

ARTÍCULOS

Integración energética entre Ecuador, Perú y Colombia:
Análisis para el desarrollo de energías renovables y transmisión
energética

Energy integration between Ecuador, Peru, and Colombia:
Analysis for the development of renewable energies and
energy transmission

Peter Euclides Vallejo Correa¹, Andrea Charpentier Alcívar²



pvallejo@cenace.gob.ec

¹ Universidad Hemisferios. Maestría en Energías Renovables.
Quito, Ecuador.



andrea_c@uhemisferios.edu.ec

² Universidad Hemisferios. Maestría en Energías Renovables.
Quito, Ecuador.

FIGEMPA: Investigación y Desarrollo

Universidad Central del Ecuador, Ecuador

ISSN-e: 2602-8484

Periodicidad: Semestral

Modalidad: Continua

vol. 21, núm. 1, 2026

revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 22 julio 2025

Aprobación: 21 noviembre 2025

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v21i1.8553>

Autor de correspondencia:

andrea_c@uhemisferios.edu.ec



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional (CC BY 4.0)

Cómo citar:

Vallejo-Correa, P. E., & Charpentier-Alcívar, A. (2026). Integración energética entre Ecuador, Perú y Colombia: Análisis para el desarrollo de energías renovables y transmisión energética. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 21 (1), e8553. <https://doi.org/10.29166/revfig.v21i1.8553>

RESUMEN

El crecimiento de la demanda energética y la transición hacia fuentes renovables han impulsado la necesidad de una integración energética entre Ecuador, Perú y Colombia. Este estudio analiza la viabilidad de una interconexión eléctrica entre estos países, considerando aspectos técnicos, económicos, normativos y ambientales. Los objetivos de la investigación son evaluar el potencial de energías renovables en la región, analizar la infraestructura de transmisión existente y proyectada, y proponer mejoras en el marco regulatorio para una integración energética más eficiente y sostenible. La metodología se basa en el análisis de datos energéticos, normativas regionales y estudios previos sobre interconexión eléctrica. La muestra incluye información de las matrices energéticas de los tres países, su capacidad de generación renovable y los planes de expansión de sus sistemas de transmisión. Los resultados muestran que Ecuador, Perú y Colombia cuentan con un alto potencial en generación hidroeléctrica, solar y eólica, y que la integración energética permitiría optimizar recursos, mejorar la seguridad del suministro y reducir costos operativos. Sin embargo, se identifican barreras normativas y técnicas, como la necesidad de reforzar la infraestructura de transmisión y armonizar políticas energéticas. Se concluye que la interconexión a 500 kV entre Ecuador y Perú, y el fortalecimiento de la conexión con Colombia, representan una oportunidad para la estabilidad del sistema eléctrico regional. La adopción de un marco normativo flexible y una estrategia de inversión coordinada es clave para consolidar un mercado energético integrado y sostenible en la región andina.

Palabras claves: integración energética; interconexión eléctrica; energías renovables; eficiencia energética; infraestructura de transmisión; regulación energética

ABSTRACT

The growing energy demand and the transition to renewable sources have driven the need for energy integration between Ecuador, Peru, and Colombia. This study analyzes the feasibility of an electrical interconnection among these countries, considering technical, economic, regulatory, and environmental aspects. The objectives of the research are to assess the renewable energy potential in the region, analyze the existing and projected transmission infrastructure, and propose regulatory improvements for a more efficient and sustainable energy integration. The methodology is based on the analysis of energy data, regional regulations, and previous studies on electrical interconnection. The sample includes information on the energy matrices of the three countries, their renewable generation capacity, and their transmission system expansion plans. The results show that Ecuador, Peru, and Colombia have a high potential for hydroelectric, solar, and wind generation, and that energy integration would optimize resources, improve supply security, and reduce operational costs. However, regulatory and technical barriers are identified, such as the need to strengthen transmission infrastructure and harmonize energy policies. The study concludes that a 500 kV interconnection between Ecuador and Peru, along with strengthening the connection with Colombia, represents an opportunity for regional power system stability.

The adoption of a flexible regulatory framework and a coordinated investment strategy is key to consolidating an integrated and sustainable energy market in the Andean region.

Keywords: energy integration; electric interconnection; renewable energies; energy efficiency; transmission infrastructure; energy regulation

INTRODUCCIÓN

La integración energética en América Latina ha sido un tema central en las discusiones sobre seguridad energética y desarrollo sostenible. La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) ha destacado que la interconexión eléctrica regional permitiría reducir costos operativos hasta en un 30 % y mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos nacionales (Torres, 2020).

Ecuador, Perú y Colombia cuentan con matrices energéticas con una alta proporción de generación hidroeléctrica. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2022), en 2021 la hidroelectricidad representó el 79 % de la generación eléctrica en Ecuador, el 55 % en Colombia y el 53 % en Perú. Sin embargo, la integración de fuentes renovables variables como la solar y la eólica sigue siendo un desafío debido a la falta de infraestructura de almacenamiento y transmisión. En este sentido, estudios recientes indican que una interconexión robusta podría permitir el intercambio de excedentes renovables entre los países, reduciendo la dependencia de fuentes térmicas y disminuyendo las emisiones de carbono en un 15 % para 2030 (Timilsina, Deluque Curiel y Chattopadhyay, 2021).

En el ámbito global, la interconexión de redes eléctricas ha demostrado ser una estrategia eficiente para optimizar la generación de energía. En la Unión Europea, el 40 % de la electricidad generada en 2022 fue intercambiada entre países a través de redes interconectadas, lo que permitió un ahorro estimado de 6.500 millones de euros anuales (IEA, 2022). Este modelo podría servir de referencia para la región andina, donde la integración energética aún enfrenta barreras regulatorias y técnicas.

Además, iniciativas como el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) han sido impulsadas para promover la cooperación entre países sudamericanos. A pesar de su potencial, la implementación de estos proyectos ha sido lenta debido a discrepancias en políticas tarifarias, normativas ambientales y financiamiento de infraestructura (González Peña, 2015).

A pesar del alto potencial energético de Ecuador, Perú y Colombia, su integración en un sistema eléctrico interconectado enfrenta diversas limitaciones. Entre los principales desafíos destacan la falta de infraestructura de transmisión a 500 kV, la incompatibilidad de regulaciones energéticas y los costos de inversión elevados para proyectos transfronterizos (Barril y Cont *et al.*, 2021). Estos obstáculos han impedido el desarrollo de un mercado eléctrico más competitivo y sostenible en la región, limitando el intercambio eficiente de energía y la incorporación masiva de fuentes renovables.

¿En qué medida la integración energética entre Ecuador, Perú y Colombia contribuiría a la estabilidad del sistema eléctrico regional, la diversificación de la matriz energética y la reducción de costos en el sector eléctrico?

El presente estudio tiene como objetivo analizar la viabilidad técnica, económica y regulatoria de la integración energética entre Ecuador, Perú y Colombia, con un enfoque en el desarrollo de energías renovables y la infraestructura de transmisión. Se busca identificar las principales oportunidades y barreras que afectan la interconexión eléctrica entre estos países y proponer estrategias para una implementación efectiva de un sistema energético regional más eficiente y sostenible.

MATERIALES Y MÉTODOS

El presente estudio analiza la viabilidad de la integración energética entre Ecuador, Perú y Colombia a través de la interconexión de sus sistemas eléctricos, basándose en un enfoque metodológico estructurado en las siguientes fases:

Revisión documental

Se recopilaron y analizaron informes técnicos, estudios académicos y normativas energéticas de organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA), la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y los ministerios de energía de los tres países en estudio. Esta revisión permitió obtener un panorama actualizado sobre el estado de la infraestructura de transmisión, la generación de energía renovable y los desafíos regulatorios de cada país.

Evaluación del marco regulatorio

Se realizó un análisis comparativo de los marcos normativos de Ecuador, Perú y Colombia con el objetivo de identificar barreras y oportunidades para la interconexión eléctrica. Se examinaron aspectos como tarifas de transmisión, acceso a redes y acuerdos bilaterales previos en materia de energía.

Análisis del potencial energético

Se estudiaron las capacidades de generación hidroeléctrica, solar y eólica de los tres países, considerando factores como disponibilidad de recursos, capacidad instalada y planes de expansión energética. Esta evaluación fue clave para estimar la viabilidad de compartir excedentes energéticos mediante una red interconectada.

Infraestructura de transmisión y factibilidad técnica

Se analizaron los sistemas de transmisión existentes y los proyectos en desarrollo, con especial énfasis en líneas de interconexión de alta tensión a 500 kV. Se revisaron estudios de factibilidad que permiten evaluar la capacidad de integración de cada país y las inversiones necesarias para fortalecer la infraestructura de transmisión.

Proyecciones económicas y beneficios de la integración

Se realizó un análisis de costos y beneficios para estimar el impacto económico de la interconexión en términos de reducción de costos de generación, mejora en la estabilidad del suministro y optimización de recursos energéticos.

Limitaciones del estudio

Las principales limitaciones del estudio incluyen la falta de datos en tiempo real sobre la generación y transmisión de energía en los países evaluados, así como la incertidumbre en los plazos de implementación de los proyectos de interconexión. Además, la variabilidad en las políticas energéticas nacionales representa un desafío para la armonización de regulaciones.

RESULTADOS

El crecimiento de la demanda energética en América Latina, sumado a los desafíos del cambio climático, ha impulsado la búsqueda de fuentes energéticas sostenibles. En este contexto, las energías renovables se presentan como una solución clave para garantizar un suministro más limpio y accesible. Países como Ecuador, Colombia y Perú poseen un gran potencial en fuentes renovables como la hidroeléctrica, solar, eólica y geotérmica, lo que permite reducir la dependencia de combustibles fósiles y fortalecer la seguridad energética en la región (BID, 2022).

La integración energética entre estos países es esencial para optimizar sus recursos y garantizar un abastecimiento eficiente. Iniciativas como el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) buscan consolidar la cooperación energética mediante la interconexión de las redes eléctricas de Ecuador, Colombia y Perú, facilitando el intercambio de excedentes y fortaleciendo la seguridad del suministro (Alzamora, 2017). Uno de los principales desafíos para esta integración es el desarrollo de infraestructura de transmisión eficiente que permita transportar energía de manera segura y confiable. La construcción de redes de transmisión de 500 kV y la implementación de tecnologías avanzadas contribuirán a mejorar la capacidad de transferencia energética y garantizar su estabilidad (BEI, 2023). Además, es esencial una cooperación política sólida bajo marcos regulatorios como los promovidos por la Comunidad Andina (CAN), que regulan la exportación e importación de electricidad bajo criterios de transparencia y competitividad (Levy, Tejeda Ricardez y Di Chiara, 2020).

La regulación del mercado energético andino ha evolucionado progresivamente. En 2002, la Decisión CAN 536 estableció las bases para el comercio de electricidad entre los países miembros. Sin embargo, debido a restricciones técnicas y regulatorias, en 2009 se aprobó la Decisión CAN 720, que permitió mejorar el marco transitorio de comercialización de energía entre Ecuador y Colombia, sentando las bases para una futura interconexión con Perú (Levy, Tejeda Ricardez y Di Chiara, 2020). En 2011, la Decisión CAN 757 introdujo nuevas reglas sobre exportación de energía y mecanismos de asignación de rentas de congestión, promoviendo una distribución equitativa de los beneficios de la integración (Alzamora, 2017). En 2017, la Decisión CAN 816 estableció un marco normativo actualizado que permitió la realización de transacciones de energía a corto plazo, priorizando el abastecimiento interno de cada país. Además, fortaleció la coordinación entre los sistemas eléctricos nacionales, optimizando el uso de excedentes energéticos y asegurando mayor estabilidad en el suministro (BEI, 2023).

Antes de analizar en detalle la situación energética de cada país, es fundamental comprender el estado actual de sus sistemas de generación y la demanda energética que deben cubrir. Según el Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024, publicado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la demanda energética de Colombia, Perú y Ecuador en el año 2023 presenta variaciones significativas en función de sus necesidades económicas y demográficas. Colombia registró la mayor demanda con 75.000 GWh, reflejando su elevado consumo industrial y poblacional. Perú alcanzó los 55.000 GWh, evidenciando un crecimiento sostenido en su consumo energético, impulsado por la diversificación de su matriz energética y el desarrollo del sector productivo. Ecuador presentó la menor demanda con 30.186 GWh, lo que responde a su menor tamaño de mercado energético y a la alta participación de fuentes renovables en su generación. Estas cifras reflejan no solo las diferencias en la estructura industrial de cada país, sino también su dependencia de fuentes de energía convencionales y renovables (OLADE, 2024).

La Figura 1 presenta la capacidad de generación eléctrica instalada. En este contexto, Colombia lidera con 17.744,02 MW, donde el 67,25% proviene de generación hidroeléctrica, consolidándose como su principal fuente de energía. Perú, con una capacidad instalada de 15.220,51 MW, depende en mayor medida de la generación termoeléctrica no renovable, que representa el 58,62% de su matriz energética. Finalmente, Ecuador cuenta con 8.864,37 MW, con una marcada participación de la energía hidroeléctrica (58,56%), lo que ha permitido reducir su dependencia de combustibles fósiles. Estas diferencias en la estructura de generación reflejan las estrategias adoptadas por cada país para satisfacer su demanda y asegurar la estabilidad del suministro eléctrico. Mientras Ecuador y Colombia dependen en gran medida de la hidroelectricidad, Perú ha priorizado la generación termoeléctrica, destacando la importancia de la diversificación energética en la región (OLADE, 2024).

