FUNDACIÓN ANDRÉS BELLO
CENTRO DE INVESTIGACIÓN CHINO LATINOAMERICANO

CHINA Y LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA DEL SUR

JULIO 2026
Fundación Andrés Bello – Centro de Investigación Chino Latinoamericano

fundacionandresbello.org



Autor principal
Parsifal D'Sola Alvarado
Publicado por
Fundación Andrés Bello - Centro de Investigación Chino Latinoamericano
Bogotá, Colombia
Julio de 2026

ISBN (PDF) 978-628-97795-0-9

Cita sugerida

D'Sola Alvarado, P. (2026). China y la transición energética en América del Sur. Fundación Andrés Bello – Centro de Investigación Chino Latinoamericano.

SOBRE ESTA PUBLICACIÓN

Esta publicación fue elaborada por la Fundación Andrés Bello con recursos institucionales propios, como parte de su agenda de investigación y de su compromiso con la producción independiente de conocimiento sobre las relaciones entre China y América Latina.

Parte de la investigación y de los datos que sustentan este informe fueron desarrollados en el marco de un proyecto previo realizado para la Foreign, Commonwealth & Development Office (FCDO) del Reino Unido. De conformidad con los términos de dicho proyecto, la Fundación Andrés Bello conserva la propiedad intelectual de la investigación y de los datos recopilados. La presente publicación constituye una obra independiente, desarrollada bajo un marco analítico distinto y dirigida a una audiencia pública. Su contenido fue elaborado exclusivamente por la Fundación Andrés Bello y no reproduce ni sustituye el informe preparado para la FCDO.

CRÉDITOS

Parsifal D'Sola Alvarado
Autor principal, investigador principal, entrevistador
Sebastián Castaño Palacio
Investigador, editor, entrevistador y coautor del perfil de Colombia.
Gabriel Mariano Varón Henao
Autor del Capítulo 3 (Patrones comparados), analista de datos, investigador y editor.
Julia Morato
Coautora del perfil de Brasil.
Gabriela Alvarado
Diseño gráfico del informe y desarrollo del micrositio.

REVISIÓN POR PARES

Este informe fue sometido a un proceso de revisión por pares por especialistas independientes. La Fundación Andrés Bello agradece las valiosas observaciones y recomendaciones realizadas durante este proceso, las cuales contribuyeron a fortalecer el rigor y la calidad del análisis.

Los revisores realizaron observaciones sobre versiones preliminares del manuscrito. La responsabilidad por el contenido final de esta publicación corresponde exclusivamente a los autores.

REVISORES

- **Dr. Camilo Defelipe Villa**, Pontificia Universidad Javeriana (Colombia)
- **Jack Lo**, periodista ambiental (Perú)
- **Dr. Sergio Cesarín**, Universidad Nacional de Tres de Febrero (Argentina)
- **Fermín Koop**, Dialogue Earth (Argentina)
- **Dr. Juan Enrique Serrano**, Universidad de Chile (Chile)
- **Andrés Pogo**, Universidad Internacional de Ecuador (Ecuador)
- **Revisor anónimo** (Brasil)

FUNDACIÓN ANDRÉS BELLO
CENTRO DE INVESTIGACIÓN CHINO LATINOAMERICANO

DECLARACIÓN INSTITUCIONAL

Las opiniones y análisis contenidos en esta publicación son responsabilidad exclusiva de los autores.

© 2026 Fundación Andrés Bello – Centro de Investigación Chino Latinoamericano.

Esta publicación está disponible bajo la licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 4.0 Internacional (CC BY-NC-ND 4.0). Se permite copiar y redistribuir el material por cualquier medio o formato, siempre que se otorgue el crédito correspondiente, no se utilice con fines comerciales y no se distribuya material modificado o adaptado.
https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/

Fundación Andrés Bello - Centro de Investigación Chino Latinoamericano
Calle 69A # 9- 66, Bogotá D.C., Colombia
www.fundacionandresbello.org
info@fundacionandresbello.org

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 1

CAPÍTULO 1 — China y la geopolítica de la transición energética en América del Sur 4

América del Sur en la transición energética 6
Fragmentación regional: la restricción estructural 7
El modelo de participación de China en América del Sur 9
Notas 13

CAPÍTULO 2 — China en la transición energética de América del Sur 15

Definición de la transición energética 16

Argentina 17
Gobernanza y política energética 17
Matriz energética 19
Matriz eléctrica 21
El rol de China 23
Cooperación energética en la década de 2010
Renovables y minería: expansión sectorial y lógica transaccional
Asimetrías regulatorias
Geopolítica, Milei y el futuro de la relación energética con China
Notas 28

Brasil 31
Gobernanza y política energética 31
El factor nuclear
Matriz energética 35
Matriz eléctrica 37
El rol de China 39
Notas 42

Chile 45
Gobernanza y política energética 45
Matriz energética 47
Matriz eléctrica 49
El rol de China 52
Notas 55

Colombia **58**
Gobernanza y política energética 58
Matriz energética 60
Matriz eléctrica 62
El rol de China 64
Notas 67

Ecuador **70**
Gobernanza y política energética 70
Matriz energética 73
Matriz eléctrica 74
El rol de China 77
Notas 81

Perú **83**
Gobernanza y política energética 83
Matriz energética 86
Limitaciones estructurales
Matriz eléctrica 88
El rol de China 90
Notas 93

CAPÍTULO 3 — Patrones comparados de la presencia china en la transición energética sudamericana **95**

Modalidades de participación china 97
En qué sectores y cómo lidera China 98
Ventajas competitivas de las empresas chinas 99
Gobernanza y riesgo 101
Coordinación diplomática 102
Otros actores extranjeros y el contrapeso ausente 103
Notas 105

CAPÍTULO 4 — Análisis e implicaciones políticas **106**

La lógica estratégica de China 107
¿Qué debe esperar Sudamérica? 108
Instituciones, incentivos y actores chinos 109
Hacia un enfoque estratégico 111
Notas 113

ANEXOS 114

Metodología 115
Definición de transición energética 115
Lineamientos generales 115
Alcance y delimitación geográfica 116
Caso especial: Colombia
Perfiles energéticos 118
Trabajo de campo y entrevistas 119
Fuentes y referencias 121
Fuentes primarias
Fuentes secundarias
Tratamiento de datos para las matrices energéticas y eléctricas 122
Triangulación y jerarquía de fuentes 122

Instrumento de entrevista 123
Sección 1: Definiciones y percepciones de transición energética 123
Sección 2: Toma de decisiones e institucionalidad 124
Sección 3: Estándares e impacto social 125
Sección 4: Riesgos, oportunidades y perspectivas estratégicas 126
Sección 5: Rol y presencia de China en la transición energética 127
Sección 6: Otros actores extranjeros y valor comparativo 128

Perfiles de entrevistados 130
Divulgación completa 130
Anonimato parcial 134
Anonimato total 135

INTRODUCCIÓN

La transformación global de los sistemas energéticos está modificando simultáneamente las cadenas de suministro industriales y las dinámicas de poder internacional. Aunque suele presentarse como un proceso impulsado por objetivos climáticos y avances tecnológicos, su alcance trasciende ampliamente la reducción de gases de efecto invernadero. La competencia por minerales críticos, el control de tecnologías estratégicas, la reconfiguración de flujos de inversión y la búsqueda de seguridad energética han convertido esta transformación en uno de los principales escenarios de competencia geopolítica del siglo XXI.

En medio de esta coyuntura, América del Sur ocupa una posición singular. La región concentra algunas de las mayores reservas mundiales de litio, cobre y otros minerales indispensables para la electrificación de las economías; dispone de abundantes recursos renovables, incluyendo algunos de los mejores potenciales hídricos, solares y eólicos del planeta; posee importantes reservas de hidrocarburos que continuarán desempeñando un papel relevante durante las próximas décadas; y cuenta con una ubicación geográfica estratégica entre los océanos Atlántico y Pacífico. Estos activos convierten a América del Sur en un espacio estratégico para la transición energética global.

Sin embargo, la relevancia de la región no garantiza por sí sola beneficios económicos ni mayor autonomía política. La historia Sudamericana nos enseña que la abundancia de recursos naturales puede coexistir con bajos niveles de industrialización, limitada integración regional y una inserción internacional basada principalmente en la exportación de materias primas. La transición energética plantea, por tanto, una interrogante fundamental para los países sudamericanos: ¿serán capaces de utilizar esta nueva coyuntura para fortalecer sus capacidades productivas y tecnológicas? o si, por el contrario, ¿reproducirán patrones históricos de dependencia económica?

La creciente presencia de China constituye un elemento central dentro de esta discusión. Durante las últimas dos décadas, Beijing se ha consolidado como uno de los principales socios comerciales, inversionistas y financiadores de América del Sur. Su demanda de minerales, alimentos y energía ha contribuido a redefinir patrones de comercio e inversión. En la última década, la expansión internacional de empresas chinas vinculadas a energías renovables, redes eléctricas, movilidad eléctrica, almacenamiento energético y minería de minerales críticos ha profundizado esa relación, integrando cada vez más a América del Sur dentro de los ecosistemas industriales y tecnológicos asociados a la transformación de los sistemas energéticos.

No obstante, la participación china adopta formas distintas según los contextos nacionales. Las oportunidades, riesgos e impactos de esta relación están condicionados por factores domésticos como la calidad institucional, los marcos regulatorios, la estructura económica, la disponibilidad de infraestructura y las prioridades de política pública. En consecuencia, comprender la relación entre China y la transición energética sudamericana requiere ir más allá de las narrativas generales sobre dependencia o cooperación para analizar cómo estas dinámicas se manifiestan en cada país.

Este estudio comparado examina la participación de China en la transición energética de América del Sur mediante un análisis comparado de seis países: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. A través de un enfoque centrado en el riesgo, examina las condiciones bajo las cuales la participación china puede fortalecer o debilitar los objetivos de desarrollo y transición energética de los países receptores.

Los hallazgos se basan en trabajo de campo realizado entre abril y octubre de 2025, incluyendo cincuenta entrevistas con responsables de políticas públicas, académicos, representantes del sector privado y actores de la sociedad civil, complementadas con análisis documental, marcos regulatorios nacionales y bases de datos de proyectos e inversiones.

El estudio parte de una premisa central: la relación entre China y América del Sur en materia energética no debe entenderse exclusivamente como una relación de dependencia ni como una oportunidad automática de desarrollo. Se trata, más bien, de una relación de interdependencia asimétrica que se desarrolla en un contexto de creciente competencia geopolítica entre las principales potencias globales. La manera en que los países sudamericanos gestionen sus recursos estratégicos, desarrollen capacidades regulatorias y articulen políticas de largo plazo determinará si la transición energética se convierte en una plataforma para captar valor local e impulsar un desarrollo sostenible o si, por el contrario, consolida nuevas formas de dependencia tecnológica, financiera e industrial.

El documento está organizado en cuatro capítulos:

- **Capítulo 1:** Examina por qué América del Sur se ha convertido en un espacio estratégico para la transición energética global y cómo la fragmentación regional condiciona su capacidad de aprovechar esa posición.

- **Capítulo 2:** Analiza las trayectorias nacionales de transición energética y las distintas modalidades de participación china en los seis países analizados.

- **Capítulo 3:** Identifica patrones regionales, mecanismos recurrentes de inserción china y los principales factores que explican sus resultados diferenciados.

- **Conclusiones:** Ofrece reflexiones sobre cómo interpretar la transición energética en América del Sur desde una perspectiva suramericana.

El estudio va dirigido a académicos, responsables de políticas públicas, actores del sector privado, organizaciones de la sociedad civil y tomadores de decisión interesados en comprender la economía política de la transición energética sudamericana desde una perspectiva regional.

Más que ofrecer una lectura centrada exclusivamente en China, el estudio busca contribuir a los debates nacionales sobre cómo los países de América del Sur pueden gestionar los riesgos, oportunidades y tensiones que surgen de la participación de uno de los principales actores industriales y tecnológicos de la transición energética global.

Con su desarrollo y publicación, la Fundación Andrés Bello - Centro de Investigación Chino Latinoamericano busca trasladar esta investigación hacia una discusión pública más amplia, aportando evidencia empírica y análisis comparado a un debate que suele estar dominado por marcos externos o enfoques excesivamente geopolíticos. El objetivo es ofrecer una herramienta analítica que permita interpretar la presencia china no como un fenómeno aislado, sino como parte de los desafíos más amplios que enfrenta la región: fortalecer capacidades institucionales, capturar mayor valor local, diversificar socios estratégicos y definir una inserción más autónoma en la economía baja en emisiones.

Capítulo 1

CHINA Y LA GEOPOLÍTICA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA DEL SUR

Autor: Parsifal D'Sola Alvarado

Este capítulo examina el papel de América del Sur en la transición energética global y las implicaciones de su creciente vinculación con China. En primer lugar, analiza los activos estratégicos de la región, incluyendo sus abundantes recursos minerales, energéticos y renovables, así como las ventajas geográficas y económicas que la posicionan como un actor relevante en los procesos de descarbonización y reconfiguración de las cadenas globales de suministro.

A continuación, aborda la fragmentación regional como una de las principales limitaciones para aprovechar plenamente ese potencial. El capítulo examina los déficits de integración económica, infraestructura y coordinación política que reducen la capacidad de los países sudamericanos para actuar colectivamente y fortalecer su posición negociadora frente a actores externos.

Finalmente, se analiza el modelo de participación de China en América del Sur, sus motivaciones estratégicas, los mecanismos que emplea para expandir su presencia económica y tecnológica, y las oportunidades y desafíos que esta relación plantea para el desarrollo de la región en el contexto de la transición energética y la competencia geopolítica global.

AMÉRICA DEL SUR EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El papel de Sudamérica en la transición energética está definido, ante todo, por su extraordinaria dotación de recursos naturales. Tres países —Argentina, Bolivia y Chile— concentran entre el 55% y el 60% de las reservas probadas de litio del mundo, situando al denominado "Triángulo del Litio" en el centro de la economía de las baterías.[1] Chile y Perú, en conjunto, representan aproximadamente el 40% de la producción mundial de cobre, un metal esencial para la electromovilidad y la expansión de redes eléctricas.[2] La región también cuenta con reservas más pequeñas, pero en expansión, de tierras raras, lo que refuerza su papel en las cadenas globales de suministro de minerales críticos.[3] Brasil lidera en biocombustibles, produciendo cerca de un tercio del etanol de caña de azúcar a nivel mundial.[4]

En términos de combustibles fósiles convencionales, Venezuela posee las mayores reservas probadas de petróleo del mundo.[5] Brasil se transformó con el descubrimiento de vastos yacimientos presal —reservas offshore ubicadas bajo gruesas capas de sal marina— que convirtieron al país en una potencia energética global.[6] Los hallazgos petroleros en aguas profundas de Guyana están redefiniendo rápidamente su perfil exportador,[7] mientras que la formación de Vaca Muerta en Argentina se posiciona como una de las mayores reservas de shale, con un importante potencial de gas no convencional.[8]

Más allá de los recursos naturales, la región cuenta con un extraordinario potencial renovable aún no explotado. El desierto de Atacama y la región del Altiplano, que abarcan aproximadamente 105.000 km² en Chile, Perú, Bolivia y Argentina (véase Figura 1), son reconocidos como el área con mayor irradiación solar superficial del planeta. Asimismo, los corredores de viento de la Patagonia y la región de La Guajira en el Caribe —compartida por Colombia y Venezuela— se encuentran entre los mejores del mundo para el desarrollo

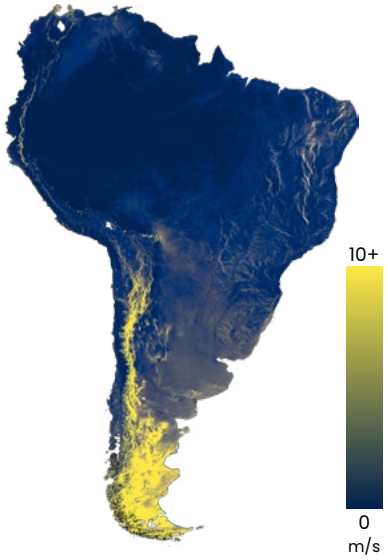


Fig. 1

Global Wind Atlas.
Capacidad eólica de América del Sur.
—
Fuente

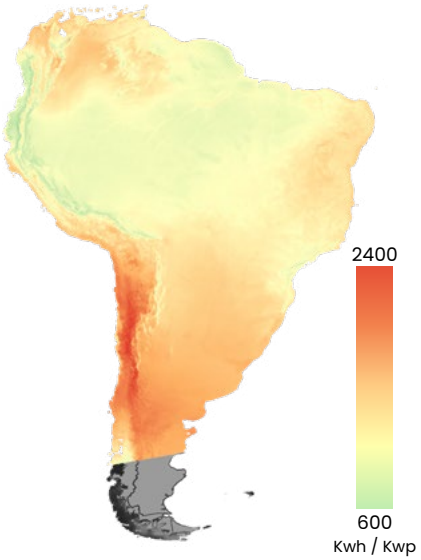


Fig. 2

Global Solar Atlas.
Capacidad solar de América del Sur
—
Fuente

de energía eólica terrestre, mientras que los recursos eólicos marinos a lo largo de la costa atlántica de Brasil son vastos y en gran medida inexplorados (véase Figura 2).

Del mismo modo, la geografía de América del Sur refuerza su relevancia estratégica en materia energética. Su acceso tanto al océano Pacífico como al Atlántico la posiciona como un futuro corredor energético que conecta exportaciones de energías renovables, minerales críticos y cadenas de suministro con Asia, América del Norte y Europa. Esta doble conectividad, combinada con una amplia infraestructura portuaria y comercial, otorga a la región una ventaja logística a medida que se configuran nuevas rutas de comercio bajo en carbono, particularmente en un contexto de creciente inestabilidad geopolítica que afecta a los principales corredores marítimos globales. La cuenca amazónica, por su parte, sigue siendo un estabilizador climático global y un caso clave para equilibrar desarrollo y conservación en un mundo en proceso de descarbonización.

Con aproximadamente 440 millones de habitantes, Sudamérica representa tanto un importante mercado consumidor de energía como un espacio de prueba para las tecnologías limpias que busca desplegar. Su perfil de ingresos medios sitúa la asequibilidad, la fiabilidad y la equidad social en el centro de la política de la transición energética. En consecuencia, las políticas que combinan descarbonización y desarrollo económico tienen mayores probabilidades de alcanzar legitimidad y éxito.

En el plano político, América del Sur sigue siendo mayoritariamente democrática, con Venezuela como principal excepción. La ausencia de conflictos interestatales de gran escala y un nivel básico de estabilidad distinguen a la región de otras zonas productoras de recursos. Esta relativa previsibilidad crea condiciones favorables para inversiones de largo plazo en energías renovables, redes eléctricas y minerales críticos, condiciones que los socios internacionales valoran cada vez más a medida que diversifican sus cadenas de suministro.

El éxito o fracaso en la gestión de estos activos no solo definirá su propia trayectoria de desarrollo, sino que también influirá en la viabilidad y el costo de la transición energética a escala global.

FRAGMENTACIÓN REGIONAL: LA RESTRICCIÓN ESTRUCTURAL

En términos de integración económica y política, América del Sur presenta rezagos significativos. Por un lado, pocas regiones de tamaño y población comparables comparten tantos elementos de cohesión: una historia colonial común, lenguas mutuamente inteligibles como el español y el portugués, una tradición mayoritariamente católica y la ausencia de guerras interestatales de gran escala desde los procesos independentistas del siglo XIX.

