se identificó un patrón de complementariedad estacional entre la eólica y la hidroeléctrica, ya que la primera incrementa su producción en estación seca cuando la segunda tiende a reducirla, lo que sugiere un potencial de aprovechamiento conjunto en la planificación de la diversificación energética.

En relación con las recomendaciones de planificación energética derivadas de este análisis, se proponen tres líneas de acción concretas. Primero, priorizar la expansión de capacidad eólica y de biogás como estrategia de diversificación que reduce simultáneamente el riesgo climático y las emisiones de carbono del sistema, aprovechando además la complementariedad estacional identificada entre la eólica y la hidroeléctrica. Segundo, evaluar la capacidad térmica de emergencia actualmente subutilizada para determinar su viabilidad de reconversión hacia tecnologías más limpias o su racionalización dentro del parque generador nacional. Tercero, incorporar el factor de estacionalidad agroindustrial de la biomasa en los modelos de planificación operativa del CENACE, reconociendo que esta tecnología no constituye un respaldo confiable durante el primer semestre del año.

Desde el punto de vista metodológico, la aplicación de un pipeline de Ciencia de Datos sobre datos abiertos del CENACE demostró ser viable, reproducible y escalable para el análisis del sistema eléctrico ecuatoriano. La metodología desarrollada, que incluye funciones de limpieza específicamente adaptadas a las inconsistencias de formato identificadas en los datasets oficiales, puede aplicarse a futuros periodos trimestrales conforme el CENACE publique nuevos datos, permitiendo el monitoreo continuo de la variabilidad productiva del SNI sin costos adicionales de adquisición de datos. Esta reproducibilidad constituye un aporte metodológico significativo para futuras investigaciones en el campo de la analítica energética aplicada a sistemas eléctricos latinoamericanos.

Como limitación principal de este estudio, el período analizado de 15 meses no captura ciclos hidrológicos completos de múltiples años ni eventos climáticos extremos como El Niño o La Niña, por lo que los patrones estacionales identificados deben interpretarse como indicativos del comportamiento reciente del sistema y no como patrones definitivos o representativos de todas las condiciones climáticas posibles. Se recomienda como línea de investigación futura replicar este análisis con series históricas de mayor duración, idealmente de cinco años o más, para validar la persis-

tencia de los patrones identificados y evaluar su comportamiento durante episodios de estrés hídrico severo similares al experimentado durante la crisis de 2023-2024.

REFERENCIAS

- [1] J. Chamorro y E. Mera, "Estudio de la crisis energética en el Ecuador por la dependencia en la generación de energía hidráulica," *Revista Científica INGENIAR: Ingeniería, Tecnología e Investigación*, vol. 8, no. 15, pp. 168-186, 2025. ISSN: 2737-6249.
- [2] S. Sterl, I. Pineda, J. Mast, J. Rodriguez, J. Muñoz y W. Thiery, "Variable renewables fortify Ecuador's power system against recurrences of drought-driven energy crises," *Nature Water*, 2026. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1038/s44221-026-00617-w>
- [3] M. Santos-Dominguez, N. Hernandez Flores, I. A. Parra-Ramirez y G. Arroyo-Figueroa, "AI-Big Data Analytics Platform for Energy Forecasting in Modern Power Systems," *Big Data and Cognitive Computing*, vol. 9, no. 11, p. 272, 2025. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/bdcc9110272>
- [4] A. D. Mullo, J. M. Reinoso, M. S. Chamba y C. X. Lozada, "Análisis y Caracterización de la Calidad de Energía utilizando Minería de Datos," *Revista Técnica Energía*, vol. 22, no. 1, pp. 33-45, 2025. ISSN: 2602-8492. [Online]. Available: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n1.2025.702>
- [5] T. Alazemi, M. Darwish y M. Radi, "Renewable energy sources integration via machine learning modelling: A systematic literature review," *Heliyon*, vol. 10, no. 4, p. e26088, 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e26088>
- [6] CENACE, "Datasets de Producción de Energía Eléctrica del SNI," Portal de Datos Abiertos del Gobierno del Ecuador, 2025-2026. Licencia Creative Commons CCZero. [Online]. Available: <https://www.datosabiertos.gob.ec>
- [7] W. McKinney, *Python for Data Analysis*, 3ra ed. Sebastopol: O'Reilly Media, 2022.
- [8] N. E. Benti, M. D. Chaka y A. G. Semie, "Forecasting Renewable Energy Generation with Machine Learning and Deep Learning: Current Advances and Future Prospects," *Sustainability*, vol. 15, no. 9, p. 7087, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/su15097087>