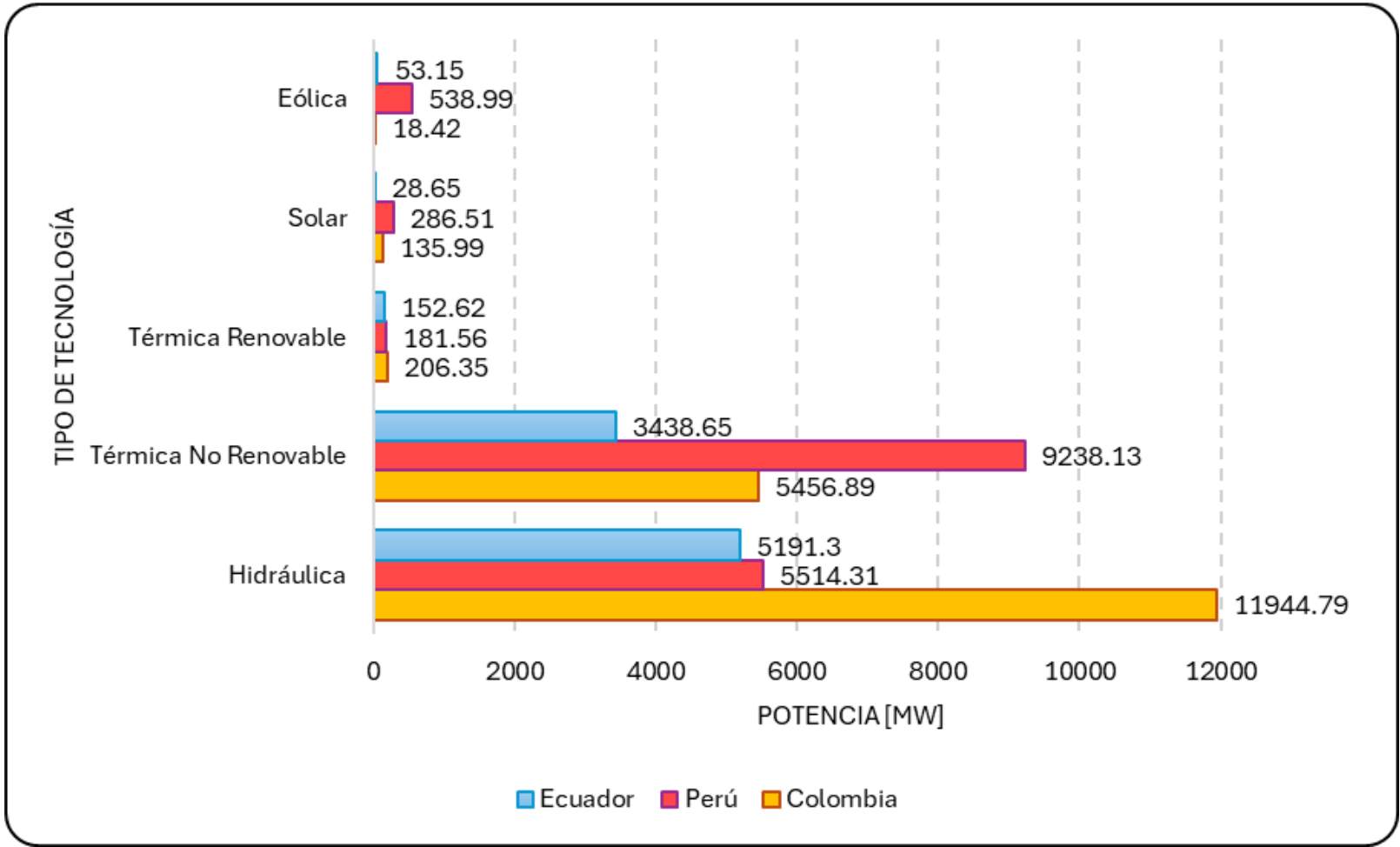


FIGURA 1
Capacidad de generación eléctrica instalada por país al año 2022
OLADE (2024)

En Ecuador, la generación de electricidad depende en gran medida de la energía hidroeléctrica (Figura 2), gracias a la disponibilidad de ríos caudalosos y una infraestructura consolidada. Sin embargo, la variabilidad climática y los cambios en los patrones hidrológicos han impulsado al país a diversificar su matriz energética mediante el desarrollo de proyectos solares y eólicos, con el objetivo de garantizar un suministro más estable y reducir su dependencia de una sola fuente.

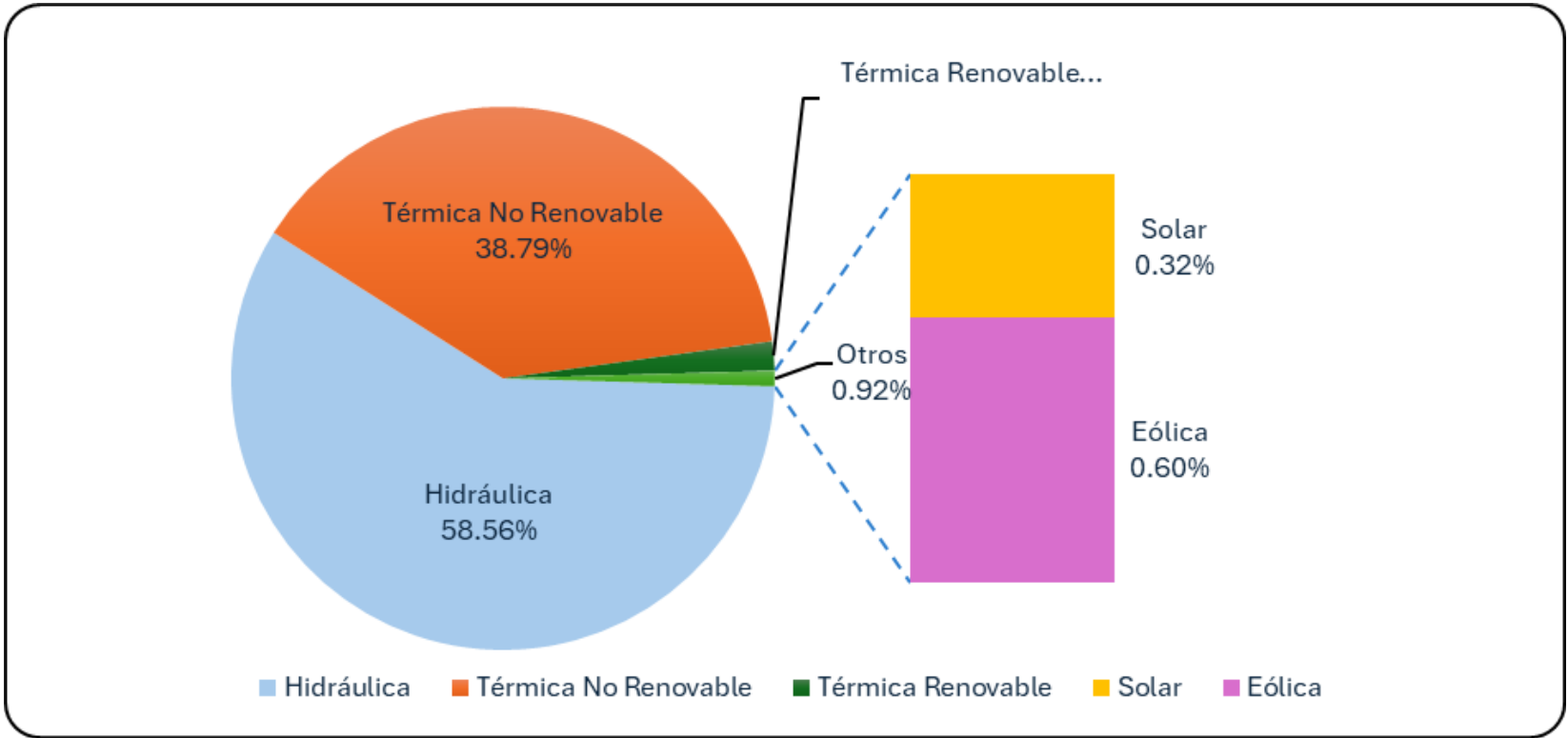


FIGURA 2
Capacidad instalada de generación eléctrica en Ecuador (MW) 2022
OLADE (2024)

De acuerdo con la Figura 3, en Colombia, la hidroelectricidad sigue siendo una de las principales fuentes de generación eléctrica, pero el país ha comenzado a desarrollar con mayor intensidad proyectos de energía eólica, particularmente en La Guajira, donde las condiciones del viento permiten una generación eficiente y sostenida. Esta estrategia busca mejorar la estabilidad del sistema eléctrico y reducir la vulnerabilidad ante eventos climáticos extremos.

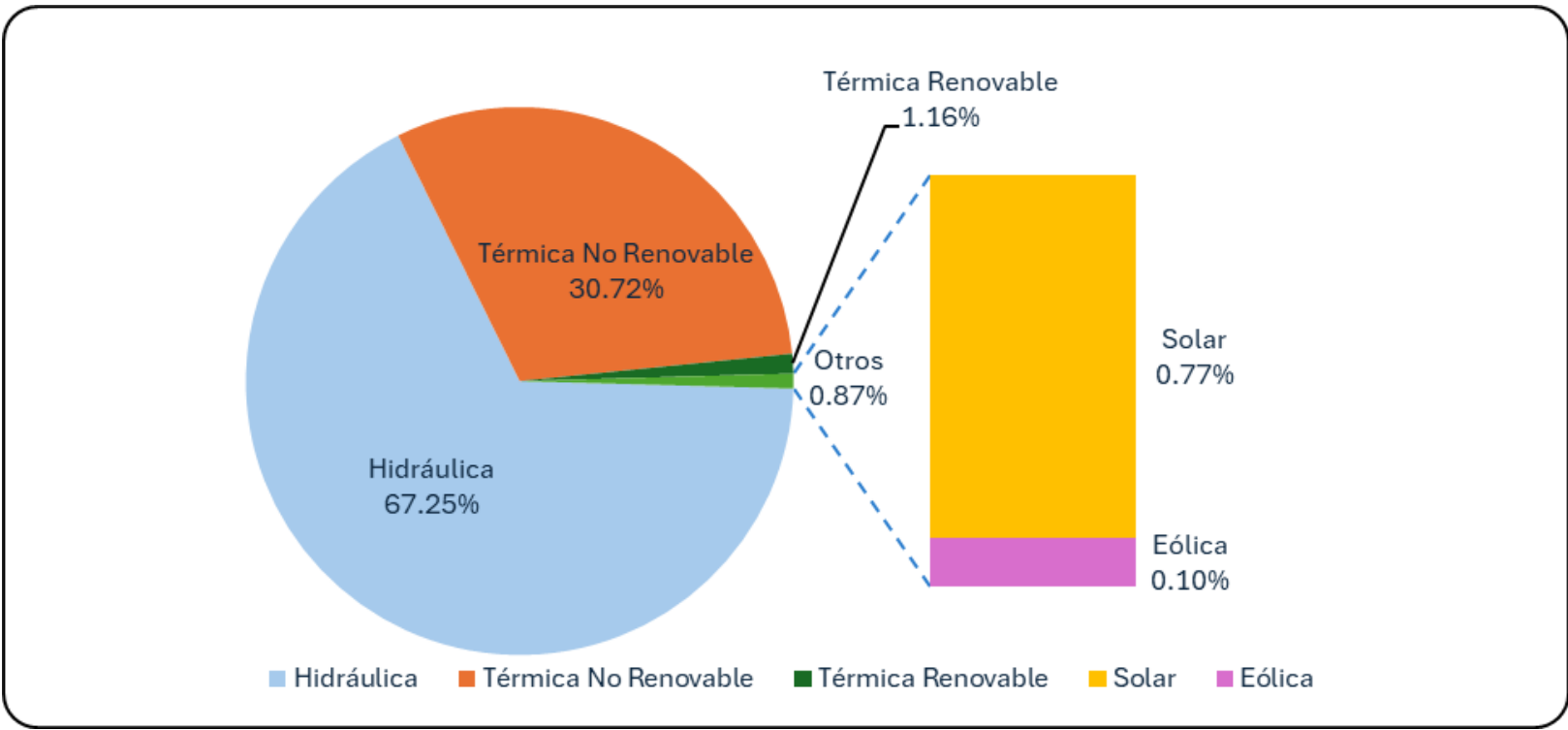


FIGURA 3
Capacidad instalada de generación eléctrica en Colombia (MW) 2022
OLADE (2024)

Por su parte, Perú, ha avanzado en la diversificación de su matriz energética, aprovechando su gran potencial solar en el sur del país y sus recursos eólicos en la costa. La implementación de políticas de incentivo ha fomentado la inversión en energías renovables no convencionales, promoviendo un crecimiento sostenible del sector energético. (Figura 4)