Intuitivamente, estos factores deberían haber sentado las bases para una integración sólida. Sin embargo, Suramérica registra los niveles más bajos de comercio intrarregional en el mundo. Apenas alrededor del 13% de su comercio se realiza dentro de la región,[9]

frente a aproximadamente el 60% en la Unión Europea y el 40% en Asia. La infraestructura transfronteriza es igualmente débil. No existen redes ferroviarias regionales, el transporte aéreo es costoso y fragmentado, y las interconexiones energéticas siguen siendo limitadas.[10]

El fracaso recurrente y la disfunción de los esquemas de integración regional —desde el Pacto Andino[11] hasta agrupaciones más recientes como el UNASUR[12] y la CELAC[13]— reflejan una discontinuidad crónica, prioridades políticas cambiantes, burocracias débiles y modelos nacionales divergentes.

Además de ralentizar el desarrollo económico, esta fragmentación tiene consecuencias directas para la transición energética suramericana. En ausencia de estándares comunes en materia fiscal, ambiental o de contenido local, los países compiten entre sí para atraer inversión, a menudo en condiciones favorables para actores externos. El resultado es un patrón de subasta a la baja, en el que se otorgan concesiones a cambio de capital de corto plazo, debilitando el poder de negociación colectiva sobre recursos críticos para la descarbonización global.

El Mercosur, bloque comercial conformado por Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay y Bolivia —Venezuela es miembro aunque se encuentra suspendida desde 2017 por el rompimiento del orden democrático en el país— destaca como una excepción parcial.[14] A pesar de las disputas recurrentes entre sus miembros y un impacto limitado en el comercio intrarregional, ha demostrado ser más duradero que la mayoría de los esfuerzos de integración regional. De hecho, bajo el incierto entorno geopolítico actual, el bloque también ha adquirido una renovada relevancia estratégica.

Las negociaciones para el acuerdo comercial entre el Mercosur y la Unión Europea comenzaron en 1999 y se extendieron por más de dos décadas, culminando en un acuerdo político en diciembre de 2024. La reactivación del acuerdo fue catalizada por la guerra de Rusia contra Ucrania, que expuso las vulnerabilidades de Europa en materia energética y cadenas de suministro, y llevó a Bruselas a diversificar sus fuentes, alejándose tanto de los hidrocarburos rusos como de ciertas dependencias con China. Por consiguiente, la importancia del Mercosur radica menos en su eficacia como mecanismo de integración que en su papel como plataforma estratégica de vinculación con actores externos, en un momento en que las rivalidades globales están reconfigurando los patrones de comercio e inversión.[15]

La asimetría institucional profundiza aún más estas limitaciones, ya que la fortaleza de las instituciones de gobernanza y regulación varía considerablemente a lo largo del subcontinente. Algunos países cuentan con instituciones regulatorias consolidadas y un estado de derecho sólido, mientras que otros dependen de decisiones discrecionales del poder ejecutivo o de canales de negociación opacos. Incluso dentro de los países, los gobiernos subnacionales pueden marcar la pauta, con algunas provincias aplicando estándares ambientales y sociales más exigentes y otras priorizando la rapidez y la flexibilidad. Un entorno institucional desigual favorece a actores externos dispuestos a operar a través de mecanismos discrecionales u

opacos. Un mismo proyecto que enfrentaría un escrutinio riguroso en una jurisdicción puede avanzar con supervisión limitada en otra, fragmentando el terreno regional y dificultando la consolidación de estándares comunes.

La fragmentación, paradójicamente, no constituye un obstáculo para los actores externos, sino una oportunidad. Al adaptar sus estrategias a contextos nacionales y subnacionales, los actores internacionales pueden asegurar acuerdos flexibles y directos sin enfrentar una posición negociadora unificada. Para América del Sur, el costo es estratégico. La región diluye el valor de su dotación de recursos y debilita su capacidad para definir las reglas de interacción. En lugar de actuar como un actor colectivo que establece reglas en la transición energética, América del Sur corre el riesgo de permanecer como un conjunto de actores periféricos que se limitan a aceptar reglas externas.

EL MODELO DE PARTICIPACIÓN DE CHINA EN AMÉRICA DEL SUR

Desde la perspectiva china, América del Sur constituye un proveedor estratégico de minerales críticos, alimentos y energía, además de un espacio relevante para consolidar el reconocimiento diplomático de la República Popular China frente a Taiwán. Aunque la región ocupa una posición geográfica periférica respecto de Asia Oriental, estos incentivos superpuestos han elevado su importancia dentro de la política exterior china.

La política exterior de China suele describirse como “pragmática” o “no ideológica”, en particular porque Beijing interactúa con democracias, regímenes híbridos y gobiernos autoritarios sin sujetar sus vínculos a alineamientos convencionales de izquierda o derecha, ni a criterios liberales sobre democracia y derechos humanos. China no carece de ideología; más bien, su política exterior se articula en torno a un marco ideológico propio que organiza las relaciones internacionales de manera distinta a las categorías políticas convencionales empleadas en Occidente y América Latina.

Ese marco se organiza crecientemente en torno a una división entre un “nosotros” —presentado como el Sur Global— y un “ellos”, asociado principalmente con Occidente. Dentro de esta narrativa, China se proyecta como representante y socio de países históricamente marginados por dinámicas coloniales y poscoloniales. América Latina encaja claramente en ese “nosotros”, mientras que Estados Unidos ocupa el lugar del principal “otro” en el contexto hemisférico.

Este encuadre ideológico orienta la actuación de China en la práctica. Beijing ofrece financiamiento, comercio e inversión con escasas condicionalidades políticas explícitas, evitando las exigencias de transparencia, gobernanza o reforma institucional comúnmente asociadas con actores occidentales y organismos multilaterales. Al mismo tiempo, promueve sus propias prioridades diplomáticas, entre ellas el principio de una sola China, definiciones alternativas de derechos humanos y preferencias normativas en foros multilaterales.

En términos operativos, China actúa mediante bancos estatales, empresas constructoras, compañías manufactureras, firmas tecnológicas y gobiernos provinciales. Su modelo privilegia el contacto directo con élites nacionales y subnacionales, lo que le permite negociar proyectos en múltiples niveles de gobierno y acelerar procesos de decisión. Si la primera fase de vinculación, a comienzos del siglo XXI, se concentró principalmente en el nivel nacional, los puntos de entrada subnacionales han ganado relevancia, sobre todo en países federales como Brasil y Argentina. Al establecer acuerdos con autoridades locales, empresas y entidades chinas pueden sortear burocracias nacionales más lentas y mantener continuidad aun en contextos de volatilidad política en el gobierno central.

En el ámbito financiero, la ventaja comparativa de China es difícil de igualar. En las últimas dos década, bancos de política pública como el China Development Bank y el Export-Import Bank of China han otorgado más de 120.000 millones de dólares en préstamos para proyectos de energía, minería e infraestructura[16] —una magnitud comparable a las aprobaciones acumuladas del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) durante la década de 2010, que promediaron entre 9.000 y 13.000 millones de dólares anuales y totalizaron alrededor de 110.000–120.000 millones en ese período.[17]

En la práctica, los bancos chinos no han sustituido a instituciones multilaterales como la CAF, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) o el Fondo Monetario Internacional (FMI). Más bien, han pasado a constituir un pilar adicional en la arquitectura de financiamiento del desarrollo de la región, ampliando la disponibilidad de capital de largo plazo para gobiernos con necesidades persistentes de infraestructura.

Los minerales constituyen el siguiente nivel de vinculación. El cobre, el litio, el mineral de hierro y el petróleo sustentan las exportaciones de recursos naturales de América del Sur hacia China y son fundamentales para la agenda industrial de Beijing, incluyendo “Made in China 2025”[18] y la estrategia de “doble circulación”.[19] Lejos de reducir su dependencia, el impulso chino hacia la autosuficiencia tecnológica ha profundizado su dependencia de los insumos sudamericanos. Acuerdos con empresas como Ganfeng Lithium en Argentina o Jiangxi Copper en Perú ilustran cómo los minerales críticos y la transición energética se integran en el cálculo estratégico más amplio de Beijing.

Aunque la primera ola de expansión china en la región estuvo dominada por empresas estatales, hoy el sector privado ha adquirido una relevancia al menos equivalente. Su presencia sigue de cerca las prioridades industriales definidas por el Estado chino y extiende la influencia de Beijing a través de mecanismos de mercado. Las empresas que se expanden con mayor rapidez son aquellas alineadas con sectores estratégicos domésticos: movilidad eléctrica, baterías, telecomunicaciones, servicios en la nube, fintech, vigilancia y sistemas de ciudades inteligentes.

A medida que Estados Unidos y Europa restringen la participación de proveedores chinos en sectores tecnológicos sensibles, América del Sur —que en gran medida ha evitado

securitizar su relación con China— se perfila como un destino atractivo para la relocalización de ventas, servicios e infraestructura digital. El resultado es una integración gradual de ecosistemas tecnológicos chinos en la región, desde vehículos eléctricos y baterías hasta redes, plataformas de datos y servicios digitales. Esta tendencia puede generar ganancias de conectividad e inversión, pero también reforzar dependencias de largo plazo respecto de estándares, proveedores y arquitecturas tecnológicas chinas.[20]

En el plano diplomático, el enfoque chino hacia América Latina sigue siendo marcadamente bilateral. Aunque el Foro China–CELAC ofrece una plataforma regional, funciona principalmente como mecanismo consultivo y declarativo, sin capacidad operativa comparable a la de una institución regional robusta. En la práctica, la mayoría de los acuerdos relevantes se negocian directamente con gobiernos nacionales, autoridades subnacionales, partidos y élites políticas. Este enfoque permite a Beijing aprovechar la descoordinación latinoamericana y adaptar sus vínculos a las preferencias de cada gobierno, aunque también expone sus proyectos a ciclos electorales, cambios de liderazgo y rupturas de continuidad administrativa.

Por otra parte, el poder blando convencional desempeña un papel más limitado de lo que suele asumirse. Si bien los Institutos Confucio, los programas de becas y los medios estatales chinos tienen presencia en la región, su impacto es modesto en comparación con la influencia cultural orgánica de Estados Unidos, Europa o incluso Corea del Sur y Japón. Lo que resulta más atractivo para los países sudamericanos no es la cultura china ni su sistema político, sino su trayectoria de desarrollo.

La transformación de China, de una economía agraria y pobre a una potencia industrial y tecnológica global, constituye un referente poderoso para responsables de política pública en América del Sur. Su historial en infraestructura, industrialización y reducción de la pobreza ofrece una narrativa especialmente persuasiva en una región que, pese a partir de niveles de desarrollo económico y social superiores a los de China durante las décadas de 1960 y 1970, no logró una transformación estructural comparable.

Esta atracción, sin embargo, genera una tensión evidente. El modelo chino se basa en un sistema autoritario de partido único, mientras que la mayoría de los países sudamericanos se organizan formalmente en torno a marcos democráticos y republicanos. Incluso en contextos de retroceso democrático, como Venezuela, persisten tradiciones políticas y demandas sociales orientadas a la restauración o fortalecimiento de la democracia. Por ello, el atractivo de China se sustenta menos en afinidades culturales o políticas que en su desempeño material, su capacidad estatal y su promesa de modernización acelerada.

La relación entre China y América del Sur suele analizarse en términos de dependencia latinoamericana. La realidad es bastante más compleja. A medida que Beijing profundiza su transición tecnológica e industrial, su acceso a minerales críticos, energía y alimentos provenientes de la región adquiere una importancia cada vez mayor. Esta interdependencia

no elimina las asimetrías de poder existentes, pero sí otorga a los países sudamericanos márgenes de negociación mayores de los que a menudo se asumen. La cuestión central es si la región será capaz de convertir esa relevancia estratégica en una agenda de desarrollo propia: insertarse en nuevas cadenas productivas, atraer inversiones de mayor valor agregado y participar de manera más activa en la definición de las reglas que marcarán la próxima etapa de la economía global. En un contexto de creciente competencia entre China y Estados Unidos, América del Sur no debería limitarse a recibir reglas diseñadas por otros, sino utilizar esta coyuntura para ampliar su autonomía y capacidad de negociación.

NOTAS

1. Barrientos, Karina et al., “Energy Transition Pathways and Their Impact on Latin America: A Systematic Review,” Energy Reports 12 (2024): 3439–3458. Enlace↗

2. Diario Financiero, “12 de las 20 mayores productoras de cobre del mundo están en Chile y Perú,” DF Sud, Febrero 6, 2024. Enlace↗

3. Garip, Patricia “Rare Earth Elements Are Trending. Will They Drive Latin America’s Next Mining Boom?,” Americas Quarterly, Febrero 26, 2024. Enlace↗

4. Ekbom, Tomas. “Assessments of successes and lessons learned for biofuel deployment: Status of biofuels policies and market deployment in Brazil, Canada, Germany, Sweden and the United States”. IEA. (2023). Enlace↗

5. U.S. Energy Information Administration (EIA). “Country Analysis Brief: Venezuela”. Febrero (2024). Enlace↗

6. Smith Llinás, Emily. “Riding Brazil’s Onshore Wave”. AAPG Explorer, Octubre 2023. Enlace↗

7. Zadeh, John. “Guyana’s Oil Boom 2025: South America’s Newest Petroleum Powerhouse in 2025”. Discovery Alert. Enero (2025). Enlace↗

8. Banyuls, Olivier. “La transición de Argentina a una economía exportadora”. DW Español, Octubre 10 (2024). Enlace↗

9. Evenett, Simon et al. “The Return of Industrial Policy in Data”, IMF Working Papers 2024, 001 (2024). Enlace↗

10. Brichetti, Juan Pablo et al. “La brecha de infraestructura en América Latina y el Caribe: estimación de las necesidades de inversión hasta 2030 para progresar hacia el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible” (2021). Enlace↗

11. Acosta Puertas, Jaime. “La desintegración andina,” Nueva Sociedad Vol. 6, no.3, Julio-Agosto (2006). Enlace↗

12. Márquez Cabrera, Alejandra. “Fracaso de UNASUR: tres factores explicativos”. Revista de Estudios en Seguridad Internacional Vol. 8, no.2, (2022), pp. 149-168. Enlace↗

13. Argüelles, Carlos Gabriel. “Vigencia de la CELAC en la era de la desglobalización”. Foreign Affairs Latinoamérica, Abril 29, 2025. Enlace↗

14. Botto, Mercedes Isabel. “El Mercosur y sus crisis: análisis de interpretaciones sobre el fracaso de la integración regional sudamericana”. Estado & comunes, revista de políticas y problemas públicos Vol. 2, no. 5, Julio-Diciembre (2017). Enlace↗

15. Estevadeordal, Antoni et. al., “UE-MERCOSUR: ¿plataforma hacia una nueva era de integración transatlántica e intrarregional latinoamericana?”. Real Instituto Elcano, 14 de enero de 2025. Enlace↗

16. Inter-American Dialogue and Global Development Policy Center, China-Latin America Finance Databases. Enlace↗

17. Cálculos del autor basados en CAF annual reports (2010–2019). Enlace↗

18. China Watch Institute, “Entendiendo el ‘Made in China 2025’,” chinawatchinstitute.org. Enlace↗

19. Kippel01, “China avanza en su estrategia ‘Made in China 2025’... La estrategia de doble circulación,” Abril 2025. Enlace↗

20. Myers, Margaret. “China’s New Playbook in Latin America,” Americas Quarterly, Vol. 19, no. 4 (2025): 18–28. Enlace↗

Capítulo 2

CHINA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE AMÉRICA DEL SUR

Autores:
Parsifal D'Sola Alvarado
Sebastián Castaño *(Co-autor Colombia)*
Julia Morato *(Co-autor Brasil)*

Este capítulo examina la transición energética en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, a partir de un análisis de las dinámicas políticas, regulatorias, económicas e institucionales que configuran la evolución del sector energético en cada país.

Para cada caso, se analizan los principales marcos de gobernanza y políticas públicas vinculadas a la transición energética, así como la composición de sus matrices energéticas y eléctricas. El capítulo también identifica los principales desafíos, oportunidades y condicionantes nacionales que influyen sobre los procesos de descarbonización y transformación de los sistemas energéticos.

Finalmente, se estudia la participación de China en cada uno de los países analizados, incluyendo su presencia en sectores como infraestructura energética, energías renovables, minería, redes eléctricas, movilidad eléctrica y financiamiento. A través de estos perfiles nacionales, el capítulo ofrece una visión de cómo las características domésticas de cada país moldean tanto sus trayectorias de transición energética como sus formas de vinculación con China.

DEFINICIÓN DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El estudio evita deliberadamente adoptar una única definición de «transición energética». Uno de sus objetivos principales es documentar cómo se entiende y se aplica este concepto en el contexto específico de cada país.

Los datos recopilados durante el trabajo de campo revelaron que el significado de la transición energética varía considerablemente en función de las prioridades nacionales, las capacidades institucionales y las perspectivas sectoriales. En algunos países, está estrechamente vinculada a la sostenibilidad ambiental y la descarbonización; en otros, se enmarca en torno a la seguridad energética, la política industrial o la modernización tecnológica.

Reconocer esta diversidad de interpretaciones fue esencial para desarrollar un análisis contextualizado que refleje la multiplicidad de enfoques en toda Sudamérica. También pone de relieve que los procesos de transformación energética en toda la región están determinados no solo por las tendencias energéticas mundiales, sino también por realidades políticas, económicas y sociales distintas.

ARGENTINA

Energía / cápita	Electricidad / cápita	CO2 / cápita	Electrificación
21.514 kWh	**2.822 kWh**	**3,59 toneladas**	**100%**
Fuente: Our world in data Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2024**	Fuente: World Bank Año: **2024**

Tabla 1

SUMINISTRO ENERGÉTICO — IMPORTACIONES

Total importado: **7.830 Ktoe** · Año: **2024** · Incluye fuentes primarias y secundarias



Combustible nuclear	2.900 Ktoe · 37,04%	Gas natural	2.293,2 Ktoe · 29,29%
Electricidad	872 Ktoe · 11,14%	Carbón	717 Ktoe · 9,16%
Diésel/gasoil	694,4 Ktoe · 8,87%	Nafta (gasolina)	210,9 Ktoe · 2,69%
No energético	82 Ktoe · 1,05%	Otras naftas	29 Ktoe · 0,37%
Fuel oil	19,6 Ktoe · 0,25%	Kerosén y aerokerosén	12 Ktoe · 0,15%

Argentina importa ~7.830 Ktoe de energía al año y exporta ~17.499 Ktoe, lo que la convierte en un exportador neto de energía (2024).
Fuente: Balance Energético Nacional de la República Argentina.

GOBERNANZA Y POLÍTICA ENERGÉTICA

La transición energética de Argentina se desarrolla en un contexto marcado por la dependencia de los hidrocarburos, la inestabilidad macroeconómica y una configuración institucional heterogénea. A diferencia de países como Brasil o Chile, donde la descarbonización se ha consolidado como una política de Estado,[1] la trayectoria argentina ha estado marcada por el gobierno de turno.