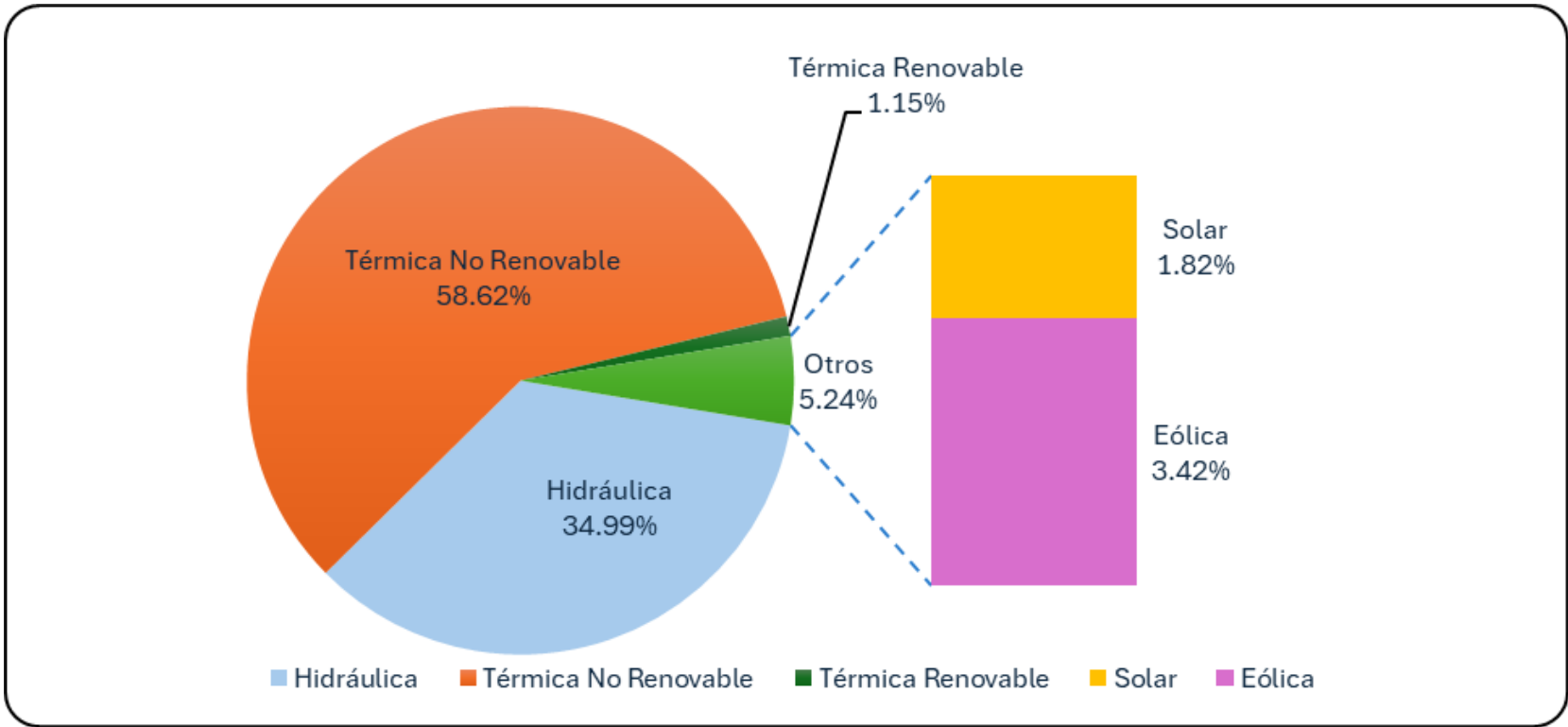


FIGURA 4
Capacidad instalada de generación eléctrica en Perú (MW) 2022
OLADE (2024)

Renovables en Ecuador

La hidroelectricidad es la principal fuente de generación eléctrica en Ecuador, representando aproximadamente el 80% de la demanda anual del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en condiciones hidrológicas normales. Según estudios realizados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), el país cuenta con un potencial hidroenergético superior a 24.896 MW, considerando únicamente proyectos de más de 5 MW (MERNNR, 2024). De acuerdo con el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, entre 2026 y 2028 se prevé la incorporación de 527 MW adicionales al sistema, mientras que entre 2030 y 2032 se espera la entrada en operación de dos grandes proyectos: Cardenillo (596 MW) y Santiago (2.400 MW), ubicados en las provincias de Azuay y Morona Santiago.

El potencial eólico del Ecuador ha sido evaluado en aproximadamente 500 MW, con una concentración significativa en la región Sierra y en ciertas zonas de la región Costa, particularmente en las provincias de Manabí y Guayas (Corporación Eléctrica del Ecuador, 2024). De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la densidad de potencia eólica en Ecuador es, en su mayoría, inferior a 260 W/m², lo que limita el desarrollo de parques eólicos de gran escala, que usualmente requieren densidades superiores a 400 W/m² (IRENA, 2023).

Sin embargo, estudios realizados por Cárdenas *et al.* (2018) sobre la integración de energía eólica en el SNI han evaluado escenarios con penetraciones de 200 MW, 500 MW y 800 MW, demostrando que un incremento significativo en la capacidad instalada podría afectar la confiabilidad del sistema eléctrico. En el escenario de 200 MW, la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) se mantuvo en niveles aceptables, aunque con una ligera reducción en la confiabilidad general. Para 500 MW, la LOLP aumentó considerablemente, comprometiendo la estabilidad del sistema.

En el escenario de 800 MW, la LOLP superó el umbral recomendado por la North American Electric Reliability Corporation (NERC), alcanzando valores que podrían resultar en una pérdida de carga de un día cada 10 años. En consecuencia, el estudio recomienda limitar la penetración eólica a un máximo de 150 MW para mantener un nivel de confiabilidad adecuado.

En el caso de la energía solar, Ecuador ha identificado zonas con alto potencial para el desarrollo de plantas fotovoltaicas, cubriendo aproximadamente el 3% del territorio nacional. El análisis del recurso solar muestra que las mejores condiciones se encuentran en el callejón interandino, así como en regiones del centro y sur del país (MERNNR, 2024). Gracias a una cooperación técnica de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD), CELEC EP ha estudiado en mayor detalle este potencial y ha estructurado un portafolio de proyectos que totalizan 1.000 MWp. No obstante, la infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) presenta restricciones que limitan la viabilidad de algunos proyectos, lo que requiere una planificación estratégica para la expansión de la red de transmisión y facilitar la integración de generación solar.

El Plan Maestro de Electricidad 2023-2032 estima que entre 2025 y 2028 se integrarán 1.018 MW de capacidad fotovoltaica, destacando el proyecto El Aromo (200 MW), ubicado en Manabí, como el más representativo de esta expansión.

En cuanto a la energía de biomasa, el (Esin Consultora S.A., 2014) identificó un potencial bruto de 1.000 MW, derivado del aprovechamiento de residuos agroindustriales, pecuarios y forestales, estimando una disponibilidad cercana a los 18 millones de toneladas (Esin Consultora S.A., 2014). Posteriormente, un estudio más detallado realizado con financiamiento del GEF-BID y la Fundación Bariloche (2019) determinó que la palma africana y la cascarilla de arroz son las fuentes de biomasa más abundantes en Ecuador, con un potencial instalable superior a 100 MW, concentrado en la región Costa en plantas de 5 a 15 MW.

Según proyecciones de (IRENA, 2023), el Ecuador posee un potencial de biomasa de 10,5 tC/ha/año, casi tres veces superior al promedio mundial. Sin embargo, el alto costo de inversión inicial sigue siendo una barrera significativa para el desarrollo de proyectos a gran escala en este sector.

La energía geotérmica en Ecuador ha sido objeto de estudios desde la década de 1980, cuando el ex-INECEL identificó más de 20 sitios con potencial para generación eléctrica, estimando una capacidad total superior a 900 MW (MERNNR, 2024). En 2010, CELEC EP, con apoyo del Gobierno de Japón (JICA), inició el desarrollo de proyectos geotérmicos, destacando el proyecto Chachimbiro (50 MW) en Imbabura, el cual ya cuenta con perforaciones exploratorias que han confirmado su viabilidad, proyectándose su entrada en operación para 2029.

Investigaciones recientes han identificado nuevas áreas con alto potencial geotérmico, particularmente en las provincias de Chimborazo y Manabí. Uno de los prospectos más prometedores es Chalpatán, Carchi, donde un estudio inicial determinó una temperatura de 74° a 137°C con un volumen estimado de agua caliente de 1850 Hm³. Sin embargo, estudios posteriores de Betancourt Noroña y Guardado de Morán (2019) han indicado que Chalpatán podría alcanzar temperaturas entre 150°C y 200°C a profundidades accesibles, lo que permitiría la viabilidad de una planta de generación de ciclo binario o vapor seco.

Renovables en Perú

Perú cuenta con 113 cuencas y 16 intercuencas, distribuidas en tres vertientes principales: Pacífico, Atlántico y Lago Titicaca. Estas vertientes presentan características hidrológicas distintas. La vertiente del Atlántico dispone de abundantes recursos hídricos con una demanda relativamente baja, mientras que la vertiente del Pacífico, que abastece a la mayor parte de la población, enfrenta un alto consumo y restricciones en el escurrimiento superficial. Esta diversidad de cuencas le otorga al país un gran potencial para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos capaces de satisfacer tanto las necesidades de la población como las del sector energético (Schmerler *et al.*, 2019).

Para fomentar la inversión en este sector, el gobierno peruano introdujo el concepto de Potencial Hidroeléctrico Técnico, que evalúa el recurso hídrico en términos técnico-económicos. Se distingue entre el potencial técnico excluido, que comprende áreas protegidas y zonas de amortiguamiento donde no es viable la construcción de represas, y el potencial hidroeléctrico aprovechable, estimado en 69.445 MW, de los cuales el 87% proviene de la vertiente Atlántica (Schmerler *et al.*, 2019).

Entre 2016 y 2017, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) llevó a cabo estudios en las cuencas de Ucayali, Amazonas, Apurímac, Madre de Dios, Purus, Grande, Chilli, Tambo y Titicaca, identificando 1.013 proyectos hidroeléctricos potenciales, de los cuales 15 son grandes proyectos con una capacidad total de 3.791 MW distribuidos en ocho regiones. Además, se priorizaron 100 proyectos hidroeléctricos prometedores, donde 65 tienen una capacidad menor o igual a 20 MW, lo que sugiere una preferencia por proyectos de pequeña y mediana escala, especialmente para la electrificación rural (Schmerler *et al.*, 2019).

El potencial eólico de Perú se concentra en la costa, con velocidades de viento que varían entre 6 y 12 m/s a 100 metros de altura, destacando regiones como Piura, Lambayeque, La Libertad, Áncash, Ica y Arequipa. En la sierra, Cajamarca presenta condiciones similares a las zonas costeras, mientras que, en la selva, el potencial es menor debido a las bajas velocidades del viento (IRENA, 2023).

La capacidad instalada de energía eólica en Perú ha aumentado con proyectos como Wayra I (132,3 MW), y se espera que para 2028 se sumen 10.782,1 MW al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Se prevé una incorporación progresiva a partir de 2024, con 2.607 MW, aumentando a 3.698,2 MW en 2026, lo que refleja un crecimiento sostenido de la participación eólica en la matriz energética del país (Schmerler *et al.*, 2024).

El potencial solar en Perú es considerable debido a su proximidad a la línea ecuatorial, lo que proporciona una elevada radiación solar anual. Regiones como Arequipa, Moquegua y Tacna presentan valores de irradiación horizontal global entre 6,8 y 7 kWh/m² y de irradiación normal directa entre 7,5 y 8,5 kWh/m². Según las proyecciones de Osinergmin, se espera que hasta 2028 se agreguen 15.102,9 MW de capacidad fotovoltaica al SEIN, consolidando a la energía solar como una de las principales fuentes renovables del país (Schmerler *et al.*, 2024).

En el ámbito de la energía de biomasa, Perú produce anualmente 31 millones de toneladas de residuos agrícolas, la mayoría de los cuales no se aprovechan y terminan siendo quemados o abandonados. Se ha identificado que 13 tipos de cultivos generan residuos suficientes para la producción de electricidad, representando un importante recurso energético aún sin explotar (Schmerler *et al.*, 2019).

Las regiones con mayor disponibilidad de biomasa varían según los cultivos predominantes. Lima, Lambayeque y Loreto cuentan con abundantes residuos de caña de azúcar, mientras que, en Amazonas, Puno y Tacna, los desechos de arroz ofrecen un potencial energético considerable. En la selva, regiones como Loreto y San Martín disponen de grandes cantidades de residuos provenientes de la palma africana, la caña de azúcar y el arroz, lo que refuerza el potencial de esta fuente de energía renovable en el país (IRENA, 2023).

El potencial geotérmico de Perú se encuentra principalmente en la región del Eje Volcánico Sur, que abarca Arequipa, Moquegua y Tacna, y representa más de la mitad del potencial geotérmico total del país. Los estudios iniciados en la década de 1970 han estimado un potencial de hasta 2.860 MW, distribuido en seis regiones geotérmicas principales: Cajamarca - La Libertad, Callejón de Huaylas, Churín, Central, Eje Volcánico Sur, Cusco – Puno.

Las primeras cuatro regiones incluyen aguas termales con gradientes geotérmicos de origen meteórico, mientras que las manifestaciones geotérmicas del sur del país tienen origen volcánico, lo que las hace especialmente adecuadas para la generación de electricidad (Schmerler *et al.*, 2019).

En el sur, la región de Churín presenta temperaturas geotérmicas de entre 74° y 137°C, mientras que el Eje Volcánico Sur y la zona de Cusco-Puno muestran temperaturas más elevadas, alcanzando entre 150°C y 200°C, lo que permitiría la viabilidad de proyectos de generación eléctrica mediante plantas de ciclo binario o vapor seco. La alta actividad geotérmica en esta región posiciona a Perú como un candidato potencial para la explotación de energía geotérmica en América Latina (Pinedo Mines y Ramírez Pintado, 2015).

Renovables en Colombia

Colombia cuenta con una capacidad instalada de generación eléctrica de aproximadamente 18.000 MW, de los cuales más de 11.000 MW (alrededor del 67%) corresponden a plantas hidroeléctricas. Estas generan entre el 70% y el 80% de la electricidad del país, destacándose represas como Guavio (1.213 MW), San Carlos (1.240 MW) y la futura Hidroituango (2.400 MW), que una vez completada, se convertirá en la mayor planta hidroeléctrica del país (UPME, 2015a)

El potencial hidroenergético colombiano se distribuye en distintas regiones, con una capacidad total proyectada de 56.187 MW. Las subzonas hidrográficas con mayor potencial incluyen las cuencas del Magdalena-Cauca, Orinoco y Amazonas, donde la disponibilidad de recursos hídricos favorece el desarrollo de nuevas centrales (UPME, 2015a). Sin embargo, el crecimiento de la generación hidroeléctrica en el país no contempla una expansión basada en grandes centrales más allá de Hidroituango. Según proyecciones, para 2052 la capacidad hidroeléctrica instalada alcanzará 15.077 MW, lo que representa un aumento moderado respecto a la capacidad actual de 12.000 MW, con solo 3.000 MW adicionales previstos (UPME, 2023)

La energía eólica en Colombia ha ganado protagonismo, especialmente en la región de La Guajira, que cuenta con una de las velocidades de viento más altas de América Latina, oscilando entre 8 y 12 m/s. El país tiene un potencial eólico estimado en más de 50.000 MW, lo que permitiría diversificar su matriz energética y reducir su dependencia de la hidroeléctrica (IRENA, 2023).

Desde la implementación de la Ley 1715 de 2014, que estableció incentivos para energías renovables no convencionales, el sector eólico ha experimentado un crecimiento gradual. Se esperaba que para 2023 la capacidad instalada alcance 1.200 MW, con proyectos emblemáticos como el Parque Eólico Jepírachi, el primero en operación comercial en el país, y nuevos desarrollos como El Viento. Las proyecciones indican que para 2052, Colombia contará con 7.822 MW de capacidad eólica terrestre (onshore) y 1.500 MW de capacidad eólica marina (offshore), lo que representa un crecimiento 500 veces superior respecto a los niveles actuales (UPME, 2023).

En el ámbito de la energía solar, Colombia presenta altos niveles de irradiación debido a su ubicación ecuatorial, con valores promedio de 4 a 6 kWh/m² por día en regiones como La Guajira y los Llanos Orientales (Schmerler *et al.*, 2019). Este potencial ha impulsado el desarrollo de proyectos solares a gran escala, promovidos por políticas recientes.

Desde la promulgación de la Ley 1715 en 2014, se han establecido incentivos fiscales y financieros para facilitar el crecimiento de la energía solar en el país. Aunque en 2018 la capacidad instalada era inferior a 50 MW, el sector ha experimentado un crecimiento acelerado, alcanzando 294 MW y se tenía expectativas de superar 1.500 MW para 2023. Para 2030, el gobierno colombiano planea alcanzar una capacidad instalada de 4.500 MW, y para 2052, se prevé una expansión a 16.627 MW, representando el 24% de la capacidad total del sistema eléctrico colombiano (IRENA, 2023).

La comparación del potencial solar de Colombia con el de Ecuador y Perú muestra que el país posee un recurso superior, lo que justifica su plan de incrementar en 50 veces su capacidad instalada de 2022 a 2052, consolidando la energía solar como un pilar clave en la transición energética nacional (UPME, 2023).

En cuanto a la energía de biomasa, Colombia cuenta con un potencial estimado de 3.000 MW, aunque la capacidad instalada actual es de solo 275 MW, lo que refleja una oportunidad significativa para su expansión (UPME, 2015b).

Los sectores agrícolas y ganaderos representan las principales fuentes de biomasa en el país. Colombia, como uno de los mayores productores de café, caña de azúcar y palma de aceite, genera grandes volúmenes de residuos aprovechables. Por ejemplo, se estima que la producción de caña de azúcar genera más de 10 millones de toneladas de bagazo al año, que puede utilizarse para generación térmica. Asimismo, la producción de biogás a partir de estiércol bovino tiene un gran potencial, con 1,7 millones de toneladas de estiércol generadas anualmente (IRENA, 2023).

El Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia, desarrollado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), estima que la biomasa podría alcanzar una capacidad energética de 12.000 MWh por año. La zona norte y centro del país poseen la mayor contribución de residuos agrícolas, con hasta 46,000 hectáreas cosechadas anualmente. No obstante, el desarrollo de la biomasa enfrenta retos significativos, como la falta de incentivos económicos y la necesidad de infraestructura adecuada para la recolección y transformación de residuos (UPME, 2015b).

En el campo de la energía geotérmica, Colombia posee un potencial estimado de hasta 1.182 MW, con zonas volcánicas de alta entalpía, como Los Nevados y el Nevado del Ruiz (Duque Escobar, 2022). A pesar de este recurso, el país aún no cuenta con plantas geotérmicas comerciales, aunque se están desarrollando proyectos piloto para evaluar su viabilidad.

Uno de los primeros desarrollos en esta área es el proyecto piloto de Campo Maracas, ubicado en Casanare, que utiliza pozos petroleros en desuso para generar 700 kWh al mes, con una capacidad instalada de 100 kW. Este proyecto, con una inversión de 1,05 millones de dólares, busca demostrar la viabilidad de la generación geotérmica a partir de infraestructura petrolera existente, reduciendo costos y optimizando el aprovechamiento de los recursos térmicos (Matiz-León *et al.*, 2022).

Otro desarrollo clave es el proyecto de Apiay, en Meta, operado por Ecopetrol, con una capacidad proyectada de 200 kW para autoconsumo. Este proyecto pretende establecer un modelo de generación híbrido, utilizando más de 100 pozos en la zona para la extracción de hidrocarburos y la generación de energía limpia. La alta actividad geotérmica en Colombia, especialmente en volcanes como Azufral, Paramillo de Santa Rosa, Nevado del Ruiz, Puracé y Chiles-Cerro Negro, sugiere que la exploración de estos recursos podría llevar a una expansión significativa de la generación geotérmica en el futuro (Matiz-León *et al.*, 2022).

Sistema de Transmisión Actual entre Ecuador, Perú y Colombia

Actualmente, las interconexiones eléctricas entre Ecuador, Perú y Colombia desempeñan un papel fundamental en la estabilidad y seguridad del suministro energético regional. Entre las conexiones más relevantes se encuentran la línea de transmisión de 230 kV que enlaza las subestaciones Tulcán (Ecuador) y Panamericana (Colombia), así como la línea de 230 kV entre Machala (Ecuador) y Zorritos (Perú). Estas infraestructuras permiten el intercambio energético en situaciones de emergencia y la respuesta ante fluctuaciones de demanda (Alzamora, 2017).

Las principales interconexiones de Ecuador con Colombia y Perú se detallan a continuación:

Interconexión Ecuador – Colombia (138 kV): Línea de transmisión de 138 kV que conecta las subestaciones de Tulcán (Ecuador) y Panamericana (Colombia). Tiene una capacidad de 38 MW, una longitud de 15,5 km y opera en modo radial.

Interconexión Ecuador – Colombia (230 kV): Dos líneas de transmisión de doble circuito, con una longitud total de 270.70 km, que conectan las subestaciones de Pimampiro (Ecuador) y Jamondino (Colombia), permitiendo un intercambio energético de hasta 450 MW (Unidad de Planeación Minero-Energética de Colombia UPME, 2019).

Interconexión Ecuador – Perú (230 kV): Línea de transmisión de doble circuito con una longitud de 110 km, que conecta las subestaciones de Machala (Ecuador) y Zorritos (Perú), con una capacidad de intercambio de hasta 60 MW (COES, 2024).

Modelo de Transmisión Propuesto entre Ecuador, Perú y Colombia

Los planes de expansión del sistema de transmisión eléctrica en Ecuador, Colombia y Perú incluyen proyectos estratégicos para fortalecer la interconexión regional en los próximos años. Este modelo tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica de las infraestructuras proyectadas, las capacidades de transferencia, así como las implicaciones operativas y regulatorias. Asimismo, se consideran las acciones necesarias para garantizar la eficiencia y estabilidad de la red eléctrica interconectada (UPME, 2024).

Interconexión entre Colombia y Ecuador

En el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032 de Ecuador, no se ha incluido un proyecto específico de reforzamiento de la red de transmisión con Colombia. Sin embargo, el Plan de Expansión de Referencia de Transmisión 2019-2033 de Colombia contempla la interconexión con Ecuador mediante una línea de transmisión de 500 kV, conectada a la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (UPME, 2022).

El sistema de transmisión proyectado para 2031 en Colombia considera la implementación de infraestructura de extra alto voltaje (500 kV) para optimizar el flujo energético entre ambos países. Esta nueva interconexión fortalecería la estabilidad del sistema eléctrico, reduciría las pérdidas de transmisión y facilitaría el intercambio de excedentes energéticos, promoviendo una mayor integración energética regional (UPME, 2024).

De acuerdo con las Figuras 5 y 6, las cuales presentan, respectivamente, una representación y el diagrama unifilar del Sistema Nacional de Transmisión de Colombia con visión al año 2031, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) está evaluando una nueva línea estratégica de transmisión a 500 kV. Esta línea propuesta en análisis tiene el objetivo crucial de interconectar la subestación Jamondino (Colombia) con la subestación Coca Codo (Ecuador). Si esta infraestructura se materializa en los próximos años, representará un fortalecimiento sustancial de la interconexión binacional y permitirá un aumento significativo en la capacidad de transferencia energética, lo que optimizará el flujo de importaciones y exportaciones de electricidad entre ambos países.

Bajo este escenario, tanto el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) en Ecuador como la Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM) en Colombia deben desarrollar nuevas estrategias de contingencia N-1 que consideren esta nueva topología eléctrica. La implementación de un PSS adecuado permitiría un ajuste automático del control de generación, mejorando la estabilidad del sistema y minimizando los efectos de las oscilaciones inter-área (UPME, 2024).

Interconexión de 500 kV entre Ecuador y Perú

Actualmente, la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú a 230 kV no ha logrado facilitar un intercambio significativo de energía debido a problemas de confiabilidad en ambos sistemas. La infraestructura actual no opera a plena capacidad debido a su funcionamiento asincrónico, ya que los enlaces internacionales entre ambos países cubren grandes distancias, y la topología radial de sus sistemas eléctricos impide una operación sincrónica eficiente (MEM, 2024).

Para solucionar esta problemática, Ecuador y Perú han suscrito un acuerdo binacional para la construcción de una interconexión de 500 kV, un paso fundamental para fortalecer la integración energética y mejorar la estabilidad del suministro en ambos países (COES, 2024).