Bajo la administración de Javier Milei, las políticas energéticas se han enfocado en la expansión de los hidrocarburos, la desregulación económica y el desarrollo de Vaca Muerta, una de las mayores formaciones de hidrocarburos no convencionales del mundo y principal apuesta energética del país.[2] Varios de los entrevistados describieron al actual gobierno como "ausente" o incluso "hostil" frente a la transición energética.[3]

Esta orientación refleja, en parte, las dificultades que ha enfrentado el sector energético argentino en los últimos años, incluyendo restricciones de divisas para importar energía, el creciente costo de los subsidios a la electricidad y al gas natural, y episodios de estrés en el sistema eléctrico.[4] Sobre esta base, la expansión de la producción de hidrocarburos y de las exportaciones energéticas pasó a ocupar un lugar central en la estrategia económica del gobierno, tanto por su potencial para generar divisas como por las limitaciones fiscales existentes para sostener las políticas de promoción de las energías renovables.

No obstante, la orientación adoptada por el gobierno actual contrasta con la existencia de un marco normativo sólido para la transición energética. Desde la década de 1990, Argentina ha construido instrumentos regulatorios que, al menos en el plano formal, favorecen el desarrollo de energías limpias.Entre las medidas más relevantes se encuentra la Ley 27.191 de Energías Renovables de 2015, que elevó las metas de participación de las fuentes renovables hasta alcanzar el 20% del consumo eléctrico para 2025 y creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) para facilitar el financiamiento de proyectos del sector.[5] Posteriormente, las licitaciones promovidas por la iniciativa RenovAr (2016–2019) se convirtieron en el principal mecanismo de expansión de energías renovables, permitiendo que su participación pasara de menos del 1% a cerca del 16% de la generación eléctrica en pocos años.[6]

El marco regulatorio también comprende medidas como el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER),[7] que habilita contratos directos entre grandes consumidores y generadores; la Ley de Generación Distribuida (2017),[8] orientada a incentivar el autoconsumo y la energía solar distribuida; y la Ley de Biocombustibles (2021),[9] que mantiene mandatos de mezcla obligatoria.

Argentina también implementó en 2017 un impuesto al carbono, uno de los pocos existentes en Sudamérica, aunque con un alcance limitado.[10] En materia ambiental, la Ley General del Ambiente (2002) y el Acuerdo de Escazú establecen mecanismos de evaluación de impacto y participación pública;[11] dicho esto, su implementación ha sido irregular y presenta marcadas diferencias entre provincias.[12]

En el plano internacional, Argentina mantiene compromisos climáticos bastante ambiciosos, incluyendo un tope de emisiones para 2030 y la meta de neutralidad de carbono para 2050.[13] Por otra parte, la implementación de políticas públicas y regímenes regulatorios se tornan complejos dado el carácter federal del sistema político del país. Las provincias controlan constitucionalmente los recursos naturales, lo que les otorga un papel decisivo en la orientación de las políticas energéticas y extractivas.[14] Algunas jurisdicciones, como Jujuy, han impulsado proyectos ambiciosos de energías renovables en asociación con capital chino, mientras otras, como Neuquén, han profundizado su apuesta por el gas y el petróleo no convencional de Vaca Muerta. Al mismo tiempo, provincias como Córdoba han promovido iniciativas propias de generación distribuida y desarrollo de energía solar, configurando trayectorias energéticas autónomas respecto de las prioridades nacionales.[15] Esta fragmentación explica por qué determinados proyectos pueden avanzar incluso en ausencia de una estrategia nacional coherente. Como resumió uno de los entrevistados: “el marco existe, pero la macroeconomía y la infraestructura bloquean su implementación”.[16]

En resumen, el caso argentino evidencia que la transición energética sigue siendo una política contingente más que una política de Estado. Bajo el gobierno de Javier Milei, la prioridad otorgada a la estabilización macroeconómica, la generación de divisas y la expansión de Vaca

Muerta ha desplazado la transición energética a un lugar secundario dentro de la agenda pública. Considerando que buena parte de los compromisos climáticos asumidos por el país no son legalmente vinculantes, persisten interrogantes sobre la capacidad de Argentina para alcanzar las metas de reducción de emisiones y neutralidad de carbono que ha planteado para las próximas décadas.

MATRIZ ENERGÉTICA

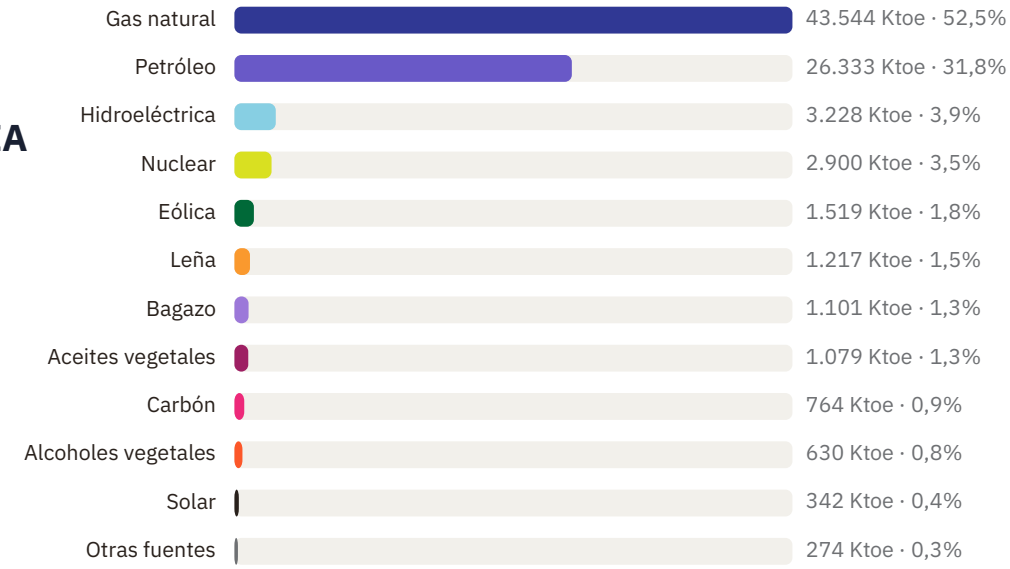
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 2** y **3**.*

Tabla 2

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA (TPES) — 2024

Total: **82.931 Ktoe**

Se define como producción interna más importaciones menos exportaciones (y, cuando se dispone de datos, ajustada por variaciones de existencias y búnkeres internacionales).



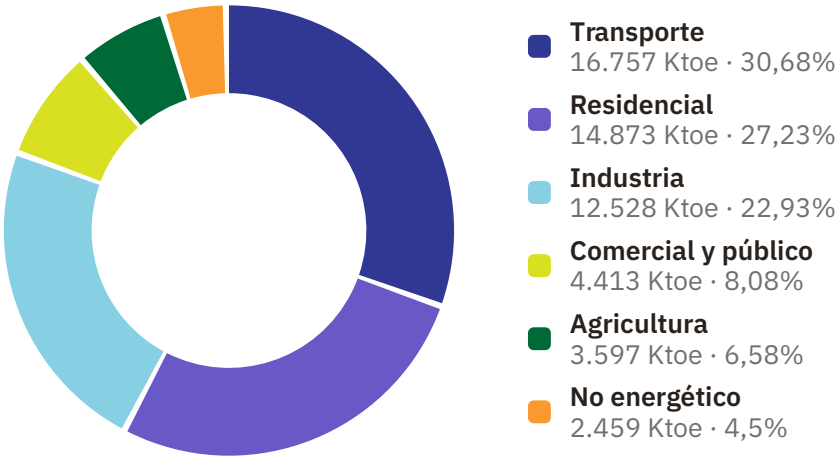
Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Nacional de la República Argentina, 2024.
Notas:
- Gas natural: Incluye una combinación de gas procesado doméstico, gas importado por gasoducto y GNL regasificado.

Tabla 3

USO DE ENERGÍA POR SECTOR — 2024

Total: **54.627 Ktoe**

Energía entregada únicamente a los sectores de uso final. Excluye la energía consumida por la propia industria energética en actividades de conversión y procesamiento.



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Nacional de la República Argentina, 2024.
Notas:
- No energético: Uso de productos energéticos como materia prima en lugar de con fines energéticos.

En 2024, el gas natural y el petróleo representaron conjuntamente más del 80% del suministro total de energía primaria, consolidando una estructura altamente dependiente de combustibles fósiles. El gas natural, por sí solo, aportó aproximadamente el 52,5% de la oferta energética nacional, una de las participaciones más altas entre los seis países analizados, sólo por debajo de Perú. El petróleo representó un 31,8%, mientras que el carbón tuvo una participación marginal de apenas 0,9%, lo que limitó la posibilidad de lograr reducciones rápidas de emisiones mediante la sustitución de carbón por gas, como ocurrió en otras economías. A diferencia de la mayoría de los países de la región, Argentina también contó con una contribución significativa de energía nuclear (3,5%), reflejo de una larga tradición de desarrollo de capacidades científicas, tecnológicas e industriales asociadas al sector.[17]

Consecuentemente, las fuentes renovables mantuvieron una participación reducida. La hidroelectricidad representó alrededor del 3,9 % de la matriz primaria, seguida por la biomasa (4,9%), la eólica (1,8%) y la solar, con apenas el 0,4%. Como se puede observar en las estadísticas, aunque el crecimiento de las energías renovables fue significativo durante la última década, su impacto sobre la estructura general del sistema energético siguió siendo limitado.

La estructura sectorial del consumo energético ayudó a explicar la persistencia de esta dependencia de los hidrocarburos. El transporte constituyó el principal sector consumidor, concentrando aproximadamente el 30,7% de la demanda energética total y dependiendo casi exclusivamente de derivados del petróleo. El sector residencial representó el 27,2%, seguido por la industria con 22,9%. El resto correspondió a sectores comerciales y públicos (8,1%) y agrícolas (6,6%), mientras que la electrificación del transporte y de los procesos industriales continuó siendo marginal.

El gas natural constituyó el eje del sistema energético argentino, no solo en generación eléctrica, sino también en calefacción, industria y consumo residencial. Por ende, la expansión del sector ya no desplazaría combustibles más contaminantes —como el diésel o el fuel oil, cuya participación había disminuido considerablemente—, sino que puede terminar desplazando alternativas renovables como la energía eólica y solar.

Por otra parte, la electrificación de flotas sigue siendo prácticamente inexistente. En consecuencia, la descarbonización argentina queda supeditada a transformar los patrones de consumo energético. La electrificación del transporte público, las flotas logísticas y ciertos procesos industriales aparecen como el principal puente entre una matriz eléctrica más limpia y avanzar hacia una economía baja en emisiones.

Por ende, la transición energética argentina no puede entenderse únicamente como un problema de oferta de energías renovables. Sin políticas que modifiquen activamente la demanda energética —especialmente en transporte e industria—, incluso un crecimiento acelerado de las energías renovables tendrá efectos limitados sobre el desarrollo de una matriz energética menos contaminante.

MATRIZ ELÉCTRICA

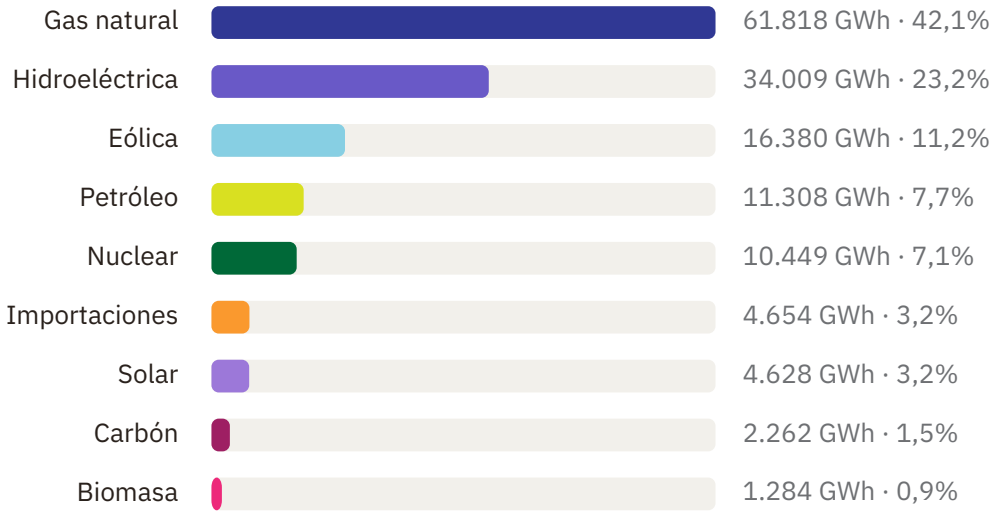
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 4** y **5**.*

Tabla 4

FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA — 2024

Total: **146.792 GWh**

Electricidad entregada a la red, desagregada por fuente primaria de generación.

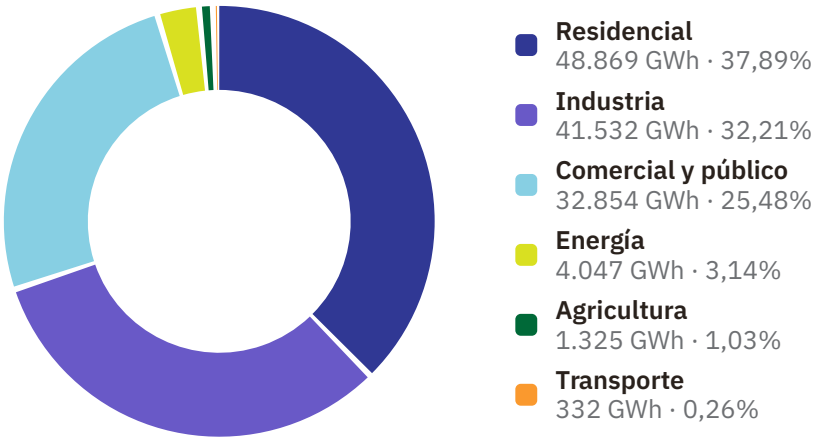


Fuente: Cálculos propios a partir de datos de CAMMESA – Informe Anual 2024.
Notas:
- Gas natural: El Informe Anual 2024 de CAMMESA solo ofrece el total agregado de gas, petróleo y carbón (75.388). La participación se calculó a partir de los porcentajes de estas categorías según los últimos datos de uso disponibles, correspondientes a 2021.

Tabla 5

USO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR — 2024

Total: **128.959 GWh**



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de CAMMESA – Informe Anual 2024.
Notas:
- Energía: Electricidad consumida por la propia industria energética en el proceso de producción, transformación y entrega de energía.

La matriz eléctrica argentina es considerablemente más diversificada que la matriz energética general, aunque depende en gran medida del gas natural. En 2024, los combustibles fósiles representaron algo más de la mitad de la generación eléctrica total: el gas aportó 42,1%, el petróleo 7,7% y el carbón 1,5%. Las fuentes no fósiles generaron aproximadamente el

45,6% de la electricidad, distribuidas entre hidroelectricidad (23,2%), energía eólica (11,2%), nuclear (7,1%), solar (3,2%) y biomasa (0,9%). La importación de electricidad representó el 3,2% de la generación total.
Esta combinación otorga a Argentina un sistema eléctrico comparativamente limpio para estándares internacionales. No obstante, esa baja intensidad de carbono depende fuertemente del gas natural, cuya presencia en la matriz energética se encuentra entre las más altas de América del Sur, solo por detrás de Perú. En lugar de cumplir un rol complementario —como ocurre en Brasil, Colombia o Chile—, en Argentina el gas constituye el pilar de la generación eléctrica y del consumo residencial e industrial.

El consumo eléctrico estuvo liderado por los hogares, que representaron aproximadamente el 37,9% de la demanda total, seguidos por la industria (32,2%) y el sector comercial y público (25,5%). La agricultura representó poco más del 1%, mientras que el transporte eléctrico mantuvo una participación marginal de sólo el 0,26%. A diferencia de otros países analizados, donde la demanda eléctrica suele concentrarse en uno o dos sectores dominantes, Argentina presentó una distribución equilibrada entre los segmentos residencial, industrial y comercial. Esta configuración sugiere una base de consumo eléctrico ampliamente distribuida a través de la economía, lo que podría facilitar la incorporación gradual de nuevas cargas asociadas a la electrificación del transporte, la climatización y determinados procesos industriales sin depender de la transformación de un único sector consumidor.

En conjunto, la hidroelectricidad, la energía eólica y la energía nuclear otorgan a Argentina una base de generación eléctrica de baja intensidad de carbono. Dentro de este conjunto, la energía eólica ha sido la fuente de mayor expansión durante la última década, posicionando al país entre los líderes regionales en capacidad instalada. La energía solar, en cambio, mantiene una participación mínima pese al extraordinario potencial del noroeste argentino, una de las zonas con mayor radiación solar del mundo.

Aun descontando las limitaciones macroeconómicas del país, la insuficiencia de la infraestructura de transmisión constituye actualmente la principal barrera para la expansión e integración de nuevos proyectos renovables.

EL ROL DE CHINA

En gran medida, Beijing y el empresariado chino han ocupado los espacios abiertos por el repliegue relativo de financistas occidentales y multilaterales, alineando sus intereses industriales y estratégicos con las necesidades argentinas de liquidez e inversión. Su presencia abarca desde grandes proyectos hidroeléctricos y solares hasta minería de litio, infraestructura de transmisión y tecnologías asociadas al sistema eléctrico, adoptando formas distintas según el sector y la provincia.

Cooperación energética en la década de 2010

A partir de 2010, la cooperación energética entre Argentina y China comenzó a materializarse a través de grandes proyectos de infraestructura hidroeléctrica. Entre ellos destacan las represas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic, ubicadas sobre el río Santa Cruz, consideradas uno de los proyectos más emblemáticos de la relación bilateral. Las obras fueron adjudicadas a un consorcio liderado por la empresa estatal china Gezhouba Group y financiadas principalmente mediante créditos de bancos de desarrollo chinos. Concebidas originalmente para aportar aproximadamente 1.740 MW de capacidad instalada al sistema eléctrico nacional, el proyecto fue posteriormente rediseñado durante la administración de Mauricio Macri para reducir su impacto ambiental, disminuyendo su capacidad prevista a alrededor de 1.310 MW.[18]

La cooperación energética bilateral también buscó expandirse al sector nuclear. En 2014, Argentina y China acordaron avanzar en la construcción de Atucha III, una nueva central nuclear basada en tecnología Hualong One de la Corporación Nuclear Nacional de China (CNNC). El proyecto avanzó hasta la firma de un contrato comercial en 2022, pero las dificultades para asegurar un esquema de financiamiento definitivo derivaron en sucesivas renegociaciones antes de que la iniciativa fuera finalmente abandonada.[19]

Estos proyectos condensan el modelo de cooperación Estado a Estado característico de la década pasada, basado en financiamiento de bancos estatales chinos y la participación de empresas públicas de ambos países. La implementación reveló, no obstante, varias vulnerabilidades del esquema: retrasos en la ejecución, recurrentes revisiones contractuales y una marcada dependencia de los desembolsos chinos, cuya interrupción llegó a comprometer la continuidad de las obras.[20] Desde esta perspectiva, las dificultades observadas pueden interpretarse como el resultado de la convergencia entre las lógicas del financiamiento estatal chino y las limitaciones macroeconómicas e institucionales argentinas, más que como una consecuencia atribuible exclusivamente a cualquiera de estos factores por separado.