Como se muestra en la Figura 7, la nueva interconexión de 500 kV contempla varias secciones de líneas de transmisión, diseñadas para garantizar una conexión robusta y eficiente entre Ecuador y Perú:

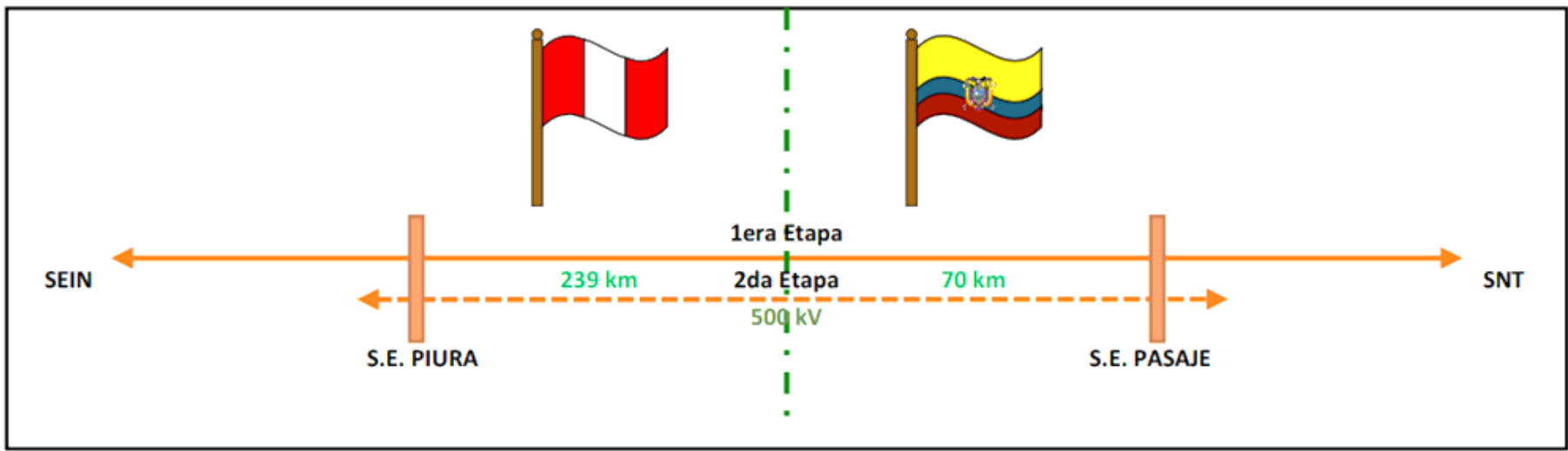


FIGURA 7
Esquemático de la Interconexión Ecuador - Perú 500 kV (I y II etapa)
COES (2024)

Infraestructura en Ecuador:

Tramo 1: Subestación Chorrillos – Pasaje, con una extensión de 210,5 km.

Tramo 2: Subestación Pasaje – Frontera, con 73,9 km.

La operación y gestión de esta infraestructura estará a cargo de CELEC EP, a través de su Unidad de Negocio Transelectric.

Infraestructura en Perú:

Tramo 1: Subestación Piura Nueva – Frontera, con una longitud de 263,7 km.

Tramo 2: Subestación Piura Nueva – La Niña, con 87 km.

La construcción y operación de esta infraestructura estará concesionada al sector privado.

Como medida de seguridad energética, se proyecta la conexión de dos líneas de respaldo de 230 kV desde la subestación Pasaje hacia una línea de transmisión existente. Estas líneas, con longitudes de 0,87 km y 0,67 km, permitirán asegurar un flujo alternativo de electricidad en caso de desabastecimiento o fallas en la red principal, garantizando la continuidad del suministro eléctrico en ambos países (MEM, 2024).

La primera etapa del proyecto de interconexión de 500 kV entre Ecuador y Perú se prevé que entre en servicio en 2026, con la puesta en operación de un circuito en la línea de transmisión (LT) 500 kV Piura Nueva - Frontera. La capacidad de intercambio eléctrico entre ambos países fue definida en un estudio técnico realizado en 2019 por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) de Ecuador y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) de Perú (COES, 2024). Según este estudio, las máximas transferencias de energía proyectadas en esta fase son:

De Ecuador a Perú: hasta 600 MW.

De Perú a Ecuador: hasta 650 MW.

En una segunda fase, con la implementación del enlace Centro Norte de 500 kV en el lado peruano, que incluye los proyectos de transmisión Huánuco - Tocache - Celendín y Celendín - Piura, se espera un incremento significativo en la capacidad de transferencia, alcanzando los siguientes valores:

De Ecuador a Perú: hasta 1.500 MW.
De Perú a Ecuador: hasta 1.100 MW.

A futuro, con el avance de la segunda etapa de la interconexión, que contempla la instalación de un segundo circuito en la LT 500 kV Piura Nueva - Frontera, se proyecta una mayor estabilidad y confiabilidad en el flujo de energía. Aunque esta fase aún no cuenta con un cronograma definido, su implementación proporcionará redundancia en la línea Piura - Pasaje, lo que optimizará la seguridad del sistema eléctrico interconectado. Con esta ampliación, se espera alcanzar los siguientes valores de intercambio energético:

De Ecuador a Perú: hasta 2.200 MW.
De Perú a Ecuador: hasta 2.200 MW.

Esta expansión permitirá un flujo de energía más robusto y eficiente entre ambos países, facilitando la integración de energías renovables y fortaleciendo la seguridad energética de la región andina.

Impacto ambiental y sostenibilidad a largo plazo de la interconexión

La interconexión eléctrica entre Ecuador, Colombia y Perú tiene un impacto significativo en términos de sostenibilidad y reducción de la huella ambiental. Una de sus principales ventajas es la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al facilitar el intercambio de electricidad entre los países y priorizar el uso de energías renovables. La optimización de fuentes hidroeléctricas, eólicas y solares contribuirá a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, promoviendo una transición hacia una economía baja en carbono (BID, 2022).

El análisis de las fuentes de energía renovable en cada país muestra que Ecuador, Colombia y Perú han proyectado una expansión considerable en generación limpia. En este contexto, la interconexión permitirá aprovechar los excedentes energéticos mediante transacciones de electricidad a corto plazo, promoviendo una integración energética eficiente que impulse el cumplimiento de los compromisos climáticos internacionales (MEM, 2024).

No obstante, la construcción y operación de las líneas de transmisión presentan desafíos ambientales. Entre los principales impactos negativos destacan la deforestación y la alteración de ecosistemas, efectos directos de la instalación de esta infraestructura. Para mitigar estos riesgos, es fundamental la implementación de estudios de impacto ambiental (EIA) que permitan evaluar las afectaciones a la biodiversidad y a las comunidades locales. Medidas como reforestación, creación de corredores ecológicos y compensaciones ambientales pueden ayudar a minimizar los impactos negativos y garantizar una gestión sostenible de los recursos naturales (COES, 2024).

A largo plazo, la interconexión eléctrica también puede fomentar el desarrollo económico sostenible en las regiones afectadas. La mejora en el acceso a la energía incentivará inversiones en infraestructura, promoviendo el crecimiento económico, especialmente en zonas rurales. Además, una mayor confiabilidad en el suministro eléctrico favorecerá el desarrollo industrial, la generación de empleo y la mejora de la calidad de vida en las comunidades beneficiarias. Para maximizar estos efectos positivos, es crucial involucrar a la población local en la planificación y ejecución de los proyectos, asegurando el respeto de sus derechos y necesidades (BID, 2022).

En el contexto del cambio climático, la interconexión eléctrica mejorará la resiliencia del sistema energético, al permitir una mayor flexibilidad en la gestión de la variabilidad de la producción renovable. El intercambio de electricidad entre países permitirá equilibrar la oferta y la demanda de manera más eficiente, asegurando un suministro energético más estable y sostenible. Con una planificación adecuada y una gestión ambiental responsable, estas interconexiones representarán un paso clave hacia un modelo energético regional más sustentable.

Análisis económico de la interconexión entre países

Interconexión Ecuador - Perú en 500 kV

El análisis económico de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú confirma que el proyecto es viable y altamente beneficioso para ambas naciones. La Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) del tramo ecuatoriano alcanza el 33,2%, mientras que el Valor Actual Neto Económico (VANE) se estima en USD 271,3 millones. En términos globales, considerando ambos tramos, la TIRE conjunta es del 30,3%, con un VANE de USD 381 millones, lo que evidencia la solidez financiera del proyecto (BID, 2022).

Uno de los principales beneficios de esta interconexión es la posibilidad de operación en régimen sincrónico, lo que permitirá incrementar significativamente la capacidad de intercambio eléctrico. Actualmente, la interconexión funciona en modo asincrónico, lo que limita su capacidad de transmisión. Con la implementación del nuevo enlace en 500 kV, la capacidad de transferencia inicial será de 600 MW, con una posible expansión a 1.000 MW en el mediano plazo. Para 2032, se proyecta un intercambio energético de 3.891 GWh, con el 95% de los flujos provenientes de Ecuador hacia Perú (BID, 2022).

Interconexión Colombia - Ecuador en 500 kV

La posible interconexión de 500 kV entre Ecuador y Colombia cubriría una distancia de 270 km, con un costo estimado de construcción de USD 168,75 millones. Este cálculo se basa en un valor promedio de USD 625.000 por kilómetro para una línea de doble circuito con montaje inicial de un solo circuito, utilizando como referencia los costos de implementación de las líneas Chorrillos - Pasaje y Pasaje - Frontera (BID, 2022).

Desde un punto de vista económico, la interconexión de 500 kV permitiría un mayor flujo de energía entre Ecuador y Colombia, optimizando el uso de los recursos energéticos según la oferta y demanda de cada país. Esta infraestructura reduciría la dependencia en generación local durante picos de demanda y en situaciones de emergencia, permitiendo a ambos países importar y exportar electricidad de manera más económica y confiable (UPME, 2019).

Sin embargo, la viabilidad del proyecto depende de la disponibilidad de excedentes energéticos. Ecuador en los últimos dos años ha tenido periodos de racionamiento entre octubre a diciembre de 2023, en abril de 2024 y el último periodo de cortes de energía que vivió fue entre septiembre a diciembre de 2024 con racionamientos de energía de 4 hasta 14 horas diarias debido a la sequía extrema en sus cuencas hidrográficas y la falta de inversión en generación eléctrica que no se ha ido integrando según los planes de expansión. Al mismo tiempo, Colombia también atraviesa una crisis energética, con bajos caudales en sus ríos, afectando su capacidad de generación hidroeléctrica. Ante este contexto, la idea de una nueva interconexión de 500 kV entre ambos países no tendría viabilidad a corto plazo, ya que ninguno dispone de excedentes para la exportación de energía (COES, 2024).

Propuesta de Marco Normativo y Político

Análisis de la Decisión 816 de la Comunidad Andina (CAN)

La Decisión 816, aprobada el 24 de abril de 2017 por la Comunidad Andina (CAN), establece un Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos y el Intercambio Intracomunitario de Electricidad entre los países miembros. Esta normativa supranacional define dos etapas:

Etapas Transitoria: Durante esta fase, Ecuador, Colombia y Perú continuarán intercambiando electricidad bajo la normativa binacional de la Decisión 757.

Etapas Permanente: Una vez finalizados los reglamentos de la Decisión 816, se iniciarán transacciones de compra y venta de energía basadas en los excedentes de cada país, garantizando que la demanda interna sea cubierta antes de cualquier exportación.

La normativa contempla la creación del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), un espacio diseñado para facilitar el intercambio de excedentes de electricidad entre los países miembros de la Comunidad Andina. Este mercado permitirá transacciones energéticas basadas en criterios de oferta y demanda, estableciendo precios que reflejen los costos reales sin subsidios, promoviendo así una competencia justa. Las operaciones se programarán con un horizonte de hasta 24 horas y estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales.

Uno de los aspectos fundamentales de la Decisión 816 es el Despacho Económico Coordinado, que busca optimizar la gestión de los excedentes de electricidad a mínimo costo. Esta estrategia permite a los países coordinar sus sistemas eléctricos para mejorar la eficiencia del suministro. El despacho de energía se realizará en el Mercado del Día Anterior, donde los operadores nacionales suministrarán al Coordinador Regional la información necesaria para determinar las transacciones energéticas. Además, se podrán realizar ajustes en el Mercado Intradiario, lo que brindará flexibilidad para equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real.

Adicionalmente, la Decisión 816 define los aspectos operativos y comerciales de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) a través de dos reglamentos clave:

Reglamento Operativo, que establece las condiciones para el intercambio de electricidad.

Reglamento Comercial, que regula los procedimientos de facturación, liquidación y términos financieros de las transacciones.

Ambos serán desarrollados por el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) y exigirán que las transacciones cuenten con garantías financieras para cubrir su valor y mitigar riesgos.

Propuesta de cambios para la mejora del marco regulatorio

Para fortalecer el marco regulatorio de la Decisión 816, se proponen mejoras estratégicas que permitan una mayor flexibilidad y adaptación a los cambios tecnológicos, la optimización de costos en la transmisión, la creación de un fondo de inversión compartido, el desarrollo de un marco de resiliencia climática y la ampliación de garantías financieras. Estas propuestas buscan consolidar un mercado eléctrico regional más robusto, competitivo y sostenible, promoviendo la cooperación entre los países miembros.

a. Flexibilidad en la Regulación para Nuevas Tecnologías

Dado el avance acelerado de la tecnología en el sector energético, es esencial que la Decisión 816 contemple la integración de nuevas tecnologías y fuentes renovables. Actualmente, las redes eléctricas tradicionales presentan limitaciones para gestionar grandes volúmenes de generación intermitente, como la eólica y solar, lo que puede comprometer la estabilidad del sistema. La adopción de redes inteligentes (smart grids) facilitaría el monitoreo en tiempo real, mejorando la eficiencia operativa y permitiendo una respuesta ágil ante fluctuaciones en la oferta y demanda.

Asimismo, la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía, como baterías de gran capacidad, contribuiría a reducir la intermitencia de las energías renovables. Paralelamente, la implementación de mecanismos de respuesta a la demanda optimizaría el consumo eléctrico al incentivar a los usuarios a ajustar su uso de energía según la disponibilidad del sistema.

Para lograr estos objetivos, se proponen las siguientes políticas:

Incentivar la implementación de redes inteligentes para mejorar la eficiencia y el monitoreo en tiempo real del sistema eléctrico.

Promover el uso de almacenamiento energético mediante baterías de gran capacidad, garantizando un suministro estable en momentos de baja generación.

Desarrollar programas de respuesta a la demanda, permitiendo que los consumidores adapten su consumo energético según las necesidades del sistema, reduciendo costos y mejorando la estabilidad operativa.

b. Revisión y Optimización de los Peajes de Transmisión Internacional

El modelo actual de peajes de transmisión debe actualizarse para reflejar con mayor precisión los costos operativos y el uso real de la infraestructura. Actualmente, la Decisión 816 establece un peaje unitario sin ajustes periódicos, lo que limita la flexibilidad del sistema. Se recomienda una revisión bianual para considerar factores como mantenimiento, actualización tecnológica y eficiencia operativa.

Además, la implementación de un sistema escalonado de tarifas podría incentivar un mayor uso de la infraestructura de interconexión, permitiendo una recuperación justa de los costos y promoviendo el comercio energético transfronterizo.

Las políticas energéticas recomendadas incluyen:

Actualizar los peajes de transmisión cada dos años para reflejar cambios en costos de operación y mantenimiento.

Implementar un sistema de tarifas escalonadas, incentivando un mayor uso de la infraestructura con costos proporcionales al volumen de energía transmitida.

Garantizar la transparencia en la metodología de cálculo de peajes, evitando que las tarifas de transmisión se conviertan en una barrera para la integración energética regional.

c. Creación de un Fondo de Inversión para Infraestructura y Mantenimiento

Para garantizar el desarrollo y la operatividad sostenible de la red de interconexión, se propone la creación de un Fondo de Inversión Compartido que financie la construcción, modernización y mantenimiento de la infraestructura eléctrica. Este fondo podría ser gestionado por el Coordinador Regional o por una entidad independiente, y estaría financiado mediante contribuciones de los países miembros, apoyo de organismos internacionales como el BID y el Banco Mundial, y un pequeño porcentaje de cada transacción de energía realizada en el MAERCP.

Además, se fomentaría la participación de capital privado a través de alianzas público-privadas, optimizando la financiación y reduciendo la carga económica sobre los gobiernos.

Las políticas sugeridas incluyen:

Financiar el fondo con contribuciones de los países miembros, organismos internacionales y transacciones energéticas dentro del MAERCP.

Establecer incentivos para la inversión privada en el desarrollo de infraestructura a través de alianzas estratégicas.

Utilizar los recursos del fondo para mejorar la capacidad y resiliencia del sistema eléctrico, asegurando su sostenibilidad a largo plazo.

d. Gestión de Riesgos y Resiliencia Climática

El cambio climático está aumentando la frecuencia de fenómenos meteorológicos extremos, lo que hace imprescindible el desarrollo de un marco de resiliencia climática y gestión de riesgos dentro del sistema de interconexión eléctrica. Se recomienda la adopción de normas de construcción resistentes a eventos extremos y la implementación de protocolos de emergencia para una rápida recuperación ante interrupciones del suministro eléctrico.

Además, la creación de un seguro común cubriría los costos de reparación de infraestructuras afectadas por desastres naturales, financiado en parte por el Fondo de Inversión Compartido y las tarifas de uso de la red.

Las políticas clave incluyen:

Aplicar normas de construcción resistentes para infraestructura eléctrica, adaptadas a eventos climáticos extremos.

Desarrollar protocolos de emergencia regionales, coordinando la respuesta ante fallas en la red eléctrica.

Implementar un seguro común para infraestructuras compartidas, asegurando la recuperación rápida del sistema en caso de desastres.

e. Garantías Financieras y Cumplimiento Contractual

Para fortalecer la estabilidad del Mercado Andino Eléctrico Regional, se propone reforzar las garantías financieras y establecer un sistema de cumplimiento contractual más robusto. Actualmente, la Decisión 816 menciona garantías para las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), pero sin definir detalles específicos.

Se recomienda que cada transacción de gran escala cuente con garantías sólidas, como cartas de crédito o pólizas de seguro, asegurando el cumplimiento de los compromisos contractuales. Adicionalmente, se sugiere la creación de un sistema de arbitraje regional, facilitando la resolución de disputas de manera rápida y eficaz.

Las propuestas incluyen:

Garantías financieras obligatorias en transacciones energéticas de gran escala.

Creación de un tribunal de arbitraje energético regional para resolver disputas contractuales de manera eficiente.

Aplicación de sanciones económicas en casos de incumplimiento contractual, promoviendo la confianza en el mercado energético regional.

Propuesta de políticas energéticas para la mejora del marco regulatorio

Las políticas energéticas propuestas se resumen en los siguientes puntos:

a. Actualización y optimización de los peajes de transmisión internacional

Para garantizar la sostenibilidad y equidad en el intercambio energético entre los países, es esencial actualizar los peajes de transmisión con base en los costos operativos y de mantenimiento. Actualmente, la Decisión 816 establece un peaje unitario que no contempla ajustes regulares, lo que puede generar distorsiones en los costos de transmisión. Se recomienda:

Revisión bianual de los peajes para reflejar cambios en costos de operación y mantenimiento, asegurando tarifas justas y sostenibles.

Implementación de un sistema de tarifas escalonadas, donde los usuarios que utilicen mayores volúmenes de transmisión paguen una tarifa reducida por kilovatio adicional, fomentando el intercambio energético entre países.

Transparencia en la metodología de cálculo de peajes, garantizando competitividad y evitando que las tarifas de transmisión se conviertan en una barrera para el comercio de energía.

b. Creación de un fondo de inversión para infraestructura y mantenimiento

Para fortalecer la interconexión eléctrica y garantizar su operatividad a largo plazo, se propone la creación de un Fondo de Inversión Compartido para la construcción, modernización y mantenimiento de la infraestructura de transmisión. Este fondo:

Será financiado mediante contribuciones de los países miembros, apoyo de organismos internacionales como el BID y el Banco Mundial, y una fracción de cada transacción de electricidad realizada en el MAERCP.

Incentivará la participación de capital privado a través de alianzas público-privadas, reduciendo la presión financiera sobre los Estados.

Permitirá inversiones estratégicas en expansión y modernización de la red de transmisión, priorizando áreas críticas para la integración regional y asegurando una infraestructura operativa y resiliente.

c. Desarrollo de un marco de gestión de riesgos y resiliencia climática

Dado el incremento de eventos climáticos extremos debido al cambio climático, es esencial fortalecer la infraestructura de transmisión mediante un marco de resiliencia climática que:

Implemente normas de construcción resilientes, asegurando que las líneas y subestaciones cumplan con estándares de resistencia ante terremotos, tormentas y deslizamientos.

Establezca protocolos de emergencia regionales, con unidades de respuesta rápida para la recuperación de la red en caso de interrupciones.

Cree un seguro común para infraestructuras compartidas, con contribuciones proporcionales de cada país miembro para cubrir costos de reparación tras desastres naturales, garantizando la rápida reactivación del suministro eléctrico.

d. Fortalecimiento de garantías financieras y cumplimiento contractual

Para incrementar la estabilidad y confiabilidad del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), se requiere robustecer los mecanismos de garantías financieras y cumplimiento contractual mediante:

Garantías financieras obligatorias para transacciones de gran escala, como cartas de crédito, depósitos de garantía o seguros de cumplimiento, protegiendo a ambas partes en caso de incumplimiento.

Creación de un sistema de arbitraje regional, que resuelva disputas comerciales y contractuales de manera rápida y eficaz, evitando interrupciones en la operación del mercado.

Mecanismos de sanción y cumplimiento contractual, asegurando la integridad del mercado mediante multas económicas a operadores que incumplan compromisos, fomentando un entorno de confianza y estabilidad.

Sostenibilidad y Beneficios

El proyecto de interconexión eléctrica a 500 kV entre Colombia, Ecuador y Perú representa un avance significativo en la integración energética de la región andina, promoviendo un intercambio eficiente y sostenible de electricidad. Esta iniciativa no solo busca mejorar la estabilidad del suministro eléctrico y reducir costos operativos, sino también generar importantes beneficios sociales, económicos y ambientales. A continuación, se detallan los impactos positivos que la interconexión puede generar en la región.

Beneficios sociales

La interconexión eléctrica entre Colombia, Ecuador y Perú permitirá llevar energía limpia y estable a comunidades que, hasta ahora, han enfrentado condiciones de desigualdad energética. En muchas zonas rurales y vulnerables, el acceso a electricidad sigue siendo limitado, costoso o poco confiable, lo que afecta el bienestar y restringe oportunidades de desarrollo. Este proyecto busca transformar esa realidad al proporcionar una fuente de energía más accesible y confiable, promoviendo el desarrollo local y mejorando la calidad de vida.

Además, el fortalecimiento de la red eléctrica regional contribuirá a incrementar la seguridad y resiliencia energética en la región andina. Con una infraestructura más robusta, las comunidades de estos países estarán mejor preparadas para afrontar emergencias energéticas y responder ante fluctuaciones en la oferta y demanda de electricidad.

Los beneficios sociales específicos incluyen:

Acceso a energía limpia y asequible para comunidades vulnerables: La interconexión permitirá que zonas remotas accedan a electricidad a un menor costo y con mayor confiabilidad. Esto reducirá la dependencia de fuentes contaminantes como el diésel y facilitará el acceso a servicios esenciales como educación, salud y telecomunicaciones.

Fortalecimiento de la seguridad energética y resiliencia comunitaria: Al permitir el apoyo mutuo entre los sistemas eléctricos de los tres países, la interconexión minimizará interrupciones prolongadas y garantizará un suministro continuo de electricidad.

Generación de empleo y capacitación técnica: Durante la fase de construcción y operación, el proyecto generará oportunidades laborales en las comunidades locales. Además, se prevé la capacitación técnica en gestión de transmisión eléctrica, mejorando las competencias de la fuerza laboral y fomentando el desarrollo económico.

Beneficios económicos

Desde una perspectiva económica, la interconexión eléctrica entre Colombia, Ecuador y Perú reducirá los costos de operación y permitirá una gestión más eficiente de los recursos energéticos. Al facilitar el comercio de electricidad, la interconexión disminuirá la necesidad de construir nuevas plantas de generación, aprovechando las capacidades instaladas en cada país. En un contexto de creciente demanda energética y de transición hacia energías renovables, esta integración es clave para consolidar un sistema energético más competitivo y autosuficiente.

Adicionalmente, la estabilidad en el suministro y las tarifas eléctricas competitivas posicionarán a la región como un destino atractivo para la inversión extranjera. La interconexión no solo beneficiará a los operadores energéticos, sino también a los consumidores finales, quienes podrán acceder a energía más barata y confiable.

Los principales beneficios económicos incluyen:

Optimización de recursos y reducción de costos de generación: Al facilitar el flujo de electricidad desde regiones con excedentes de producción hacia zonas con déficit, la interconexión permitirá una mayor eficiencia en el uso de las plantas de generación. Esto reducirá la necesidad de nuevas instalaciones y disminuirá los costos de operación, beneficiando a los consumidores con tarifas más accesibles.

Atracción de inversiones y crecimiento económico regional: La estabilidad del suministro energético incentivará inversiones nacionales e internacionales en sectores con alto consumo de energía. Esto impulsará la generación de empleo, el incremento de ingresos fiscales y el fortalecimiento del mercado energético andino.

Incremento de la competitividad en la exportación de energía: Ecuador, Colombia y Perú podrán maximizar la venta de electricidad en épocas de excedentes, generando ingresos adicionales que podrán ser reinvertidos en la modernización de la infraestructura energética.

Beneficios ambientales

El proyecto de interconexión eléctrica a 500 kV entre Colombia, Ecuador y Perú ofrece múltiples beneficios ambientales, alineados con los objetivos de sostenibilidad de los países andinos y los compromisos internacionales en la lucha contra el cambio climático. Al aumentar la capacidad de transmisión de energía y fomentar la expansión de fuentes renovables, la interconexión permitirá una matriz energética más limpia y eficiente, reduciendo significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, el proyecto facilitará la exportación de electricidad limpia desde países con abundante generación renovable, como Ecuador y Colombia, hacia aquellos que aún dependen de combustibles fósiles. De este modo, se disminuirá la necesidad de generación térmica en zonas donde predominan estas fuentes energéticas, contribuyendo a la descarbonización del sector eléctrico.

Asimismo, la interconexión promueve el uso de tecnologías energéticas más sostenibles, protegiendo los recursos naturales y la biodiversidad de la región andina. La reducción de emisiones contaminantes tiene un impacto directo en la salud pública y en la calidad de vida de las personas, generando un entorno más limpio y seguro para las generaciones futuras.

Los beneficios ambientales más relevantes incluyen:

Reducción de emisiones de carbono y apoyo a la transición energética: La interconexión permitirá un mayor acceso a energía renovable (hidroeléctrica, solar y eólica), reemplazando progresivamente el uso de plantas térmicas que generan altos niveles de CO₂. Esto contribuirá a los objetivos internacionales de reducción de la huella de carbono y mitigación del cambio climático.