Renovables y minería: expansión sectorial y lógica transaccional

Más allá de las hidroeléctricas, la presencia china se ha expandido hacia energías renovables y minería. En el ámbito renovable, el complejo solar Cauchari en Jujuy[21] —financiado por el

China Exim Bank y construido por Shanghai Electric Power Construction, subsidiaria de la estatal PowerChina— se convirtió en uno de los casos más destacados del programa RenovAr. Con una capacidad actual de alrededor de 300 MW y planes de expansión hacia 500 MW, Cauchari se posiciona entre los proyectos solares más grandes de América Latina. El proyecto también incluyó mecanismos de capacitación y ensamblaje local.

Estas experiencias sugieren una relación fundamentalmente transaccional, en la que las empresas chinas ocupan espacios que el Estado y el sector privado doméstico no logran cubrir por limitaciones financieras, tecnológicas o una combinación de ambas. Los gobiernos provinciales, por su parte, utilizan el financiamiento chino como palanca para avanzar proyectos estratégicos. Como señaló Juan Carlos Villalonga, "cuando China negocia con un gobernador provincial, la diferencia siempre está en el financiamiento que pueden ofrecer".[22]

A esta lógica provincial se le suma un componente diplomático. Varios entrevistados indicaron que las provincias en ocasiones actúan como punto de entrada, mientras que la Embajada china cumple un rol de validación y articulación.[23] Se puede inferir que esta modalidad descentralizada ha permitido que proyectos prosperen incluso en momentos de ambivalencia o desatención por parte del gobierno nacional.

En materia de recursos minerales, el litio constituye la dimensión más sensible y estratégica de la presencia china en Argentina. Las grandes reservas al norte del país han atraído inversiones de empresas como Ganfeng Lithium, Zijin Mining y Tibet Summit Resources, que combinan capital privado con respaldo estatal chino. Estas compañías participan en algunos de los principales proyectos de litio del país, incluyendo Cauchari–Olaroz en Jujuy y Tres Quebradas en Catamarca.[24]

Más allá de la llegada de inversiones extranjeras y la expansión de la capacidad extractiva, el desarrollo del litio ha dado lugar a un debate más amplio sobre el modelo de desarrollo del sector. Entre los temas recurrentes figuran la industrialización local, la producción de baterías, la transferencia tecnológica, la captura de rentas por parte de las provincias y los mecanismos de coordinación entre las jurisdicciones productoras.[25] Estas discusiones reflejan una preocupación persistente por maximizar los beneficios económicos del recurso más allá de la extracción y exportación de materias primas.

En los últimos años, la presencia china se ha expandido más allá de la importación de equipos para incluir actividades de manufactura y ensamblaje local en determinadas provincias. En San Juan, la primera planta nacional de ensamblaje de paneles solares se prepara para iniciar producción utilizando maquinaria e insumos provenientes mayoritariamente de China, con la ambición de avanzar progresivamente hacia etapas de mayor valor agregado.[26] La provincia obtiene actualmente más del 60% de su capacidad instalada de fuentes solares gracias a los altos niveles de radiación del noroeste argentino y busca posicionar esta industria como complemento de su economía minera. La dependencia tecnológica sigue siendo evidente, pero también emerge la posibilidad de localizar parte de la cadena de valor.

Asimetrías regulatorias

Las diferencias en capacidades regulatorias e institucionales entre provincias, reforzadas por el carácter descentralizado del sistema federal argentino, generan variaciones significativas en las condiciones de supervisión y aplicación de estándares entre jurisdicciones.

Estas desigualdades regulatorias parecen influir sobre los niveles de transparencia y supervisión observados en algunos proyectos desarrollados por empresas chinas. Entre los entrevistados, varios señalaron que en iniciativas financiadas por actores multilaterales o europeos, los estándares relacionados con consulta comunitaria, evaluación ambiental y mecanismos de supervisión tienden a mantenerse consistentes entre provincias.[27] En contraste, en varios proyectos vinculados a compañías chinas, los resultados aparentan estar más correlacionados con la fortaleza, o debilidad, de los marcos regulatorios locales. En las provincias en donde existen mayores capacidades institucionales, los estándares de control y cumplimiento suelen ser más altos; donde estas son más débiles, también lo son las condiciones de supervisión y transparencia.

Las diferencias entre Jujuy y Salta ilustran claramente este patrón. Mientras Jujuy ha desarrollado mayores capacidades de supervisión y articulación local alrededor de proyectos de litio y energía solar, en Salta ciertas operaciones han funcionado como enclaves con escasa integración a las economías locales. Tensiones similares también han emergido en Catamarca, donde el proyecto de litio Tres Quebradas, operado por la empresa china Zijin, ha enfrentado sanciones por diversos incumplimientos regulatorios, ambientales y sociales.[28]

Geopolítica, Milei y el futuro de la relación energética con China

Si bien el gobierno de Milei ha priorizado el crecimiento económico y la expansión de sectores extractivos, no ha mostrado señales de oposición a las energías renovables.[29] En la medida en que estas continúen generando inversión, empleo y exportaciones, su expansión —incluida la impulsada por capital chino— seguirá siendo compatible con la orientación general de la política energética actual.

En lo que se refiere a China, el modelo de participación en el país atraviesa una etapa de reconfiguración. Durante la última década, la presencia china en sectores estratégicos —energía, minería e infraestructura— estuvo asociada a una combinación de financiamiento estatal, acuerdos intergubernamentales y necesidades macroeconómicas argentinas. El acuerdo de swap de monedas entre el Banco Popular de China y el Banco Central de la República Argentina fungió como pilar de cooperación. Establecido en 2009 y renovado en varias ocasiones, el mecanismo alcanzó una línea equivalente a aproximadamente USD 18.500 millones e incluyó la activación de un tramo de USD 5.000 millones posteriormente renovado durante el gobierno de Javier Milei. La continuidad de este mecanismo refleja la relevancia de China como fuente de liquidez externa y respaldo financiero para la estabilidad macroeconómica argentina.[30]

Bajo la presidencia de Javier Milei, ese marco enfrenta nuevos límites políticos. Su gobierno ha promovido un acercamiento explícito a Washington, reforzado por el acuerdo financiero con Estados Unidos por 20.000 millones de dólares y por su afinidad ideológica con sectores conservadores estadounidenses. Esta orientación apunta a reinsertar a Argentina dentro de la órbita económica y geopolítica de Estados Unidos.[31]

Sin embargo, el giro político no ha implicado una interrupción de los proyectos chinos en energía, minería e infraestructura. Muchos continúan avanzando por la existencia de contratos de largo plazo, alianzas empresariales consolidadas y actores provinciales interesados en sostener inversiones capaces de generar empleo, exportaciones y divisas. Esta lógica también podría extenderse a nuevos proyectos vinculados al gas natural, incluyendo las iniciativas para desarrollar capacidad de licuefacción y exportación de GNL desde Vaca Muerta, en las que Asia —y potencialmente China— figura entre los principales mercados de destino.[32] La relación con China, por tanto, no desaparece con el cambio de alineamiento político; se transforma.

El punto central es que la relación energética sino-argentina opera cada vez menos como una agenda estratégica dirigida desde los gobiernos y cada vez más como una dinámica transaccional, condicionada por incentivos económicos, marcos regulatorios y oportunidades de mercado. Esta transición marca una diferencia importante respecto del modelo predominante durante la década de 2010, especialmente durante el segundo mandato de Cristina Fernández de Kirchner, cuando el vínculo con China estuvo más asociado a acuerdos bilaterales, financiamiento concesional e infraestructura negociada entre Estados.[33]

La creación del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) en 2024 profundiza esta transformación. El régimen ofrece beneficios fiscales, aduaneros y cambiarios, además de garantías de estabilidad regulatoria para proyectos de gran escala en sectores como minería, energía, hidrocarburos e infraestructura, ámbitos donde las empresas chinas ya cuentan con una presencia consolidada.[34] De hecho, proyectos vinculados a capital chino, como la ampliación de Cauchari-Olaroz operada por EXAR, ya han obtenido la aprobación del régimen.[35] Bajo esta óptica, el RIGI no excluye al capital chino; por el contrario, puede proporcionarle un marco aún más favorable siempre que sus inversiones se ajusten a la lógica económica del nuevo gobierno.

Esta dinámica ayuda a explicar la aparente paradoja de la política exterior de Milei: un gobierno geopolíticamente alineado con Estados Unidos puede,[36] al mismo tiempo, preservar o incluso ampliar espacios para el capital chino en sectores estratégicos. La clave no está en una continuidad política con Beijing, sino en la convergencia entre los intereses de empresas chinas, las necesidades fiscales y externas de Argentina, y una política económica orientada a atraer inversión privada sin discriminar necesariamente por origen nacional.

En materia energética, esta orientación favorece claramente una agenda centrada en la explotación de hidrocarburos y en la infraestructura necesaria para expandir las exportaciones

de recursos naturales. Si bien el gobierno no ha abandonado formalmente los objetivos de incorporación de energías renovables, sí ha impulsado medidas de desregulación que reducen instrumentos de promoción estatal y ha dejado vencer parte de los incentivos que sustentaron el crecimiento del sector durante la última década.[37] La combinación de estas reformas y la prioridad otorgada a proyectos vinculados a los hidrocarburos refleja un cambio en las prioridades de la política energética argentina durante la administración Milei.

Por ejemplo, según el Proyecto de Ley de Presupuesto 2026, los subsidios a la oferta de hidrocarburos alcanzan los ARS 651.600 millones, mientras que las partidas vinculadas a energías renovables y al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables suman ARS 37.075 millones. En otras palabras, los recursos destinados a las renovables equivalen a apenas el 5,7% de los asignados al sector hidrocarburífero, una disparidad presupuestaria consistente con la prioridad otorgada por el gobierno al desarrollo de los hidrocarburos.[38]

Lo que distingue al caso argentino dentro de este estudio no es simplemente la inestabilidad macroeconómica ni la dependencia de los hidrocarburos, rasgos que comparte en distintos grados con otros países analizados. La particularidad argentina radica en la brecha entre los instrumentos que ha construido para impulsar la transición energética y su capacidad para sostenerlos en el tiempo.

El país cuenta con un marco normativo sólido, abundantes recursos renovables y experiencia institucional en materia de transición energética, pero esos avances han estado sujetos a cambios de orientación política que los impulsan, los ralentizan o incluso los revierten según el gobierno de turno. Esta discontinuidad plantea interrogantes sobre la viabilidad de los compromisos climáticos asumidos por Argentina, particularmente en un contexto donde la expansión de las exportaciones de petróleo y gas ocupa un lugar central dentro de la estrategia de crecimiento económico.

Como consecuencia, la presencia china probablemente seguirá respondiendo más a oportunidades concretas que a una estrategia de largo plazo. Es probable que se vean avances en donde existan condiciones de rentabilidad, certidumbre regulatoria o necesidades urgentes de financiamiento y divisas, independientemente de que los proyectos contribuyan a la transición energética o refuercen la matriz fósil existente.

NOTAS

1. Emilio Matsumura, Ricardo Gorini y Binu Parthan, *The Energy Transition in Brazil* (International Renewable Energy Agency, noviembre de 2025), Enlace↗; "CAF y Enel Chile firman acuerdo para impulsar la transición energética", *Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe*, 11 de diciembre de 2024 , Enlace↗

2. José Del Río, "Vaca Muerta: Javier Milei apuesta a lo grande a un boom petrolero en la Argentina", *La Nación*, 19 de febrero de 2025, Enlace↗; Javier Lewkowicz, "Energía y minería, la apuesta extractiva de Milei para la economía argentina", *Dialogue Earth*, 29 de mayo de 2025, Enlace↗

3. Entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Argentina entre abril y octubre de 2025.

4. Síntesis del autor basada en entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Argentina entre abril y octubre de 2025.

5. Congreso de la Nación Argentina, Ley 27.191 de 2015, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", *Boletín Oficial de la República Argentina*, 21 de octubre de 2015, Enlace↗; Poder Ejecutivo Nacional de la República Argentina, Decreto 531 de 2016, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", Anexo II, cap. III, "Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER)," *Boletín Oficial de la República Argentina*, 30 de marzo de 2016, Enlace↗

6. Paz Constantini y María Marta Di Paola, "Programa Renovar: ¿éxito o fracaso?", *Fundación Ambiente y Recursos Naturales*, junio de 2019, Enlace↗

7. Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina, Resolución 281-E de 2017, "Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable", *Boletín Oficial de la República Argentina*, 22 de agosto de 2017, Enlace↗

8. Congreso de la Nación Argentina, Ley 27.424 de 2017, "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública", *Boletín Oficial de la República Argentina*, 27 de diciembre de 2017, Enlace↗

9. Congreso de la Nación Argentina, Ley 27.640 de 2021, "Marco Regulatorio de Biocombustibles", *Boletín Oficial de la República Argentina*, 15 de julio de 2021, Enlace↗

10. Congreso de la Nación Argentina, Ley 27.430 de 2017, "Modificación de Impuestos", *Boletín Oficial de la República Argentina*, 29 de diciembre de 2017, Enlace↗

11. Congreso de la Nación Argentina, Ley 25.675 de 2002, "Ley General del Ambiente", *Boletín Oficial de la República Argentina*, 28 de noviembre de 2002, Enlace↗; Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de la República Argentina, "Argentina deposita el instrumento de ratificación del Acuerdo de Escazú facilitando su entrada en vigor", *Cancillería Argentina*, 22 de enero de 2021, Enlace↗

12. Ariel Genovese, Betania González, et. al., "Coordenadas para una democracia ambiental en Argentina", *Observatorio Ambiental y Climático para la Implementación del Acuerdo de Escazú*, 2025, 163-183, Enlace↗

13. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República Argentina, Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático (2022), cap. 7, "La situación de defensores y defensoras de derechos humanos en asuntos ambientales en la Argentina", 163–183, Enlace↗; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República Argentina, *Estrategia de desarrollo resiliente con bajas emisiones a largo plazo a 2050* (2022), Enlace↗

14. Congreso de la Nación Argentina, Constitución de la Nación Argentina, art. 124, Enlace↗

15. "Córdoba lidera el desarrollo de la generación distribuida en Argentina", *El Diario de Carlos Paz*, 22 de mayo de 2025, Enlace↗

16. Entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Argentina entre abril y octubre de 2025.

17. Oscar Ramírez, Jorge Nicolini, Marcelo Neuman, Marcelo Fernández y Jorge Malco, "Panorama histórico del desarrollo de la energía nucleoeléctrica en Argentina", *Ciencia, Tecnología y Política 7*, núm. 7 (30 de noviembre de 2021): 118-127, Enlace↗

18. Observatorio de la Energía Argentina. "Aprovechamientos Hidroeléctricos del Río Santa Cruz", s.f., Enlace↗

19. Nicolás Deza, "En medio de la negociación con China por el swap, el Gobierno prorrogó otra vez el contrato de Atucha III", *Econo Journal*, 21 de octubre de 2023, Enlace↗

20. Mariela Arias, "Buscan destrabar con China la construcción de las represas hidroeléctricas", *La Nación*, 14 de febrero de 2025, Enlace↗; Mariela Arias, "Ingresó el crédito internacional chino para reactivar una de las represas hidroeléctricas en Santa Cruz", *La Nación*, 18 de enero de 2026, Enlace↗

21. Cassandra Garrison, "On South America's Largest Solar Farm, Chinese Power Radiates", *Reuters,* 23 de abril de 2019, Enlace↗

22. Juan Carlos Villalonga, entrevista en línea realizada por la Fundación Andrés Bello, 29 de septiembre de 2025.

23. Entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Argentina entre abril y octubre de 2025.

24. Ganfeng Lithium LATAM, "Proyecto Cauchari–Olaroz", 4 de mayo de 2026, Enlace↗; Zijin Mining Group Co., Ltd., "Salar de Tres Quebradas", 4 de mayo de 2026, Enlace↗

25. "El CFI impulsa el desarrollo del litio en el Norte Grande", *La Política Online,* 30 de junio de 2026, Enlace↗

26. Matías Avramow, "La primera fábrica de paneles solares de Argentina se prepara para producir", *Dialogue Earth*, 23 de junio de 2025, Enlace↗

27. Entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Argentina entre abril y octubre de 2025.

28. "Sanción al litio en Catamarca: multa de $254 millones por negligencia operativa en el proyecto Tres Quebradas", *Campo Jujuy*, 26 de abril de 2026, Enlace↗

29. "El ambiente en el Presupuesto 2026: ajustes, retrocesos y afectación de derechos", *Fundación Ambiente y Recursos Naturales*, 15 de diciembre de 2025, Enlace↗

30. José Giménez, "Qué es el swap de monedas con China y en qué consiste el acuerdo que alcanzó el Gobierno para postergar el pago de US$ 5 mil millones", *Chequeado*, 10 de abril de 2025, Enlace↗

31. Gerson Arispe, "El Nuevo Acercamiento Del Gobierno Argentino a Estados Unidos", *Centro Iberoamericano de Estudios Internacionales - CIBEI*, 23 de febrero de 2024, Enlace↗

32. Agustín Maza, “YPF comprometió ventas de GNL a empresas de Europa y Asia para exportar USD 15.000 millones anuales”, *Infobae*, 30 de enero de 2025, Enlace↗

33. “En qué consisten los acuerdos firmados con el gobierno chino”, *Infobae*, 18 de julio de 2014, Enlace↗; Casa Rosada, “Argentina y China suscribieron un acuerdo de asociación estratégica integral”, 18 de julio de 2014, Enlace↗

34. Cámara de Diputados de la Nación Argentina, Proyecto de Ley 0018-D-2024, “Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI). Creación”, *Trámite Parlamentario n.º 1*, 4 de marzo de 2024, Enlace↗

35. Marcos Gonzales Gava, “Ganfeng Lithium duplica apuesta en Argentina: EXAR obtiene primer RIGI en Jujuy y apunta a 85.000 toneladas de litio”, Reporte Asia, 16 de mayo de 2026, Enlace↗

36. Anabella Busso, “La política exterior de Javier Milei frente a Estados Unidos: un escenario de múltiples acoplamientos”, *Instituto de Relaciones Internacionales, Universidad Nacional de La Plata*, 27 de agosto de 2024, Enlace↗; Ignacio Ortiz, “Se define qué va a ocurrir con el proyecto de ley que extiende el régimen de promoción para las energías renovables”, *Econo Journal*, febrero de 2026, Enlace↗

37. Lucía Salvalaggio, “Javier Milei y su mega decreto: ¿dónde queda la transición energética?”, *Climate Tracker Latinoamérica*, 7 de febrero de 2024, Enlace↗

38. “El ambiente en el Presupuesto 2026: ajustes, retrocesos y afectación de derechos”, *Fundación Ambiente y Recursos Naturales*, 15 de diciembre de 2025, Enlace↗

BRASIL

Energía / cápita	Electricidad / cápita	CO2 / cápita	Electrificación
18,486 kWh	**2,916 kWh**	**1.97 toneladas**	**99.8%**
Fuente: Our world in data Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2024**	Fuente: World Bank Año: **2024**

Tabla 6

SUMINISTRO ENERGÉTICO — IMPORTACIONES

Total importado: **67.366 Ktoe** · Año: **2024** · Incluye fuentes primarias y secundarias



Petróleo	13.375 Ktoe · 19,85%	Carbón metalúrgico/térmico	11.921 Ktoe · 17,70%
Diésel	10.870 Ktoe · 16,14%	Gas natural	7.105 Ktoe · 10,55%
Otros derivados del petróleo	5.736 Ktoe · 8,51%	Nafta (materia prima petroquímica)	4.967 Ktoe · 7,37%
Uranio	3.962 Ktoe · 5,88%	Gasolina	2.110 Ktoe · 3,13%
Gas licuado de petróleo (GLP)	2.063 Ktoe · 3,06%	Derivados no energéticos del petróleo	1.809 Ktoe · 2,69%
Electricidad	1.212 Ktoe · 1,80%	Coque de carbón	1.200 Ktoe · 1,78%
Keroseno	921 Ktoe · 1,37%	Fuel oil	59 Ktoe · 0,09%
Alcohol etílico	56 Ktoe · 0,08%		

Brasil importa ~67.366 Ktoe de energía al año y exporta ~107.006 Ktoe, lo que convierte a Brasil en un exportador neto de energía, 2024.
Fuente: Ministério de Minas e Energia - Balanço Energético Nacional Ano base 2024.