Fomento del uso eficiente de recursos naturales: Al facilitar el intercambio de energía entre países, se maximiza el aprovechamiento de fuentes renovables en la región, reduciendo la presión sobre los ecosistemas y optimizando el consumo de recursos energéticos.

Conservación de la biodiversidad y reducción de la contaminación local: Disminuir la dependencia de combustibles fósiles reducirá la contaminación del aire y el agua, beneficiando tanto a las comunidades locales como a los ecosistemas circundantes. Esto contribuirá a la protección de la biodiversidad en zonas sensibles y a la preservación de ecosistemas estratégicos en la región andina.

Evaluación de beneficios y riesgos asociados

El proyecto de interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú ha sido clasificado en Categoría A según la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardas (OP-703) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2022). Esta clasificación se otorga a proyectos con impactos ambientales y sociales significativos, lo que implica la necesidad de aplicar estrategias de mitigación y compensación adecuadas.

A continuación, se detallan los principales riesgos y desafíos asociados a la interconexión eléctrica y sus posibles soluciones:

Impactos en el uso del suelo y en comunidades rurales

Uno de los principales desafíos del proyecto es la afectación de tierras necesarias para la construcción de subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y torres de soporte. La creación de servidumbres podría restringir el uso de terrenos agrícolas y afectar la producción local, especialmente en zonas rurales.

Para minimizar estos impactos, la ampliación de la subestación Chorrillos se realizará en su ubicación actual, evitando la adquisición de nuevos terrenos. En el caso de la nueva subestación Pasaje, se requerirá la compra de un predio adicional, lo que implicará un proceso de compensación para las personas afectadas.

Impacto en hábitats naturales y biodiversidad

La construcción de infraestructura eléctrica en áreas naturales podría generar la fragmentación de hábitats, afectando especies vulnerables y ecosistemas frágiles.

Para mitigar estos efectos, el proyecto deberá cumplir con normativas ambientales estrictas, priorizando el diseño de rutas de transmisión que eviten áreas ecológicamente sensibles y aplicando medidas de restauración ambiental. Además, la creación de corredores ecológicos puede ayudar a reducir el impacto en la fauna silvestre.

Costos de mitigación y compensación

El cumplimiento de los requerimientos ambientales y sociales implica altos costos de inversión en medidas de mitigación, compensación y monitoreo.

Para garantizar el éxito del proyecto, será fundamental establecer un plan de financiamiento sostenible, apoyado por organismos internacionales y fondos públicos-privados. Un seguimiento continuo asegurará que las acciones de compensación logren equilibrar los impactos ambientales generados por la infraestructura.

DISCUSIÓN

Los resultados del estudio adquieren mayor relevancia al situarlos en el giro reciente del sistema energético andino hacia una matriz eléctrica más diversa y flexible, donde la interconexión transfronteriza deja de ser un “complemento” para convertirse en herramienta estructural de seguridad y eficiencia. En la literatura regional, se observa que la integración de mercados y redes permite aprovechar diferencias temporales y geográficas en la disponibilidad de hidro, solar y eólica, reduciendo vertimientos, costos marginales y emisiones (Rubanda, 2022; Seminario-Córdova, 2023). En este sentido, una interconexión 500 kV operando con reglas claras de intercambio y despacho económico fortalece la resiliencia del sistema ecuatoriano-peruano y su vínculo con Colombia, al habilitar transferencias bidireccionales que suavizan choques locales de oferta y demanda. Estos hallazgos convergen con la evidencia de que el comercio eléctrico entre países tiende a incrementar el uso efectivo de renovables y la eficiencia del parque generador, siempre que se disponga de capacidad de transmisión, señales de precio y coordinación operativa (Pu *et al.*, 2021; Rubanda, 2023; Seminario-Córdova, 2023).

Un eje crítico para el diseño de la interconexión es la gestión de la variabilidad hidroclimática asociada a ENSO, que en los Andes occidentales provoca asimetrías temporales de lluvias y caudales. Estudios recientes muestran que El Niño intensifica lluvias en costa de Ecuador y Perú, mientras que puede inducir déficits hídricos en cuencas altoandinas y amazónicas, modulando la hidrogenación disponible y la demanda (Petry *et al.*, 2025; Jin *et al.*, 2025). En escenarios de Niño o sequía prolongada, la capacidad de importar desde zonas con mejor hidrología o con excedentes solares/eólicos se vuelve un seguro sistémico; en fases contrarias, la misma infraestructura permite exportar excedentes y capturar rentas de congestión. Por ello, la planificación de la interconexión debe integrar explícitamente escenarios ENSO en curvas de transferencia, análisis de n-1/n-2 y reservas rodantes, así como contratos de energía firme que reconozcan correlaciones hidrológicas entre subregiones interconectadas.

La discusión técnico-operativa sugiere reforzar dos líneas:

Primero, los esquemas de control y protección frente a oscilaciones inter-área y desbalances de frecuencia en la interconexión. Aunque el corredor propuesto se base en HVAC a 500 kV, la comunidad científica resalta el valor de segmentación DC (VSC-HVDC) como “válvulas” de potencia para amortiguar oscilaciones y proporcionar inercia sintética y servicios complementarios (Robin *et al.*, 2025; Akhatov *et al.*, 2025). La hoja de ruta podría reservar derechos de vía y bahías para una futura retrofit HVDC (back-to-back o enlaces híbridos), habilitando control fino de flujos y desacople de perturbaciones, sin comprometer la fase inicial HVAC.

Segundo, conviene institucionalizar un mercado de servicios complementarios transfronterizos (regulación primaria/secundaria, control de tensión, arranque negro), con metodologías de costos evitados para remunerar flexibilidad de hidro, almacenamiento y respuesta de demanda, alineadas a buenas prácticas comparadas (Rubanda, 2023).

En términos de política energética, Ecuador ha avanzado en el diagnóstico de su trilema energía-agua-alimentos y la vulnerabilidad de su seguridad energética ante choques hidrológicos y concentraciones sectoriales (Terneus-Páez y Viteri-Salazar, 2023). Para que la interconexión materialice beneficios distributivos y de bienestar, se requieren señales de precio y gobernanza que internalicen externalidades y llamen a inversión en transmisión, almacenamiento y generación flexible. La evidencia para Ecuador indica que la electrificación del transporte, aun deseable, traslada la presión de seguridad al sector eléctrico, por lo que la capacidad de intercambio regional y la diversificación tecnológica se vuelven condiciones habilitantes (Godoy *et al.*, 2021). Por su parte, estudios regionales muestran que aperturas regulatorias y competencia correlacionan con mejoras de eficiencia en generación (Cuadros *et al.*, 2023), reforzando la necesidad de reglas simétricas en el mercado andino de corto plazo y mecanismos de solución de controversias ágiles.

La economía política de la integración no es menor, la literatura identifica que los beneficios sociales netos de la integración se materializan si hay coherencia regulatoria (despacho, congestión, asignación de pérdidas, garantías de pago) y si se mitigan distorsiones (p. ej., subsidios cruzados a combustibles o tarifas que desalinean señales marginales) que pueden generar flujos ineficientes (Alawad *et al.*, 2022). En el caso andino, la Decisión 816 y el diseño del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) proveen un andamiaje jurídico, pero su efectividad depende de protocolos operativos comunes, plataformas de casación y métricas de confiabilidad regional; la evidencia internacional sugiere que la ganancia de bienestar aumenta con la profundidad del acoplamiento (co-optimización energía/servicios y asignación explícita de capacidad) y con productos de flexibilidad transables a nivel regional (Rubanda, 2023; Alawad *et al.*, 2022).

Desde el punto de vista tecnológico-económico, los avances en expansión de redes con criterios geoespaciales aplicados al futuro enlace Ecuador-Perú respaldan que la costa norte-sierra sur y los nodos de frontera presentan trayectorias de mínimo costo compatibles con la senda 500 kV, condicionadas por restricciones ambientales y sociales (Guamán *et al.*, 2024). Ello coincide con la necesidad de planificación multiperíodo bajo incertidumbre climática e incrementalidad de obras (subestaciones “ready-to-expand”, bahías pre-instaladas, gestión de servidumbres). A su vez, revisiones recientes sobre interconexión de redes subrayan que cuellos de botella internos pueden “anular” beneficios transfronterizos si no hay refuerzos endógenos aguas adentro de los sistemas (Imdadullah *et al.*, 2021); por tanto, el proyecto debe ir acompañado de refuerzos 230/500 kV y automatización (WAMS/PMU) en ambos países para asegurar capacidad de transferencia neta efectiva y trazabilidad de flujos.

Mirando la transición energética a 2030–2040, la región LAC incrementará sustancialmente su capacidad solar y eólica, manteniendo una base hidro dominante (Seminario-Córdova, 2023). En ese contexto, la interconexión andina permite “firmar” renovables variables a través de complementariedades (solar costera Perú/Chile vs. vientos interiores y recursos hidro ecuatorianos/colombianos), y crea espacio para portafolios híbridos (hidro+solar+almacenamiento) con contratos de energía firme regionales. La evidencia sugiere que, sin expandir generación, mejorar el comercio ya aporta beneficios medibles (reducción de costos y emisiones) y eleva la seguridad energética frente a extremos climáticos y fallas forzadas, siempre que exista capacidad de transmisión confiable (Rubanda, 2023). Esta visión apoya consolidar el enlace 500 kV como pieza bisagra de SINEA, articulado con futuras conexiones Chile-Perú y refuerzos Ecuador-Colombia.

Finalmente, emergen implicaciones prácticas para la implementación:

Operación coordinada ENSO-sensible: Incorporar en los convenios operativos umbrales de transferencias dinámicas y reserva regional condicionados a pronósticos climáticos estacionales, con curvas de intercambio adaptativas (Petry *et al.*, 2025; Jin *et al.*, 2025). Esto reduce el riesgo de racionamientos y costos de oportunidad por vertimientos o déficit.

Flexibilidad e inversión en servicios complementarios: Establecer un mercado transfronterizo de regulación, FCR/FRR, control de tensión y arranque negro; evaluar pilotos HVDC y baterías en nodos estratégicos para amortiguar oscilaciones y congestión, minimizando costo social total (Robin *et al.*, 2025; Akhatov *et al.*, 2025).

Gobernanza y señales económicas: Profundizar la armonización regulatoria bajo Decisión 816: metodologías de tarifas de transmisión y asignación de congestión compatibles, liquidación de desvíos y garantías financieras estandarizadas; reducir distorsiones (subsidios no focalizados) que erosionan las señales marginales de intercambio (Alawad *et al.*, 2022; Rubanda, 2023).

Refuerzos internos y digitalización: Sin refuerzos “aguas adentro” y WAMS/PMU para conciencia situacional y control coordinado, los beneficios de la interconexión se diluyen por congestiones internas; la literatura enfatiza la expansión co-optimizada red-mercado (Imdadullah *et al.*, 2021; Guamán *et al.*, 2024).

En suma, la interconexión andina analizada en tu artículo no solo es factible y conveniente, sino que, a la luz de la evidencia reciente, constituye una política de resiliencia climática y de competitividad: integra portafolios renovables, amortigua choques ENSO, reduce costos y emisiones, y habilita productos de flexibilidad. La agenda inmediata pasa por operación climáticamente informada, mercados de servicios y refuerzos/rediseños orientados a confiabilidad y eficiencia. Con ello, el corredor 500 kV se transforma en un activo estratégico para acelerar la descarbonización y blindar la seguridad energética regional, dando sustento empírico-técnico a la priorización del proyecto en la planificación de ambos países y del bloque andino.

CONCLUSIONES

Este análisis abordó el estado actual y la estructura del sistema de generación eléctrica en Ecuador, Colombia y Perú, detallando las principales fuentes de energía renovable disponibles en cada país. Se examinaron sus potenciales energéticos y los planes de expansión proyectados a mediano y largo plazo, los cuales priorizan el crecimiento de fuentes renovables no convencionales, como la energía solar y eólica, además de una expansión significativa de la energía hidroeléctrica. No obstante, el desarrollo de energía geotérmica y biomasa sigue siendo limitado debido a altos costos de inversión y una capacidad de generación relativamente baja en comparación con otras tecnologías.

En este contexto, la interconexión eléctrica a 500 kV entre Ecuador y Perú, actualmente en fase de desarrollo y con una fecha estimada de operación en 2026, representa un avance clave en la integración energética regional. Esta infraestructura tendrá un impacto positivo en la seguridad del suministro eléctrico y en la sostenibilidad ambiental. Sin embargo, también implica desafíos a nivel social y ambiental, como la adquisición de tierras, la afectación a comunidades rurales y los impactos en ecosistemas sensibles. A pesar de estos retos, la interconexión mejorará la capacidad de intercambio energético en ambos países, permitiendo una operación sincrónica y más estable frente a la variabilidad de generación de fuentes renovables como la solar y la eólica.

Por otro lado, la propuesta de interconexión a 500 kV entre Colombia y Ecuador requiere una evaluación exhaustiva por parte de los entes gubernamentales y reguladores de ambos países. Actualmente, Latinoamérica enfrenta una crisis energética debido a un prolongado estiaje, lo que

ha reducido drásticamente la generación de las centrales hidroeléctricas debido a los bajos caudales de los ríos. En este contexto, aunque una nueva interconexión fortalecería la seguridad energética regional, también es crucial considerar que ambos países ya cuentan con una infraestructura de transmisión de 230 kV, que permite un intercambio de hasta 450 MW. Por ello, se debe analizar la factibilidad y viabilidad técnica y económica de este proyecto a mediano plazo, asegurando que la expansión de la red de transmisión sea oportuna y sustentable.