GOBERNANZA Y POLÍTICA ENERGÉTICA

Brasil, país que alberga la mayor parte de la Amazonía y cuenta con más de 210 millones de habitantes, ocupa una posición notable en el debate global sobre la transición energética. De los seis países analizados en este estudio, Brasil cuenta con el sistema energético más avanzado en términos de incorporación de fuentes renovables y capacidad de atracción de inversión en tecnologías limpias. Al mismo tiempo, el gran tamaño de su economía y base industrial, junto a su notoria producción de petróleo y gas, hacen de la transición energética brasileña un caso particularmente complejo.

Los especialistas brasileños entrevistados coincidieron en que el gobierno mantiene actualmente una agenda activa de modernización y descarbonización de su matriz energética, basada tanto en objetivos climáticos como en estrategias de política industrial y seguridad energética.[1] En el plano doméstico, por ejemplo, la iniciativa Nueva Industria Brasil (NIB) busca promover sostenibilidad, innovación tecnológica y reindustrialización verde. Entre sus

objetivos figura aumentar la participación de los biocombustibles y la electrificación en la matriz energética del transporte en un 50% para 2033.[2] A nivel internacional, Brasil se ha consolidado como uno de los principales espacios regionales para la discusión de políticas públicas vinculadas al cambio climático y las energías renovables, albergando regularmente cumbres, foros y encuentros multilaterales de alto nivel, como la COP30 celebrada en Belém en 2025.[3]

Los biocombustibles constituyen un componente central y singular de la estrategia energética brasileña. Desde la creación del Programa Nacional del Alcohol (Proálcool) en 1975, impulsado en respuesta a las crisis petroleras de la década de 1970, Brasil ha desarrollado una política sostenida orientada a reducir la dependencia de combustibles importados, fortalecer la seguridad energética y promover cadenas productivas domésticas vinculadas al sector agrícola. La expansión de los vehículos flex-fuel en los años 2000, los mandatos obligatorios de mezcla de etanol y biodiésel y la consolidación de una amplia cadena agroindustrial reforzaron este modelo, que integra simultáneamente objetivos de soberanía energética, desarrollo agrícola, política industrial y reducción de emisiones.[4]

Más recientemente, iniciativas como RenovaBio[5] y la Ley del Combustible del Futuro[6] han profundizado esta trayectoria mediante incentivos a fuentes de menor intensidad de carbono y nuevas metas de descarbonización para sectores como la aviación y el transporte pesado. En conjunto, esta evolución ha situado a Brasil en una posición poco común a nivel internacional, ya que los biocombustibles no cumplen un rol meramente complementario dentro de su matriz energética, sino que se han consolidado como un pilar estructural con implicaciones estratégicas para el desarrollo económico y la competitividad del país.

La capacidad brasileña para atraer capital hacia sectores vinculados a la transición energética también ha adquirido relevancia global. Según Bloomberg Energy Transition Investment Trends 2025, Brasil fue el séptimo mayor destino de inversión en transición energética del mundo en 2024, con US$ 37.100 millones invertidos, y se mantuvo como el principal mercado de América Latina en este ámbito.[7] Ello pone de manifiesto la percepción internacional de Brasil como una potencia energética estable y con gran potencial de expansión renovable.

No obstante, la imagen internacional positiva de Brasil tiende a ocultar tensiones estructurales importantes. Aunque su matriz eléctrica es una de las más limpias del mundo, la matriz energética total depende significativamente de combustibles fósiles. Al mismo tiempo, una parte sustancial de las emisiones brasileñas se origina fuera del sector energético, particularmente en la agricultura y los cambios en el uso del suelo, ámbitos históricamente asociados a la expansión del agronegocio y a buena parte de las críticas internacionales sobre el desempeño ambiental del país. Esta doble contradicción responde en parte al peso económico y político tanto del sector de hidrocarburos como del complejo agroexportador brasileño.

Petrobras, la empresa estatal brasileña de petróleo y gas, junto a pares internacionales como

Shell y Repsol Sinopec, son actores centrales para el suministro energético y la planificación económica del país.[8] Aunque su peso económico directo equivale a aproximadamente el 17% del PIB industrial brasileño, el sector de hidrocarburos mantiene una influencia significativa por su contribución a las exportaciones, el empleo, las regalías y la recaudación fiscal.[9]

La mayoría de los especialistas brasileños consultados señalaron que actores vinculados al petróleo, gas y carbón defienden intereses orientados a prolongar el ciclo de vida de los combustibles fósiles.[10] Entre las estrategias más frecuentes identificaron intentos de flexibilizar regulaciones ambientales, debilitar mecanismos de supervisión y promover subsidios o contratos favorables a la generación térmica, particularmente durante debates legislativos relacionados con la energía eólica offshore.[11] Varios de ellos también describieron a grupos de interés dentro del Ministerio de Minas y Energía como "desarrollistas", priorizando el petróleo y generación térmica por encima de las energías renovables.[12]

Asimismo, sindicatos vinculados a las industrias petrolera, petroquímica y carbonífera han expresado preocupación por los posibles impactos laborales de la transición energética. Más que oponerse a la expansión de las energías renovables, suelen demandar mecanismos de transición justa que incluyan protección del empleo, reconversión laboral y participación de los trabajadores en el diseño de las políticas energéticas.[13]

Aunado a estas tensiones, las entrevistas revelaron que los propios proyectos de transición energética también pueden generar riesgos sociales y ambientales significativos.[14] Grandes represas hidroeléctricas han provocado históricamente el desplazamiento de comunidades indígenas y ribereñas, inundación de bosques y alteración de ecosistemas.[15] De igual forma, la explotación maderera asociada a plantaciones forestales ha contribuido a procesos de deforestación y acaparamiento de tierras, generando conflictos con pequeños agricultores y comunidades tradicionales.[16]

Más recientemente, investigaciones sobre la expansión de proyectos eólicos y solares a gran escala han advertido que estas tecnologías también pueden intensificar disputas por la tierra mediante procesos de apropiación y privatización de territorios previamente utilizados por comunidades rurales y tradicionales.[17] Como señalaron varios especialistas brasileños,[18] estos impactos han alimentado resistencia de movimientos sociales como el Movimiento de los Trabajadores Rurales Sin Tierra (MST),[19] reforzando la necesidad de que la expansión renovable vaya acompañada de mecanismos capaces de mitigar sus costos sociales y territoriales.

Aunque Brasil ha desarrollado marcos regulatorios ambientales bastante sólidos—el Código Forestal brasileño suele ser citado como referencia internacional—,[20] su implementación tiende a ser laxa e irregular. Según el Servicio Forestal Brasileño, apenas el 3,3% de los registros de propiedad exigidos por el Código Forestal habían sido plenamente revisados entre 2012 y 2024.[21] Esta brecha refleja limitaciones crónicas de capacidad operativa y financiera

dentro de los organismos reguladores. Además, las entrevistas revelan que los riesgos de gobernanza no se limitan a problemas de capacidad estatal, sino que incluyen corrupción, baja transparencia y una larga historia de megaproyectos de infraestructura marcados por sobrecostos, ineficiencia y deterioro de la confianza pública.[22]

Por último, el panorama energético de Brasil también está condicionado por las características de su economía, tradicionalmente más cerrada y protegida que otras economías latinoamericanas.[23] A diferencia de sus pares regionales, Brasil no busca únicamente atraer inversión extranjera o importar tecnología a precios competitivos, sino utilizar los sectores asociados a la transición energética como herramientas de reindustrialización y fortalecimiento manufacturero. La promoción de los biocombustibles como política de estado es una clara evidencia de ello.

El factor nuclear

En América Latina, Brasil es el país con el programa nuclear más desarrollado, diversificado y ambicioso de la región, y probablemente el único que puede calificarse como una potencia nuclear civil regional. Más allá de su potencial como fuente de generación eléctrica baja en emisiones, la energía nuclear ha sido concebida históricamente como una herramienta de seguridad energética, desarrollo industrial y autonomía tecnológica.[24] Su configuración actual comenzó a tomar forma durante la década de 1970, cuando las crisis petroleras impulsaron una estrategia de largo plazo orientada a desarrollar capacidades nacionales en áreas como el enriquecimiento de uranio, la fabricación de combustible y la investigación nuclear.[25]

En el marco de la transición energética, la energía nuclear ha recuperado relevancia como fuente firme, baja en emisiones y complementaria a una matriz eléctrica altamente renovable, pero vulnerable a sequías y variabilidad hidrológica. El Plan Nacional de Energía 2050 contempla escenarios de expansión nuclear de aproximadamente 8 a 10 GW hacia mediados de siglo, incluyendo la finalización de la central nuclear Angra 3, la evaluación de nuevos sitios para reactores y la posible incorporación futura de pequeños reactores modulares.[26] En paralelo, el gobierno brasileño ha planteado como objetivo fortalecer toda la cadena nuclear, desde la minería y el enriquecimiento de uranio hasta la fabricación de combustible y la generación eléctrica.[27]

Sin embargo, el sector nuclear también reproduce varios de los problemas de gobernanza identificados en otros segmentos de la infraestructura energética brasileña. La central nuclear Angra 3, cuya construcción comenzó en la década de 1980, acumula décadas de interrupciones, sobrecostos, disputas institucionales y cuestionamientos sobre su viabilidad económica. A ello se suman desafíos regulatorios, financieros y sociales relacionados con la seguridad nuclear, la gestión de residuos radiactivos y la confianza pública.[28]

MATRIZ ENERGÉTICA

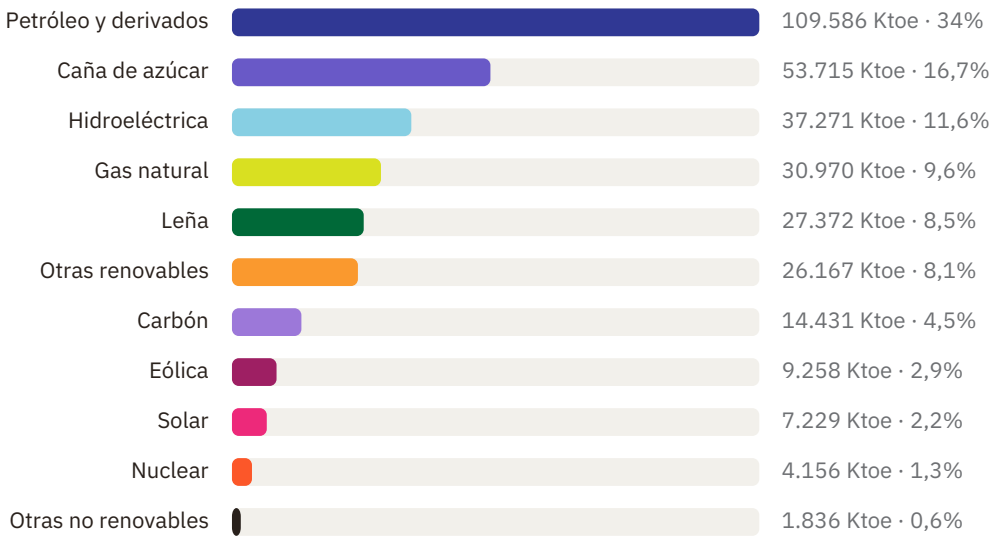
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 7** y **8**.*

Tabla 7

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA (TPES) — 2024

Total: **321.991 Ktoe**

Se define como producción interna más importaciones menos exportaciones (y, cuando se dispone de datos, ajustada por variaciones de existencias y búnkeres internacionales).



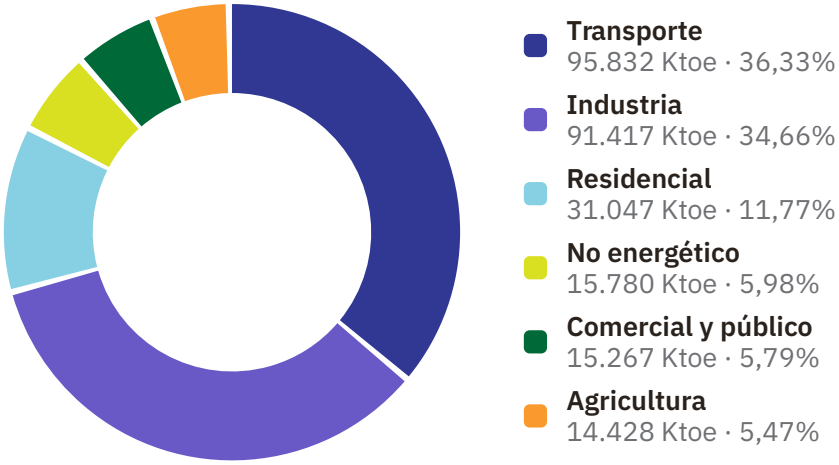
Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Ministério de Minas e Energia - Balanço Energético Nacional.
Notas:
- Hidroeléctrica: Incluye importaciones de electricidad de origen hidráulico.
- Leña: Incluye leña y carbón vegetal.
- Carbón: Incluye carbón mineral y coque.
- Otras no renovables: "Otras no renovables" es una categoría residual para combustibles fósiles menores y productos secundarios no incluidos en las categorías principales (petróleo, gas natural, carbón, uranio).

Tabla 8

USO DE ENERGÍA POR SECTOR — 2024

Total: **263.771 Ktoe**

Energía entregada únicamente a los sectores de uso final. Excluye la energía consumida por la propia industria energética en actividades de conversión y procesamiento.



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Ministério de Minas e Energia - Balanço Energético Nacional.
Notas:
- No energético: Uso de productos energéticos como materia prima en lugar de con fines energéticos.

La matriz energética brasileña presenta una composición equilibrada en comparación con estándares internacionales. En 2024, aproximadamente la mitad del suministro total de

energía primaria provino de fuentes renovables, convirtiendo a Brasil en el país con mayor participación de energías limpias entre los seis casos analizados en este estudio. Esta característica resulta particularmente significativa considerando la escala de la economía brasileña y el peso de una base industrial dependiente de elevados niveles de consumo energético. En contraste con otras grandes economías latinoamericanas de perfil industrial como México —cuya matriz energética está dominada abrumadoramente por petróleo y gas (~85%)—,[29] Brasil ha logrado desarrollar una estructura energética considerablemente más diversificada y menos dependiente de hidrocarburos.

Aun así, los derivados del petróleo constituyeron el 34% de la matriz, mientras que el gas natural aportó alrededor de 9,6%. El consumo de hidrocarburos se concentra principalmente en los sectores transporte e industrial, que representaron aproximadamente el 36,3% y el 34,7% de la demanda energética final, respectivamente.

La biomasa también ocupó un papel particularmente relevante, representando un 33,3% del suministro total de energía primaria, una participación muy superior a la observada en otras economías de la región y solo comparable, entre los países analizados, a la de Chile. Los productos derivados de la caña de azúcar por sí solos aportaron un 16,7% de la oferta energética nacional, reflejo de más de cinco décadas de promoción estatal de los biocombustibles.

El resto de las renovables presentó participaciones menores, aunque significativas. La hidroelectricidad abarcó aproximadamente el 11,6 % de la matriz energética primaria. Por su parte, la leña y el carbón vegetal aportaron un 8,5 % de la oferta energética total, reflejo de su uso en zonas rurales y en sectores industriales como la siderurgia. En los últimos años también se ha registrado una expansión del biodiésel, el biogás y la energía solar. Por su parte, la energía nuclear contribuyó con alrededor del 1,3 % de la oferta energética total.

A diferencia de otros países donde la transición energética se concentra principalmente en el sector eléctrico, la experiencia brasileña muestra una diversificación renovable más amplia, incluyendo combustibles capaces de sustituir directamente derivados del petróleo en transporte, como es el caso de los biocombustibles.

Brasil cuenta además con ventajas geográficas significativas para continuar expandiendo las energías renovables. La capacidad eólica potencial supera ampliamente la capacidad actualmente instalada, mientras que la expansión solar se ve favorecida por su ubicación geográfica y gran extensión territorial.

En términos generales, la composición de la estructura energética brasileña sugiere que, dado que el país ya cuenta con una matriz eléctrica limpia, los principales márgenes para profundizar la descarbonización se concentran fuera del sector eléctrico. El transporte representa el principal cuello de botella, mientras que la electrificación de la industria y el desarrollo de nuevas cadenas tecnológicas aparecen como desafíos centrales para las próximas décadas.

MATRIZ ELÉCTRICA

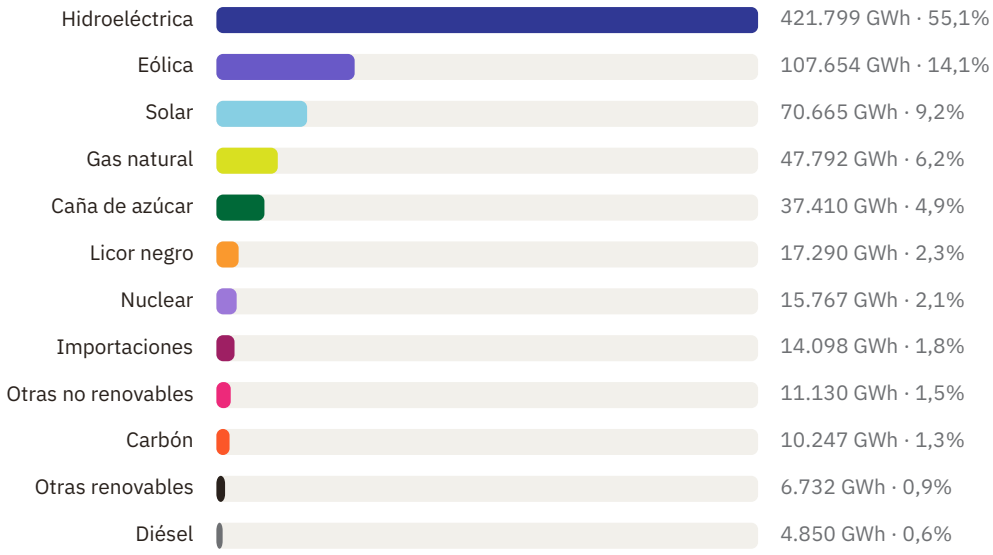
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 9** y **10**.*

Tabla 9

FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA — 2024

Total: **765.434 GWh**

Electricidad entregada a la red, desagregada por fuente primaria de generación.



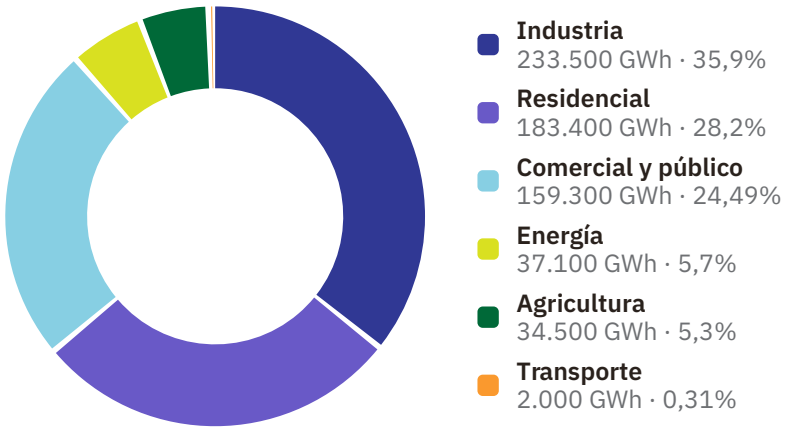
Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Ministério de Minas e Energia - Balanço Energético Nacional.
Notas:

- Importaciones: Paraguay (Itaipú), Argentina, Uruguay y Venezuela.
- Otras no renovables: Fuel oil, gas de horno de coque, otros combustibles/productos fósiles secundarios y pequeños flujos de energía fósil no clasificados.
- Carbón: Incluye carbón térmico.
- Otras renovables: Biodiésel, biogás y otros productos sólidos de biomasa no incluidos en otras categorías.

Tabla 10

USO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR — 2024

Total: **650.400 GWh**



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Ministério de Minas e Energia - Balanço Energético Nacional.

En 2024, aproximadamente el 86% de la generación eléctrica provino de fuentes renovables, la proporción más alta entre los países del G20. La hidroelectricidad fue el pilar central del sistema, aportando el 55,1% de la generación total. La energía eólica (14,1%) y la solar (9,2%) se habían expandido rápidamente durante la última década, mientras que la biomasa desempeñó un papel relevante gracias al aprovechamiento energético de subproductos agrícolas. Los combustibles fósiles desempeñaron un papel limitado, encabezados por el gas natural (6,2%).

Los patrones de consumo eléctrico de Brasil reflejaron el tamaño y la diversificación de su economía. La industria concentró la mayor proporción de la demanda, con 35,9% del consumo total, seguida por el sector residencial (28,2%) y el sector comercial (17,1%). Brasil también presentó participaciones relevantes en agricultura (5,3%), sector público (7,4%) y actividades energéticas (5,7%), lo que evidenció una demanda eléctrica distribuida entre múltiples segmentos productivos y de servicios. El transporte, en cambio, representó apenas 0,3% del consumo eléctrico, mostrando que la electrificación de la movilidad seguía siendo marginal. Esta configuración sugiere que el potencial de electrificación brasileño no se concentra en un solo sector, sino en la expansión gradual de usos eléctricos en transporte, agroindustria, servicios urbanos y procesos industriales, apoyándose en una base de demanda ya amplia y diversificada.

Esta estructura es resultado de decisiones estratégicas adoptadas desde la década de 1970, cuando Eletrobras, respaldada por un marco regulatorio favorable, impulsó la construcción masiva de grandes represas hidroeléctricas aprovechando las extensas cuencas fluviales del país.[30] Varios entrevistados indicaron que esta dependencia histórica de la hidroelectricidad responde principalmente a factores geográficos y económicos más que a consideraciones ambientales.[31]

No obstante, al igual que otros países sudamericanos con una elevada participación hidroeléctrica, Brasil sigue siendo vulnerable a sequías y variaciones hidrológicas. La crisis eléctrica de 2001–2002 evidenció estos riesgos e impulsó una estrategia de diversificación de la matriz, incluyendo el lanzamiento del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) en 2002 para promover inversiones en energía eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas.[32]

Posteriormente, gracias a las subastas competitivas de energías renovables realizadas durante las décadas de 2000 y 2010, se comenzó a aprovechar el extraordinario potencial eólico del noreste brasileño y se aceleró la caída de costos de tecnologías eólicas y solares.[33] La expansión solar recibió un impulso adicional mediante la Resolución 482/2012 de ANEEL (2012), que creó un sistema de medición neta para generación distribuida y facilitó el rápido crecimiento de instalaciones fotovoltaicas residenciales y comerciales.[34]

Actualmente, la energía solar constituye uno de los segmentos de mayor crecimiento en capacidad instalada. La combinación de incentivos regulatorios, abundancia de recursos naturales y reducción de costos tecnológicos ha permitido una expansión sostenida de las renovables variables dentro del sistema eléctrico brasileño.

El resultado es un sistema eléctrico excepcionalmente limpio y progresivamente más diversificado. Aunque la hidroelectricidad domina la generación, la expansión de energía eólica, solar, biomasa y eventualmente nuclear ha reducido vulnerabilidades sistémicas y ha ampliado la base renovable del país.

EL ROL DE CHINA

Comenzando en la década de 2010, China se convirtió gradualmente en uno de los actores más importantes del sector energético brasileño, impulsada por inversiones de gran escala lideradas por empresas estatales y bancos de desarrollo chinos.[35] En la actualidad, su participación se extiende a lo largo de toda la cadena de valor energética, desde la generación, transmisión y distribución de electricidad hasta la manufactura de equipos y la movilidad de bajas emisiones, consolidando a Brasil como el principal socio energético de China en América Latina.

Brasil se ha convertido en un destino atractivo para las inversiones chinas asociadas a la transición energética y la manufactura de bajas emisiones por múltiples razones. La combinación de una amplia base de consumidores, una matriz eléctrica predominantemente renovable y políticas industriales orientadas a la reindustrialización, como la Nueva Industria Brasil (NIB),[36] ha fortalecido el atractivo del país para empresas chinas interesadas en expandir cadenas de valor vinculadas a energías renovables, movilidad eléctrica y tecnologías de descarbonización.[37] Esta convergencia de intereses ha contribuido al crecimiento sostenido de las inversiones chinas en sectores considerados estratégicos para la transición energética brasileña y ayuda a explicar la creciente presencia de empresas chinas en actividades manufactureras de mayor valor agregado.

La mayoría de los especialistas brasileños entrevistados coincidieron en que la cooperación internacional resulta indispensable para la transición energética brasileña. Sin embargo, también advirtieron que una dependencia excesiva de un único socio externo, como es el caso de China, genera vulnerabilidades estratégicas y limita la autonomía tecnológica e industrial del país.[38]

Las empresas estatales chinas han adquirido posiciones particularmente relevantes en infraestructura crítica. State Grid y China Three Gorges tienen una fuerte participación en importantes activos de producción de energía hidroeléctrica y transmisión y distribución de electricidad. Brasil se ha convertido además en uno de los principales destinos de la expansión internacional de ambas compañías, hasta el punto de concentrar la mayor parte de sus activos energéticos fuera de China.[39] Por ejemplo, State Grid actualmente opera algunas de las mayores líneas de ultra alto voltaje del país, conectando regiones ricas en renovables del norte y noreste con los principales centros industriales del sudeste brasileño.[40] Esto otorga a una empresa estatal china una presencia estructural en uno de los sectores más sensibles y estratégicos del sistema energético nacional.

Los entrevistados señalaron que estas inversiones han contribuido a expandir la conectividad y capacidad de transmisión de manera eficiente.[41] Al mismo tiempo, también han generado interrogantes sobre supervisión, concentración de infraestructura crítica y dependencia tecnológica de largo plazo.

En el sector renovable, la participación china se concentra principalmente en manufactura y suministro tecnológico. Aunque Brasil ha avanzado en marcos regulatorios y expansión de energías renovables, aún enfrenta dificultades para desarrollar capacidades manufactureras locales que acompañen la transición energética. La limitada capacidad industrial doméstica en componentes solares y almacenamiento energético aparece como una de las principales vulnerabilidades señaladas por los entrevistados.[42]

Esta situación ha generado importantes espacios de complementariedad con las inversiones chinas, particularmente en sectores vinculados a energías renovables, almacenamiento y movilidad eléctrica. De hecho, los objetivos de descarbonización industrial y reindustrialización verde impulsados por la iniciativa Nueva Industria Brasil (NIB) coinciden con áreas donde las empresas chinas han incrementado significativamente su presencia durante los últimos años.

Las instituciones financieras chinas también han desempeñado un papel decisivo. Por ejemplo, el China Development Bank, el Industrial and Commercial Bank of China y el Bank of China han otorgado líneas de crédito en condiciones altamente competitivas,[43] reduciendo riesgos para socios brasileños y permitiendo que empresas chinas compitan agresivamente en subastas energéticas.

La electrificación del transporte constituye otro eje creciente de cooperación entre Brasil y China. BYD inició producción nacional de vehículos eléctricos en 2025 en la planta de Camaçari, en Bahía, con capacidad estimada de 300.000 vehículos anuales,[44] mientras que Great Wall Motors (GWM) aceleró su presencia industrial mediante la apertura de una planta en el estado de São Paulo con capacidad inicial de 50.000 vehículos por año y planes de expansión hacia 100.000 unidades.[45] Varios entrevistados señalaron que estas inversiones poseen una dimensión tanto energética como industrial, ya que los vehículos eléctricos podrían redefinir el futuro de la industria automotriz brasileña en un contexto de transformación global de cadenas de suministro.[46]

A su vez, la diplomacia china complementa la expansión de sus empresas en el país. La Comisión Sino-Brasileña de Alto Nivel de Concertación y Cooperación (COSBAN), creada en 2004, constituye el principal mecanismo de diálogo entre ambos gobiernos y desempeña un papel relevante en la coordinación de proyectos estratégicos y la promoción de inversiones. A través de subcomisiones dedicadas a asuntos económicos, financieros, comerciales y ambientales, la COSBAN facilita la articulación entre actores públicos y privados y contribuye a identificar áreas prioritarias para la cooperación bilateral.[47]

La importancia estratégica de los hidrocarburos también se refleja en la relación económica bilateral. En el primer trimestre de 2026, las exportaciones brasileñas de petróleo hacia el mercado chino alcanzaron niveles récord, impulsadas tanto por el aumento sostenido de la producción offshore brasileña como por las disrupciones de líneas de suministro en el Medio Oriente.[48]

Esta dinámica evidencia cómo la expansión petrolera continúa siendo un componente relevante tanto para la economía brasileña como para la relación bilateral con China, incluso en medio del fortalecimiento de la agenda climática y de transición energética del país. Al mismo tiempo, la creciente presencia china en sectores estratégicos de la economía brasileña también ha puesto de relieve desafíos relacionados con gobernanza, supervisión regulatoria y sostenibilidad social y ambiental.

Casos emblemáticos como la represa de Belo Monte ilustran bien estos desafíos. Ubicada en la Amazonía, fue impulsada por el gobierno brasileño como uno de los principales proyectos de infraestructura energética del país y posteriormente complementada por líneas de transmisión operadas por la estatal china State Grid. A su vez, tanto la construcción de la represa como la infraestructura asociada estuvieron rodeadas de controversias relacionadas con desplazamiento de comunidades locales,[49] inundación de bosques, alteraciones ecosistémicas y cuestionamientos sobre la calidad del proceso para otorgar licencias ambientales.[50] Diversas organizaciones sociales y ambientales denunciaron además que la presión política para acelerar el proyecto debilitó mecanismos de consulta y supervisión estatal.[51]

Más recientemente, la expansión industrial china vinculada a la transición energética también ha generado controversias laborales y regulatorias. El caso más visible ha sido la construcción de la planta de vehículos eléctricos de BYD en Bahía, donde fiscales laborales brasileños denunciaron condiciones “análogas a la esclavitud” para cientos de trabajadores chinos subcontratados por empresas constructoras vinculadas al proyecto, incluyendo presuntas jornadas excesivas, retención de pasaportes, restricciones de movilidad y condiciones degradantes de alojamiento.[52] Este episodio refuerza preocupaciones sobre capacidad regulatoria, supervisión estatal y cumplimiento de estándares laborales en proyectos de gran escala vinculados a capital extranjero.

Visto de manera integral, el caso brasileño constituye una de las formas más profundas y complejas de participación china en la transición energética sudamericana. A diferencia de otros países de la región, la relación entre Brasil y China trasciende el ámbito estrictamente económico y se inserta en una agenda más amplia de cooperación política, visible en espacios como los BRICS y en posiciones convergentes sobre la reforma de la gobernanza global, el fortalecimiento del multilateralismo y la reducción de la dependencia de instituciones financieras dominadas por Occidente. Esa profundidad de la relación expone un dilema estratégico: las capacidades industriales, tecnológicas y financieras que hacen de China un socio indispensable también pueden limitar los objetivos brasileños de desarrollo tecnológico, fortalecimiento industrial y autonomía productiva.

NOTAS

1. Entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

2. Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial, Resolução CNDI/MDIC n.º 4, de 22 de janeiro de 2024, "Nova Indústria Brasil – Plano de Ação 2024–2026", *Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços*, Enlace↗; Ministério da Fazenda, "New Industry Brazil", s. f., Enlace↗

3. Tim Schauenberg, "COP30 en Brasil: entre la esperanza y las contradicciones", *DW*, 10 de noviembre de 2025, Enlace↗

4. International Energy Agency, *Energy Policy Review: Brazil 2025* (marzo de 2026), Enlace↗

5. Ministério de Minas e Energia, "RenovaBio", 29 de junio de 2021, Enlace↗

6. Ministério de Minas e Energia, "Combustível do Futuro", 12 de noviembre de 2025, Enlace↗

7. Vinicius Nunes, Rafael Rabioglio y Luiza Demôro, *Brazil Transition Factbook 2025* (BloombergNEF, abril de 2025), Enlace↗

8. Alexandre Noguchi y Farley Simon Nobre, "Oil and Gas Companies—Are They Shifting to Renewables? A Study of Policy Mixes for Energy Transition in Brazil", *Brazilian Administration Review* 20, núm. 1 (2023), Enlace↗

9. Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute, "Understand the Sector", *IBP Industry Observatory*, s. f. Enlace↗

10. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

11. Ibid.

12. Ibid.

13. Douglas Corrêa, "FUP pede participação dos trabalhadores em transição energética", *Agência Brasil*, 14 de noviembre de 2025, Enlace↗

14. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

15. Philip Fearnside, "Belo Monte: Actors and Arguments in the Struggle over Brazil's Most Controversial Amazonian Dam", *DIE ERDE: Journal of the Geographical Society of Berlin* 148, núm. 1 (2017): 14–26, Enlace↗

16. Ibid.

17. Michael Klingler, Nadia Ameli, Jamie Rickman y Johannes Schmidt, "Large-scale green grabbing for wind and solar photovoltaic development in Brazil", *Nature Sustainability* 7 (2024): 747–757, Enlace↗

18. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

19. Tricontinental, "La organización política del Movimiento de Trabajadores Rurales Sin Tierra de Brasil", *Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terra*, dossier núm. 75, 16 de abril de 2024, Enlace↗

20. Sandino Meneguzzo Isonel, Alison Diego Leajanski y Gema Cristina Jáquez Guaderrama, "Consideraciones sobre los códigos forestales brasileños de 1965 y 2012", *Revista de Geopolítica* 2, núm. 1 (2021): 61–73, Enlace↗

21. Cristina Leme Lopes, Nina Didonet, Ana Flávia Corleto y Joana Chiavari, *Onde Estamos na Implementação do Código Florestal? Radiografia do CAR e do PRA nos Estados Brasileiros – Edição 2024* (Climate Policy Initiative, 5 de diciembre de 2024). Enlace↗

22. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

23. Richard Mann, "Why Brazil's Economy Is So Closed: A Comprehensive Analysis of Causes, Impacts, and Future Implications", *The Rio Times*, 3 de noviembre de 2025, Enlace↗; Otaviano Canuto, Cornelius Fleischhaker y Philip Schellekens, *The Curious Case of Brazil's Closedness to Trade, Policy Research Working Paper* núm. 7228 (World Bank Group, abril de 2015), Enlace↗

24. Ministério de Minas e Energia, "Energia Nuclear", 12 de noviembre de 2025, Enlace↗

25. Marly Iyo Kamioji y Gildo Magalhães dos Santos Filho, "Origins and Evolution of the Nuclear Program in Brazil: The Alliance between Scientists and Militaries for the Institutionalization of Science & Technology towards the Nuclear Technology Development", *Revista Tecnologia e Sociedade* 15, núm. 37 (2019): 105–130, Enlace↗

26. Ministério de Minas e Energia, "Plano Nacional de Energia 2050", s. f., Enlace↗

27. Ministério de Minas e Energia, "Energia Nuclear", 12 de noviembre de 2025, Enlace↗

28. Greg Prudenciano, "Por que Angra 3 Nunca Termina? O Projeto Nuclear que Ninguém Tem Coragem de Concluir, Nem de Enterrar", *InvestNews*, 22 de mayo de 2025, Enlace↗

29. International Energy Agency, "Mexico", 2025, Enlace↗

30. Karina de Jesus Soares et al., "Marcos históricos do setor hidrelétrico brasileiro", *Research, Society and Development* 11, núm. 7 (16 de mayo de 2022): 8–10, Enlace↗

31. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

32. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), "Sobre o PROINFA", s. f., Enlace↗

33. Factor, *Subastas de energía renovable en Latinoamérica y el Caribe: Caso de estudio Brasil, Mecanismos y Redes de Transferencia de Tecnología Relacionada con el Cambio Climático en América Latina y el Caribe* (2017), 20–31, Enlace↗

34. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), *Síntesis de definiciones clave para la medición de la economía digital* (2020), Enlace↗

35. Pedro Henrique Batista Barbosa, *New Kids on the Block: China's Arrival in Brazil's Electric Sector, Global China Initiative Working Paper* núm. 12 (Global Development Policy Center, Boston University, diciembre de 2020). Enlace↗; Pedro da Motta Veiga y Sandra Polónia Rios, *China's FDI in Brazil: Recent Trends and Policy Debate. Policy Brief* (Policy Center for the New South, junio de 2019), Enlace↗

36. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, "Um ano da Nova Indústria Brasil (NIB) é celebrado com lançamento das metas da Missão 6 e investimentos na indústria da defesa", 12 de febrero de 2025, Enlace↗

37. Tulio Cariello, *Chinese Investments in Brazil – 2025: Mining, Electric Vehicles, and Renewables* (Brazil-China Business Council, abril de 2026), Enlace↗

38. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

39. Pedro Henrique Batista Barbosa, N*ew Kids on the Block: China's Arrival in Brazil's Electric Sector, Global China Initiative Working Paper* núm. 12 (Global Development Policy Center, Boston University, diciembre de 2020), Enlace↗; Pedro da Motta Veiga y Sandra Polónia Rios, *China's FDI in Brazil: Recent Trends and Policy Debate. Policy Brief* (Policy Center for the New South, junio de 2019), Enlace↗

40. Paulo Motoryn, "Qué significa la nueva línea eléctrica de State Grid para la transición energética de Brasil", *Dialogue Earth*, 2 de abril de 2024, Enlace↗

41. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

42. Ibid.

43. Manuel Enrique Feigl Varela, "Chinese Economic Statecraft in Brazil: Divergence Analysis of Chinese Investments, Loans and Trade Projects" (tesis de maestría, Fundação Getulio Vargas, 21 de diciembre de 2021), Enlace↗

44. Juliana Estigarríbia, Daniel Guerrero e Italia López, "Cómo esta fábrica brasileña se convirtió en una pieza clave para el avance de BYD en Latam", *Bloomberg Línea*, 29 de octubre de 2025, Enlace↗.