En términos de planes de expansión del sistema de transmisión, la interconexión Ecuador-Perú ya está en marcha, mientras que, en el caso de Colombia y Ecuador, el gobierno colombiano contempla una línea de 500 kV hasta la central Coca Codo Sinclair, con una proyección hacia 2031. Sin embargo, este proyecto no se evidencia en el Plan de Expansión de Ecuador 2023-2032. Dada la tendencia de la región hacia una mayor integración energética, es posible que Ecuador incorpore este proyecto en futuras planificaciones, con el fin de consolidar una red eléctrica más robusta y eficiente a nivel regional.

Desde el punto de vista normativo y político, se revisó la Decisión 816 de la Comunidad Andina (CAN), que establece un marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos. Se presentaron propuestas para mejorar la regulación y facilitar la integración energética en la región, con enfoques en la gestión de redes inteligentes, incentivos para el almacenamiento de energía, optimización de peajes de transmisión y fortalecimiento del financiamiento de infraestructura. Estas políticas buscan garantizar una interconexión más sostenible, confiable y eficiente, impulsando la transición hacia economías bajas en carbono en Ecuador, Colombia y Perú.

Finalmente, se exploraron los beneficios sociales, económicos y ambientales de la interconexión eléctrica a 500 kV en la región andina. Se destacó la importancia de estos proyectos en la reducción de costos operativos, la optimización del uso de recursos energéticos y el fortalecimiento del suministro eléctrico en zonas vulnerables. También se realizó un análisis de los riesgos y desafíos ambientales y sociales, subrayando la necesidad de una planificación rigurosa y estrategias de mitigación adecuadas para minimizar impactos negativos en las comunidades y el medio ambiente.

En conclusión, la interconexión eléctrica regional es una oportunidad clave para el desarrollo energético sostenible en la Comunidad Andina. Sin embargo, su éxito dependerá de la coordinación entre los países involucrados, el fortalecimiento del marco normativo y regulador, y la implementación de políticas que equilibren el crecimiento energético con la protección del medio ambiente y el bienestar social acompañado de la correspondiente inversión y apoyo económico en el desarrollo de nueva infraestructura de generación y transmisión que garanticen el abastecimiento de la demanda de cada país y permitan ofrecer la disponibilidad de excedentes de energía para la interconexión regional.

Contribuciones de los autores

Peter Euclides Vallejo Correa: conceptualización, investigación, metodología, análisis formal.

Andrea Charpentier Alcívar: supervisión, redacción – revisión y edición, borrador inicial.

Cesión de derechos y declaración de conflicto de intereses

La revista FIGEMPA: Investigación y Desarrollo conserva los derechos patrimoniales (copyright) de la obra publicada, al mismo tiempo que promueve y permite su reutilización. La obra se publica en edición electrónica bajo la licencia Creative Commons CC-BY 4.0, que permite a los usuarios compartir, copiar y redistribuir el contenido, siempre que se dé el debido reconocimiento a los autores. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.es>).

Los autores declaran haber respetado los principios éticos de investigación y estar libre de cualquier conflicto de intereses.

REFERENCIAS

- Akhatov, D., Zhautikov, B., Sivyakova, G., Nikulshin, A., Druzhinin, V., Kamarova, S., Kuntush, Y. y Siverskaya, T. (2025) "HVDC technologies in electric power transmission: International practices and development pathways in Kazakhstan", *E3S Web of Conferences*, 638. DOI: 10.1051/e3sconf/202563801005
- Alawad, A., Dueñas, P., Alabdulkareem, A. y Batlle, C. (2022) "Coping with national fuel subsidies in regional power markets: Application to the gulf cooperation council interconnector", *CEEPR*. Disponible en: <https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2022/03/2022-006.pdf>
- Alzamora, P. (2017) "Iniciativas actuales de integración energética: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA", *Revista CIER*, (74). Disponible en: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000690.pdf>
- Barril, D. y Cont, W. (2021) "Desafíos de la integración energética". En: Sanguinetti, P. et al. Eds. *RED 2021: Caminos para la integración: facilitación del comercio, infraestructura y cadenas globales de valor*. Caracas: CAF. Disponible en: <https://www.caf.com/media/4019324/red2021cap5.pdf>
- BEI (2023) *Ecuador-Peru Power Interconnection*. Banco Europeo de Inversiones. Disponible en: <https://www.eib.org/en/projects/all/20210138>
- Betancourt Noroña, L. M. y Guardado de Morán, I. R. (2019) *Re-evaluación del potencial geotérmico en el Proyecto Geotérmico Chalpatán, Provincia del Carchi-Ecuador y propuesta de usos directos para el sector rural*. Trabajo de grado. Universidad del Salvador. Disponible en: <https://repositorio.ues.edu.sv/items/ae30efbc-b64e-4190-95a7-9152f28bf857>
- BID (2022) *Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú en 500 kilovoltios, tramo ecuatoriano*. Banco Interamericano de Desarrollo. Disponible en: <https://www.iadb.org/es/proyecto/RG-L1140>
- Cárdenas, V. P., Cepeda, J. C. y Echeverría, D. E. (2018) "Maximum penetration of intermittent renewable energy in hydrothermal electric power systems based on generation adequacy analysis". *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*. Lima, Perú. DOI: 10.1109/TDC-LA.2018.8511726
- CENACE (2019) *Informe Anual 2019*. Operador Nacional de Electricidad. Disponible en: <https://pubhtml5.com/rfll/xcyf/basic/>

- COES (2024) *Propuesta definitiva de actualización del plan de transmisión 2025–2034*. Lima: Dirección de Planificación del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Disponible en: <https://engie-energia.pe/hablemos-de-energia/wp-content/uploads/Propuesta-definitiva-de-actualizacion-del-plan-de-transmision-2025-2034.pdf>
- Cuadros, S., Rodríguez, Y. E., y Contreras, J. (2023) "Determinants of the Efficiency of Electricity Generation in Latin America and Caribbean Countries Using a Cragg's Regression Model", *Energies*, 16(23). DOI: 10.3390/en16237875
- Duque Escobar, G. (2022) *La geotermia: alternativa energética renovable y amigable*. Manizales: Instituto de Estudios Ambientales (IDEA) Universidad Nacional de Colombia. Disponible en: https://idea.manizales.unal.edu.co/publicaciones/boletines_ambientales/boletin_189.pdf
- Esin Consultora S.A. (2014) *Atlas Bioenergético de la República del Ecuador*. Quito: Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Instituto Nacional de Preinversión. Disponible en: <https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-bionergetico-de-la-republica-del-ecuador>
- Fundación Bariloche (2019) *Mecanismos y redes de transferencia de tecnologías relacionadas con el cambio climático en América Latina y el Caribe (RG- T2384)*. Fundación Bariloche. Disponible en: <https://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/TdRs-CELEC-Ecuador-HRT-Biomasa-PALMA-CASCARILLA-ARROZ-1.pdf>
- Godoy, J. C., Villamar, D., Soria, R., Vaca, C., Hamacher, T., y Ordóñez, F. (2021) "Preparing the Ecuador's Power Sector to Enable a Large-Scale Electric Land Transport", *Energies*, 14(18). DOI: 10.3390/en14185728
- González Peña, A.M. (2015) *Geopolítica energética en América Latina: Perspectivas para la integración energética regional*. Trabajo de conclusión de curso. Universidad Federal de la Integración Latinoamericana. Disponible en: <https://dspace.unila.edu.br/items/55162806-a5e0-4135-91ef-a224914cec7a>
- IEA (2022) *World Energy Outlook 2022*. París: International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- Imdadullah, Alamri, B., Hossain, M. A., y Jamil Asghar, M. S. (2021). "Electric Power Network Interconnection: A Review on Current Status, Future Prospects and Research Direction", *Electronics*, 10(17). DOI: 10.3390/electronics10172179
- IRENA (2023) *Renewable energy statistics 2023*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>
- Jin, J., Jian, D., Zhou, X., Chen, Q., y Li, Y. (2025) "Impact of El Niño–Southern Oscillation on Global Vegetation", *Atmosphere*, 16(6), DOI: 10.3390/atmos16060701
- Levy, A., Tejeda Ricardez, J. y Di Chiara, L. (2020) *Integración eléctrica regional: Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). DOI: 10.18235/0002129
- Matiz-León, J. C., Alfaro-Valero, C. M., Rueda-Gutiérrez, J. B., Rodríguez-Rodríguez, G., Malo-Lázaro, J., González-Idárraga, C., Beltrán-Luque, M., Rodríguez-Ospina, G., Casallas-Veloz, Y., Herrera-Casseres, J. C., Rodríguez-Molina, Y., Pardo-López, Y. J. y Sánchez-Ducuar, Y. (2022) *Estándar geográfico para información geotérmica*. Colombia: Servicio Geológico Colombiano. DOI: 10.32685/9789585399334
- MEM (2024) *Informe de Rendición de Cuentas 2023*. Quito: Coordinación General de Planificación y Gestión Estratégica Ministerio de Energía y Minas. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2024/03/Informe-Rendicio%CC%81n-de-Cuentas-2023.pdf>
- MERNNR (2024) *Plan Maestro de Electricidad*. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Disponible en: <https://www.celec.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- OLADE (2024) *Panorama energético de América Latina y el Caribe 2024*. Quito: Organización Latinoamericana de Energía. Disponible en: <https://engie-energia.pe/hablemos-de-energia/wp-content/uploads/Panorama-Energetico-de-America-Latina-y-el-Caribe-2024-%E2%80%93-OLADE.pdf>
- Petry, I., Fan, F.M. y Wood, A.W. (2025) "Observed streamflow data shows El Niño–Southern Oscillation increases likelihood of extreme events in South America", *Communications Earth & Environment*, 6. Disponible en: <https://www.nature.com/articles/s43247-025-02714-2>
- Pinedo Mines, C.F. y Ramírez Pintado, E.G. (2015) *Evaluación del potencial geotérmico para su aprovechamiento mediante una central de ciclo binario para generación de potencia eléctrica en la región Corongo-Ancash, Perú*. Tesis de grado. Universidad Nacional del Santa. Disponible en: <https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/2001>
- Pu, Y., Li, Y. y Wang, Y. (2021) "Structure Characteristics and Influencing Factors of Cross-Border Electricity Trade: A Complex Network Perspective", *Sustainability*, 13(11). DOI: 10.3390/su13115797
- Rubanda, M. E., Senyonga, L., Ngoma, M. y Adaramola, M. S. (2023) "Electricity Trading in Energy Market Integration: A Theoretical Review", *Energies*, 16(1). DOI: 10.3390/en16010103
- Schmerler, D., Velarde, J.C., Rodríguez, A. y Solís, B. (2019) *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. Lima: Osinergmin. Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf
- Seminario-Córdova, R. (2023) "Latin America towards Sustainability through Renewable Energies: A Systematic Review", *Energies*, 16(21). DOI: 10.3390/en16217422

- Terneus-Páez, C. F. y Viteri-Salazar, O. (2023) "Energy Security in Ecuador: An Analysis Considering the Interrelationships of the WEF Nexus", *Energies*, 16(20). DOI: 10.3390/en16207166
- Timilsina, G.R., Deluque Curiel, I.F. y Chattopadhyay, D. (2021) *How Much Does Latin America Gain from Enhanced Cross-Border Electricity Trade in the Short Run?*. Banco Mundial. Disponible en: <https://ideas.repec.org/p/wbk/wbrwps/9692.html>
- Tiusaba, H. y Herrera, F. (2017) "Evaluación de la viabilidad técnica y económica de la implementación de los lineamientos regulatorios vigentes en calidad de la tensión en el Sistema de Transmisión Nacional", *IX Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica 2017*. Bucaramanga, 1- 3 noviembre 2017. Colombia: SICEL. Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/download/64198/66185>
- Torres, M. (2020) "Perspectivas de la integración energética en América Latina y el Caribe". Revista CEPAL, Edición especial. Disponible en: <https://hdl.handle.net/11362/46839>
- UPME (2015a) *Atlas: Potencial hidroenergético de Colombia*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Primer-Atlas-hidroenergetico-revela-gran-potencial-en-Colombia.aspx>
- UPME (2015b) *Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx>
- UPME (2019) *Plan de Expansión de Referencia de Transmisión 2019–2033*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/4840/Plan_GT_2019_-2033_SOLOTRANSMISION_vdef.pdf
- UPME (2022) *Plan de Expansión de Transmisión 2022–2034*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Disponible en: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/Documentos_Anexos/Plan_Transmision_2022-2034_V6_scc_31ago2022.pdf
- UPME (2023) *Actualización del Plan Energético Nacional (PEN) 2022–2052*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf
- UPME (2024) *Segundo Paquete de Obras Urgentes – 2024*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Segundo_paquete_obras_urgentes_VF_completo.pdf