45. Bruno Bocchini, "Lula inaugura fábrica da GWM em Iracemápolis, São Paulo", *Agência Brasil*, 15 de agosto de 2026, Enlace↗

46. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Brasil entre abril y octubre de 2025.

47. Vice-Presidência da República, "COSBAN", s. f., Enlace↗; Ministério das Relações Exteriores, "VII Sessão Plenária da Comissão Sino-Brasileira de Alto Nível de Concertação e Cooperação (COSBAN)", 6 de junio de 2024, Enlace↗

48. Tulio Cariello, "Petróleo impulsiona recorde nas exportações brasileiras para a China", *CEBC Alerta* (Conselho Empresarial Brasil-China), 15 de abril de 2026, Enlace↗

49. Máximo Anderson, "Ribereños desplazados por la presa Belo Monte de Brasil se reasientan en el embalse", *Mongabay*, 6 de abril de 2017, Enlace↗

50. AIDA, *The Belo Monte Dam on the Xingu River: 10 years of impacts in the Amazon and the search for reparations* (Interamerican Association for Environmental Defense, 14 de mayo de 2026), Enlace↗

51. Amnistía Internacional, "Se insta a Brasil a suspender el proyecto de la presa de Belo Monte", comunicado de prensa, 2 de junio de 2011, Enlace↗

52. MPT-BAI, "Força-tarefa resgata 163 trabalhadores e interdita obra da BYD em Camaçari (BA)", 23 de dezembro de 2024, Enlace↗

CHILE

Energía / cápita	Electricidad / cápita	CO2 / cápita	Electrificación
26.245 kWh	**4.303 kWh**	**3,6 toneladas**	**100%**
Fuente: Our world in data Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2024**	Fuente: World Bank Año: **2024**

Tabla 11

SUMINISTRO ENERGÉTICO — IMPORTACIONES

Total importado: **27.734 Ktoe** · Año: **2024** · Incluye fuentes primarias y secundarias



Petróleo	9.765,6 Ktoe · 35,21%	Diésel	6.972,5 Ktoe · 25,14%
Gas natural	4.681,3 Ktoe · 16,88%	Carbón	3.021,7 Ktoe · 10,90%
Gas licuado de petróleo (GLP)	1.700,1 Ktoe · 6,13%	Gasolina	717,8 Ktoe · 2,59%
Keroseno	674,6 Ktoe · 2,43%	Nafta	142,1 Ktoe · 0,51%
Fuel oil	58,6 Ktoe · 0,21%		

Chile importa ~27.735 Ktoe de energía al año y exporta 1.770 Ktoe, lo que convierte a Chile en un importador neto de energía, 2024.
Fuente: Energía abierta Chile.

GOBERNANZA Y POLÍTICA ENERGÉTICA

Entre los países analizados, Chile destaca por combinar un mercado energético liberalizado de larga data con uno de los marcos climáticos más avanzados y jurídicamente vinculantes de Sudamérica. Entre las regulaciones, la Ley Marco de Cambio Climático de 2022[1] constituye uno de los pilares de este marco institucional. La norma compromete al país a alcanzar la carbono neutralidad en 2050 y establece obligaciones para incorporar la variable climática en el diseño e implementación de políticas públicas a distintos niveles del Estado.[2] En materia de descarbonización, este marco se complementa con instrumentos como la Ley de Eficiencia Energética de 2021[3] y el plan de retiro progresivo del carbón,[4] que contempla el cierre de las centrales carboníferas restantes hacia 2040 y ya ha permitido la salida de operación de varias unidades. Esta base legislativa ha contribuido a mantener continuidad entre gobiernos de diferente orientación política y a consolidar la reputación de Chile como un entorno estable y favorable para la inversión en energías renovables.

Las instituciones desempeñan un papel central dentro del marco regulatorio. El Ministerio de Energía lidera la planificación de largo plazo;[5] la Comisión Nacional de Energía (CNE) define políticas y tarifas;[6] y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) opera la red y administra el despacho eléctrico.[7] En conjunto, estas entidades proporcionan cierto grado de aislamiento

tecnocrático frente a los ciclos políticos y han permitido implementar licitaciones competitivas que redujeron significativamente los costos de la energía solar y eólica. En paralelo, el CEN ha impulsado estudios de expansión orientados a fortalecer la infraestructura de transmisión necesaria para integrar energías renovables variables a nivel nacional.[8]

En el plano internacional, Chile ha alineado su estrategia energética con marcos multilaterales climáticos. El país ha incorporado el despliegue de energías renovables, almacenamiento y eficiencia energética como pilares de su política climática, reflejados tanto en su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) bajo el Acuerdo de París como en su Estrategia Climática de Largo Plazo al 2050.[9] La adhesión de Chile a la Powering Past Coal Alliance y su liderazgo de la COP25 constituyen indicadores adicionales de la prioridad que el país ha otorgado a la transición energética y la gobernanza climática global.

Dentro de la agenda energética, el hidrógeno verde (H2V) ha emergido como una de las principales apuestas del país. El Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, lanzado oficialmente en mayo de 2024, estableció 81 medidas con el objetivo de que Chile produzca el hidrógeno verde a precios competitivos hacia 2030, se convierta en uno de los tres principales exportadores globales hacia 2040 e instale 5 GW de capacidad renovable dedicada a electrólisis para 2025.[10] En cuanto al destino de las futuras exportaciones de hidrógeno verde por vía marítima y bajo la forma de amoniaco, el gobierno de Chile se encuentra cooperando principalmente con socios europeos, siendo los puertos de Róterdam y Hamburgo los destinos privilegiados.[11]

No obstante, múltiples estudios han señalado que el ritmo de implementación ha sido más lento de lo previsto inicialmente, particularmente en materia de infraestructura portuaria, financiamiento, elevados costos de producción con la tecnología actual y desarrollo de proyectos a escala comercial.[12] Gran parte de esta estrategia se concentra en la región de Magallanes, en el extremo sur del país, cuyos recursos eólicos de clase mundial se estima podrían llegar a generar hasta el 13% del suministro global de hidrógeno verde.[13]

En líneas generales, los principales desafíos que enfrenta Chile en su transición energética parecen estar menos vinculados a la gobernanza que a las características estructurales del propio sistema energético. La geografía extremadamente extensa del país, la distancia entre los principales centros de generación y consumo, una disponibilidad hidroeléctrica más limitada que la de varios de sus pares sudamericanos y una fuerte dependencia de hidrocarburos importados condicionan la seguridad energética nacional.

Para Chile, la expansión de la infraestructura de transmisión y el despliegue de fuentes renovables aparecen como componentes centrales de la estrategia energética del país, al contribuir simultáneamente a los objetivos de descarbonización y a la reducción de vulnerabilidades asociadas a la dependencia de combustibles importados.

MATRIZ ENERGÉTICA

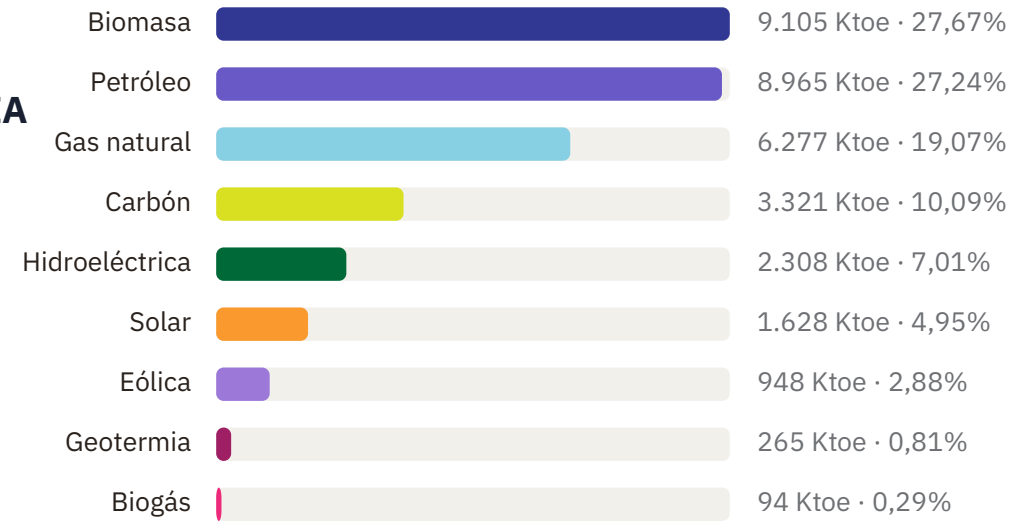
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 12** y **13**.*

Tabla 12

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA (TPES) — 2024

Total: **32.911 Ktoe**

Se define como producción interna más importaciones menos exportaciones (y, cuando se dispone de datos, ajustada por variaciones de existencias y búnkeres internacionales).



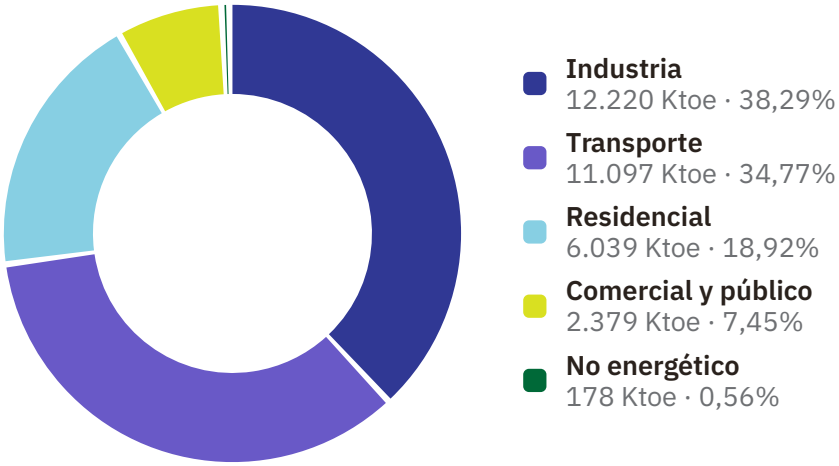
Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Comisión Nacional de Energía - Balance de Energía.
Notas:
- La categoría Biomasa incluye licor negro y pellets de biomasa.
- Biogás: producido mediante digestión anaeróbica de materia orgánica (residuos agrícolas, rellenos sanitarios, aguas residuales).

Tabla 13

USO DE ENERGÍA POR SECTOR — 2024

Total: **31.913 Ktoe**

Energía entregada únicamente a los sectores de uso final. Excluye la energía consumida por la propia industria energética en actividades de conversión y procesamiento.



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Comisión Nacional de Energía - Balance de Energía.
Notas:
- Las estadísticas oficiales de Chile no cuentan con una categoría independiente para “Agricultura”; se incluye dentro de “Industria”.

A pesar de su sólida agenda gubernamental de transición energética, la matriz chilena se encuentra dominada por combustibles fósiles. En 2024, el petróleo constituyó el principal componente con 27,2%, seguido por el gas natural con 19,1% y el carbón con 10,1%. Esta composición refleja la fuerte dependencia estructural de Chile respecto a hidrocarburos importados, derivada de la limitada disponibilidad de reservas nacionales de petróleo y gas.

Por su parte, las fuentes renovables representaron algo más del 40% de la matriz energética primaria. La biomasa constituyó la principal fuente renovable, combinando recursos tradicionales como leña y carbón vegetal con subproductos industriales como licor negro, representando conjuntamente más de una cuarta parte del suministro total (27,7%).

Junto con Brasil, Chile destaca entre los países analizados por el peso estructural que mantiene la biomasa dentro de su matriz energética. La hidroelectricidad aportó 7%, mientras que la energía solar (5%) y eólica (2,9%) mantuvieron participaciones modestas dentro de la matriz primaria, pese a su rápido crecimiento en el sector eléctrico. La geotermia y el biogás fueron marginales, con menos del 1% cada uno.

En otro orden de ideas, los patrones sectoriales de consumo ayudan a explicar la divergencia entre una matriz eléctrica baja en emisiones y una matriz energética aún intensiva en combustibles fósiles. La industria concentró la mayor parte del consumo final de energía (38,3%), impulsada principalmente por actividades mineras, cementeras y siderúrgicas que requieren carbón y gas natural para procesos de alta temperatura.

A diferencia de los demás países analizados en este estudio, donde el sector transporte fue el principal sector consumidor, en Chile la demanda energética estuvo liderada por la actividad industrial. Esta configuración refleja el peso de la minería dentro de la economía chilena. Como principal productor mundial de cobre y segundo productor de litio,[14] después de Australia, Chile concentra una parte significativa de su demanda energética en actividades extractivas e industriales intensivas en energía, muchas de las cuales abastecen insumos críticos para las cadenas de suministro de la transición energética global.

El transporte representó el segundo mayor sector consumidor (34,8%), manteniendo una fuerte dependencia de diésel y gasolina importados. Aunque el sector residencial tuvo una participación menor en el consumo total (18,9%), el uso extendido de gas licuado de petróleo (GLP) y biomasa para calefacción y cocción desempeñaron un papel relevante en la demanda energética del país. Por último, los sectores comercial y público representaron el 6,2% y el 1,3% del consumo final, respectivamente.

Para Chile, el camino hacia una matriz energética baja en emisiones pasa principalmente por la transformación de los sectores transporte e industria, los cuales conforman la mayor parte del consumo de combustibles fósiles del país.

MATRIZ ELÉCTRICA

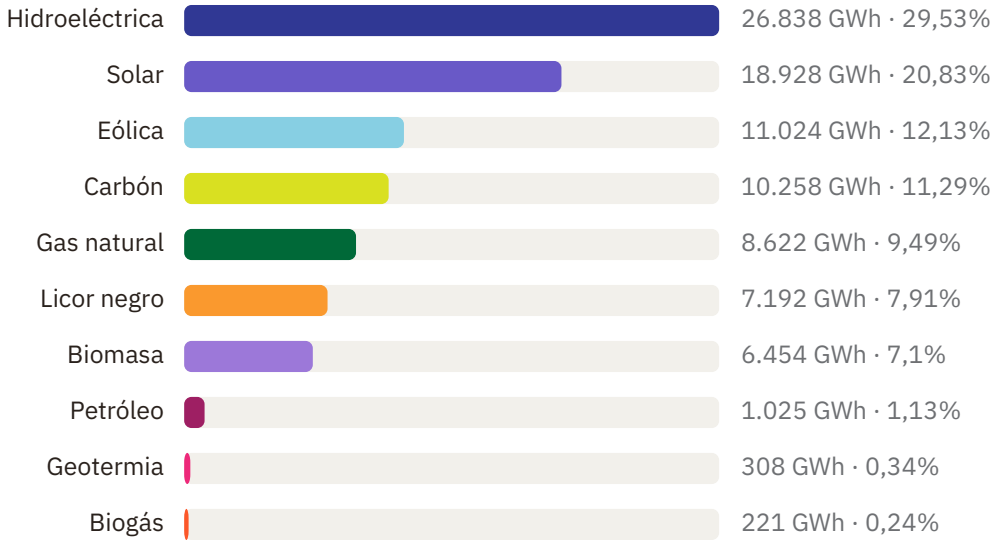
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 14** y **15**.*

Tabla 14

FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA — 2024

Total: **90.872 GWh**

Electricidad entregada a la red, desagregada por fuente primaria de generación.

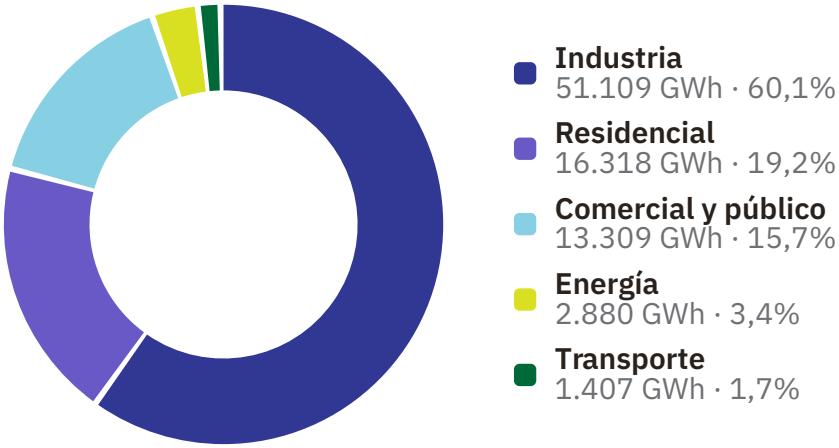


Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Comisión Nacional de Energía - Balance de Energía.
Notas:
- Petróleo: Combustibles derivados del petróleo refinado, incluyendo diésel, fuel oil, gas licuado de petróleo (GLP) y otros hidrocarburos líquidos menores.

Tabla 15

USO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR — 2024

Total: **85.023 GWh**



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Comisión Nacional de Energía - Balance de Energía.
Notas:
- Las estadísticas oficiales de Chile no cuentan con una categoría independiente para “Agricultura”.

Chile ha construido uno de los sistemas eléctricos con mayor participación de energías renovables del mundo, pese a no contar con la amplia dotación hidroeléctrica que caracteriza a muchos de los países líderes en esta materia. En 2024, el 78,1% de la electricidad entregada a la red provino de fuentes renovables, lideradas por la hidroelectricidad (29,5%), la energía

solar (20,8%) y la eólica (12,1%), seguidas por el licor negro (7,9%), la biomasa (7,1%), la geotermia (0,34%) y el biogás (0,24%). Los combustibles fósiles representaron poco más de una quinta parte de la generación eléctrica, principalmente a través del carbón (11,3%) y el gas natural (9,5%), mientras que los derivados del petróleo mantuvieron una participación marginal inferior al 2%.

Los patrones de consumo eléctrico de Chile reflejan el peso de las actividades productivas dentro de la economía nacional. La industria, que en las estadísticas oficiales incluye también actividades agrícolas, concentra el 60,1% de la demanda total de electricidad, la proporción más alta entre los seis países analizados. El sector residencial representó 19,2% del consumo, seguido por el sector comercial y público con 15,7%, mientras que el transporte absorbió apenas 1,7% de la demanda eléctrica.

Un asesor de G-Advisor en Chile señaló que los avances en materia energética del país responden a decisiones de política pública sostenidas durante varios gobiernos consecutivos.[15] Los gobiernos chilenos han utilizado licitaciones competitivas, contratos de largo plazo y señales claras de planificación de red para atraer inversión privada y acelerar el despliegue renovable.

La geografía del país también ha favorecido el desarrollo de renovables no hidroeléctricas. Los extraordinarios niveles de radiación solar del desierto de Atacama, combinados con fuertes corredores de viento en el norte y sur del país, permitieron una rápida expansión de la generación solar y eólica (véanse las Figuras 1 y 2 del Capítulo 1). Como resultado, la energía solar ya supera al gas y al carbón en generación eléctrica, pese a que una década atrás su contribución al sistema era prácticamente inexistente.[16]

Este desarrollo ha sido particularmente significativo en el norte del país, donde se concentra buena parte de la actividad minera chilena. La expansión de proyectos solares a gran escala ha generado importantes vínculos entre el sector energético y la industria minera, convirtiendo a esta última en uno de los principales motores de la demanda de electricidad renovable.[17] Por su parte, la energía eólica, aunque todavía menor en generación total, se ha expandido de manera constante y aporta complementariedad al sistema en distintos momentos del día y del año, ayudando a diversificar la matriz eléctrica.

Pese a la rápida expansión de las energías renovables, uno de los principales desafíos para la transición energética de Chile sigue siendo la infraestructura de transmisión eléctrica. La red se extiende por casi 3.000 kilómetros a lo largo del país, mientras gran parte de la generación solar y eólica se concentra en sus extremos geográficos y la mayor demanda eléctrica se ubica en la zona central.[18] Esta configuración ha generado problemas recurrentes de congestión, vertimiento de energía renovable y vulnerabilidades operativas en corredores críticos de transmisión, situación que ha quedado en evidencia durante episodios recientes de interrupciones eléctricas de alcance nacional.

Estas limitaciones han condicionado el ritmo de la transición energética. Aunque las centrales carboníferas están siendo gradualmente retiradas, el proceso se ha ralentizado debido a preocupaciones sobre la confiabilidad del sistema, manteniendo algunas unidades en condición de reserva estratégica.[19] Al mismo tiempo, el gas natural desempeña un papel relevante como fuente de respaldo y flexibilidad operativa, contribuyendo a estabilizar el sistema eléctrico y a compensar tanto la variabilidad de las energías renovables como los efectos de los períodos de sequía sobre la generación hidroeléctrica.

EL ROL DE CHINA

La participación del empresariado chino en la transición energética chilena se ha expandido rápidamente durante la última década, consolidando su presencia en uno de los mercados energéticos más abiertos, competitivos y estables institucionalmente de América Latina. Chile combina marcos regulatorios sólidos, licitaciones transparentes y fuentes de financiamiento diversificadas, limitando la capacidad de cualquier actor extranjero de dominar el sector. Dentro de este entorno, las empresas chinas han logrado posicionarse como actores relevantes en generación renovable, transmisión, distribución y electrificación del transporte, principalmente gracias a costos competitivos, rápida ejecución y condiciones de financiamiento atractivas.

La presencia china se ha expandido a lo largo de distintos segmentos del sector energético chileno, aunque bajo modalidades diferenciadas. Por una parte, empresas como JA Solar y Goldwind participan principalmente como proveedoras de equipamiento y tecnología para proyectos solares y eólicos, en especial hacia el norte de Chile y el desierto de Atacama. Por otra parte, compañías como SPIC, State Grid y China Southern Power Grid han fortalecido su presencia mediante la adquisición y operación de activos estratégicos de generación, transmisión y distribución, como Pacific Hydro, CGE y Chilquinta. Esta diferenciación refleja un patrón más amplio en el que la participación china combina la inserción en las cadenas globales de suministro de tecnologías renovables con inversiones orientadas al control y gestión de infraestructura energética existente.[20]

De la misma manera, la infraestructura de transmisión se ha convertido en una de las áreas más estratégicas de participación china en Chile. La adquisición de Compañía General de Electricidad (CGE) por parte de State Grid Corporation of China le otorgó a la estatal china control sobre la mayor distribuidora eléctrica privada del país, con presencia en 14 regiones y una participación superior al 40% del mercado nacional de distribución.[21] La operación también reflejó el reemplazo progresivo de capital europeo por capital chino en segmentos estratégicos de infraestructura energética regional, dado que CGE pertenecía previamente a la empresa energética española Naturgy.[22]

La adquisición generó además un amplio debate público sobre las implicaciones de que una empresa estatal extranjera controlara una porción significativa de la infraestructura eléctrica nacional. La Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU) intentó impugnar sin éxito la aprobación de la operación por parte de la Fiscalía Nacional Económica, mientras que un grupo de diputados presentó un proyecto de reforma constitucional orientado a establecer mecanismos de revisión y control de la inversión extranjera en sectores estratégicos. En este sentido, la compra de CGE por State Grid marcó uno de los primeros episodios en que las inversiones chinas comenzaron a ser discutidas en Chile no solo desde una perspectiva económica, sino también en términos de seguridad, autonomía estratégica y consideraciones geopolíticas.[23]

Cabe mencionar también la línea de transmisión Kimal–Lo Aguirre, desarrollada por el consorcio Transelec junto con China Southern Power Grid.[24] Considerada una de las obras de integración eléctrica más importantes del país, la línea busca resolver los problemas de conexión y distribución entre las zonas de alta generación solar del norte y los principales centros urbanos e industriales de la zona central, facilitando la incorporación de nueva capacidad renovable al sistema eléctrico nacional.[25] Varios de los entrevistados señalaron que este tipo de inversiones posiciona a empresas chinas dentro de segmentos particularmente sensibles de la infraestructura energética chilena.[26]

En el sector de movilidad eléctrica también se observa una presencia significativa de fabricantes chinos, especialmente en el transporte público urbano. La expansión de la flota eléctrica de Santiago y de algunas ciudades regionales ha estado asociada a una oferta amplia de empresas chinas, entre ellas Zhongtong, Yutong, King Long, BYD, Foton y Fencer. Según estudios recientes en 2025, Zhongtong y Yutong concentraron conjuntamente más del 70% de las ventas de buses eléctricos en Chile, lo que confirma la centralidad de los fabricantes chinos en este segmento.[27]

Sobre este punto, el 85% de los entrevistados vinculó directamente la electromovilidad con la transición energética, mientras que el 71% identificó a China como el actor extranjero más influyente en este sector. También señalaron que los proveedores chinos han sido decisivos en el desarrollo del transporte público electrificado a gran escala. Al mismo tiempo, algunos entrevistados advirtieron que la creciente concentración de tecnología china en buses, baterías e infraestructura de carga podría limitar la diversificación tecnológica y reducir el espacio para el desarrollo industrial local.[28]

Sin desestimar la relevancia de las empresas chinas en el sector energético chileno, el mismo es más diversificado en términos de participación extranjera que el de muchos países vecinos. Empresas europeas como Engie,[29] Celeo Redes[30] y Elecnor[31] mantienen posiciones relevantes en generación, transmisión e infraestructura energética, mientras inversionistas institucionales como el fondo neerlandés APG poseen participaciones significativas en algunos de los principales activos de transmisión del país.[32] Esta diversidad de inversionistas contribuye a evitar una dependencia excesiva de un solo socio, incluso mientras las empresas chinas expanden su presencia en segmentos críticos de la transición energética chilena.

Dada la importancia del cobre tanto para la economía chilena como para las cadenas globales de suministro vinculadas a la transición energética, también resulta relevante considerar la presencia china en este sector. En Chile, dicha presencia se manifiesta a través del comercio, la demanda de materia prima y la integración en cadenas de suministro, más que mediante la propiedad directa de activos mineros. Aunque este patrón responde a una combinación de factores históricos, regulatorios y empresariales —y no necesariamente a una estrategia deliberada de exclusión—, contrasta con el caso de Perú, donde empresas chinas controlan algunos de los principales proyectos cupríferos del país. Esta diferencia subraya la diversidad

de modalidades mediante las cuales China participa en la minería sudamericana, así como la especificidad del modelo chileno de gobernanza y apertura del sector.

En el plano financiero, China ocupa una posición mucho menos dominante en Chile, un claro contraste con países como Argentina, Brasil y Ecuador, donde el financiamiento de bancos chinos ha mantenido una participación activa y de gran volumen. Concretamente, investigaciones recientes muestran que en materia de infraestructura energética, Chile no registró préstamos de bancos chinos entre 2001 y 2020, mientras sí recibió financiamiento de bancos liderados por Estados Unidos y organismos multilaterales.[33] Sin embargo, la mayoría de los entrevistados señaló que la principal ventaja comparativa de las empresas chinas en Chile no radica en el acceso directo a financiamiento ni en la influencia política, sino en su capacidad para combinar costos competitivos, manufactura a gran escala y ofertas integradas que incluyen financiamiento asociado a proveedores y servicios de ingeniería, procura y construcción (EPC), fortaleciendo así su posición en licitaciones de infraestructura y energía.[34]

En síntesis, el caso chileno pone de manifiesto una modalidad de inserción china distinta a la observada en otros países sudamericanos. A diferencia de Argentina, Ecuador o Brasil, donde el financiamiento estatal chino y las relaciones intergubernamentales han desempeñado un papel relevante en la expansión de proyectos energéticos, la presencia china en Chile se ha desarrollado principalmente a través de mecanismos de mercado y competencia empresarial. Aunque las empresas chinas han logrado posiciones significativas en generación renovable, transmisión eléctrica y electromovilidad, lo han hecho dentro de un entorno caracterizado por reglas estables, licitaciones competitivas y una elevada diversidad de inversionistas extranjeros. Como resultado, la participación de China en la transición energética chilena ha derivado principalmente de la capacidad de sus empresas para competir en costos, tecnología y escala, configurando un patrón de inserción económica más cercano a la lógica de mercado que a las dinámicas de cooperación intergubernamental que han caracterizado su presencia en otros países de la región.

NOTAS

1. Congreso Nacional de Chile, Ley n.º 21.455, "Ley Marco de Cambio Climático", *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*, 13 de junio de 2022, Enlace↗

2. Benoît Delooz Brochet, "La incorporación de la variable climática en el ordenamiento territorial chileno", *Revista Chilena de Derecho* 52, núm. 1 (2025): 101–124, Enlace↗

3. Congreso Nacional de Chile, Ley n.º 21.305, "Sobre Eficiencia Energética", *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*, 13 de febrero de 2021, Enlace↗

4. Ministerio de Energía de Chile, Resolución s/n de 2019, "Plan de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón", *Diario Oficial de la República de Chile*, 4 de junio de 2019, Enlace↗

5. Ministerio de Energía de Chile, "Sobre el Ministerio", s. f., Enlace↗

6. Rodolfo León Cano, "La regulación del sector eléctrico en Chile", *Lecturas de Economía*, núm. 46 (1997): 7–71. Enlace↗

7. Congreso Nacional de Chile, Ley n.º 20.936, "Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional", *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*, 20 de julio de 2016 . Enlace↗; Coordinador Eléctrico Nacional, "Portal Institucional y del Sistema Eléctrico Nacional", s. f. Enlace↗

8. Coordinador Eléctrico Nacional, *Propuesta de Expansión Anual de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal* (2024). Enlace↗

9. Ministerio del Medio Ambiente de Chile, Decreto Supremo n.º 28 de 2025, "Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de la República de Chile", *Diario Oficial de la República de Chile*, 25 de junio de 2025. Enlace↗; Ministerio del Medio Ambiente de Chile, *Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile (ECLP)* (2021). Enlace↗; Congreso Nacional de Chile, Ley n.º 21.455, "Ley Marco de Cambio Climático", *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*, 13 de junio de 2022. Enlace↗

10. Ministerio de Energía de Chile, *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde* (Ministerio de Energía, 2020). Enlace↗

11. *Deutsche Welle*, "Hamburgo, puerta de entrada del hidrógeno verde chileno", 2022. Enlace↗;Ministerio de Relaciones Exteriores de Chile, "Chile y la Unión Europea refuerzan vínculos en hidrógeno verde con miras hacia un desarrollo sostenible", 2023. Enlace↗

12. APERC, R*esearch cooperation project: Perspectives of hydrogen in the APEC region* (APERC, 2023). Enlace↗; P. S. Chen et al., "A review on ports' readiness to facilitate international hydrogen trade", *International Journal of Hydrogen Energy* 48, núm. 46 (2023). Enlace↗;Thijs Van de Graaf et al., "The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen", *Energy Research & Social Science 70* (2020). Enlace↗; Marco Mareso, "Chile's Green Hydrogen Boom", *Energy Focus*, 3 de junio de 2025. Enlace↗

13. Ministerio de Energía de Chile, División Energías Sostenibles, Unidad de Gestión de Información, Identificación de potenciales renovables: caso eólico (Ministerio de Energía, 2021). Enlace↗

14. International Copper Study Group, "Mercado mundial del cobre: panorama 2025 y proyecciones", Copper Latin America News, febrero de 2025. Enlace↗; Hannah Ritchie y Pablo Rosado, "The world's lithium is mined in just a handful of countries", Our World in Data, 3 de febrero de 2025. Enlace↗

15. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Chile entre abril y octubre de 2025.

16. Magnet, "Histórico: por primera vez en Chile la energía solar y eólica superan al carbón en la generación de electricidad", *Gob.cl*, 27 de octubre de 2022. Enlace↗

17. Global Business Reports, "Renewable Energy and Mining", *GBR Chile Mining*, agosto de 2024. Enlace↗

18. Comisión Nacional de Energía de Chile, *Reporte ciudadano* (Comisión Nacional de Energía, junio de 2024). Enlace↗

19. Nicolás Alonso García Bernal, *Retiro de centrales a carbón: incorporación del estado de reserva estratégica en Chile. Conceptos asociados y experiencia en la Unión Europea* (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Asesoría Técnica Parlamentaria, 2020). Enlace↗; Ministerio de Energía de Chile, *Estudio de transición energética: cumplimiento de la meta de retiro o reconversión de centrales a carbón al año 2040* (Ministerio de Energía, 2024). Enlace↗

20. J. Rehner et al., *Cadenas de valor, diversificación y transición energética justa: el caso de Chile, América Latina, China y una Transición Energética Justa: Serie de Documentos de Trabajo* (Universidad del Pacífico, Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico; Boston University Global Development Policy Center, 2026). Enlace↗

21. *EFE*, "Estatal china State Grid toma control de la mayor empresa eléctrica de Chile", SWI swissinfo.ch, 31 de enero de 2024. Enlace↗

22. Tomás Díaz, "Naturgy vende la distribución eléctrica de la chilena CGE a la china State Grid por 2.570 millones", elEconomista.es, 13 de noviembre de 2020. Enlace↗

23. M. Montt, J. E. Serrano-Moreno y C. Chan, *Empresas e inversión de China en Chile: aportes para una discusión balanceada, Policy Paper* (ICLAC, 2023) ; J. E. Serrano-Moreno, A. Bórquez y D. López, "Between legal certainty and geopolitical pressure: Chinese investment, public infrastructures and regulatory gaps in Chile", en Monika Prusinowska y Daniel Sprick, eds., *Legal Frontiers: China in Latin America* (London: Routledge, en prensa, 2027).

24. Barinia Montoya, "Kimal-Lo Aguirre, el proyecto que puede impulsar las energías renovables en Chile", *Dialogue Earth*, 21 de marzo de 2024. Enlace↗

25. Conexión Kimal-Lo Aguirre, *Memoria corporativa 2022* (Santiago: Conexión Energía, 2023). Enlace↗

26. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Chile entre abril y octubre de 2025.

27. J. Rehner et al., *Cadenas de valor, diversificación y transición energética justa: el caso de Chile, América Latina, China y una Transición Energética Justa: Serie de Documentos de Trabajo* (Universidad del Pacífico, Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico; Boston University Global Development Policy Center, 2026). Enlace↗

28. Resultado derivado de las entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Chile entre abril y octubre de 2025.

29. Engie Energía Chile, *12M Investor Presentation* (Engie Energía Chile, 2025). Enlace↗

30. Grupo Elecnor, "Celeo Redes se adjudica la construcción, operación y mantenimiento de una línea de transmisión en Chile con una inversión de 87,3 millones de dólares", *Noticias*, 2022. Enlace↗

31. Grupo Elecnor, “Elecnor: dos nuevos proyectos de transmisión en Chile con una inversión de 466 millones de dólares”, comunicado de prensa, 2018. Enlace↗

32. APG, “APG invests in the Chilean transmission market”, *Algemene Pensioen Groep*, 2021. Enlace↗

33. Francisco Urdinez, *Economic displacement: China and the end of US primacy in Latin America* (Cambridge University Press, 2026), 81–82. Enlace↗

34. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Colombia entre abril y octubre de 2025.

COLOMBIA

Energía / cápita	Electricidad / cápita	CO2 / cápita	Electrificación
11.645 kWh	**1.591 kWh**	**1,71 toneladas**	**98.7%**
Fuente: Our world in data Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2023**	Fuente: World Bank Año: **2023**

Tabla 16

SUMINISTRO ENERGÉTICO — IMPORTACIONES

Total importado: **7.270 Ktoe** · Año: **2024** · Incluye fuentes primarias y secundarias



Gasolina	2.684 Ktoe · 36,92%	Gas natural	1.845 Ktoe · 25,38%
Diésel	1.455 Ktoe · 20,01%	Petróleo	827 Ktoe · 11,38%
Alcohol	187 Ktoe · 2,57%	Gas licuado de petróleo (GLP)	164 Ktoe · 2,26%
Keroseno	67,9 Ktoe · 0,93%	Carbón	35 Ktoe · 0,48%
Fuel oil	5 Ktoe · 0,07%		

Colombia importa ~7.270 Ktoe de energía al año y exporta 71.977 Ktoe, lo que la convierte en un exportador neto de energía, 2024.
Fuente: Balance Energético Colombiano 2024.

GOBERNANZA Y POLÍTICA ENERGÉTICA

La transición energética colombiana se desarrolla en un contexto de tensiones estructurales comunes a varios países sudamericanos. Una de las matrices eléctricas más limpias de la región, sustentada principalmente en generación hidroeléctrica, coexiste con una matriz energética aún intensiva en hidrocarburos y con una economía donde el petróleo y el gas desempeñan un papel importante como fuente de ingresos fiscales, exportaciones y actividad económica.

En el plano regulatorio, Colombia ha desarrollado un marco normativo amplio para promover la incorporación de fuentes renovables al sistema energético. La Ley 1715 de 2014 estableció las bases legales para incorporar energía solar y eólica al sistema eléctrico mediante incentivos tributarios, exenciones arancelarias y de IVA,[1] así como la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), destinado a facilitar el financiamiento y la promoción de proyectos energéticos sostenibles.[2] Posteriormente, la Ley 2099 de 2021 amplió este marco al incorporar almacenamiento energético, hidrógeno, medición inteligente y mecanismos de respuesta de demanda, además de fortalecer el FENOGE e introducir mecanismos para la identificación y evaluación de proyectos estratégicos.[3] Estas medidas fueron complementadas por la Hoja de Ruta del Hidrógeno de 2021,[4] la Ley 1964

de 2019 sobre movilidad eléctrica y el marco regulatorio de 2022 (resolución 40284) para energía eólica offshore.[5] En conjunto, estas iniciativas evidencian la continuidad de una agenda regulatoria orientada a la transición energética a través de sucesivas administraciones.

En el plano internacional, Colombia también ha buscado consolidar su perfil como actor climático. El país fue sede de la COP16 de Biodiversidad en 2024,[6] se incorporó al Global Methane Pledge y mantiene cooperación activa con instituciones como la OCDE y la Agencia Internacional de Energía (IEA).[7]

No obstante, la transición energética colombiana se encuentra condicionada por el papel estructural de los hidrocarburos dentro de la economía nacional. Ecopetrol, la empresa estatal petrolera, representa cerca del 60% de la producción nacional de crudo y domina las actividades de refinación, transporte y logística de hidrocarburos.[8] Su importancia trasciende el sector energético: la compañía genera ingresos equivalentes a cerca del 2% del PIB nacional y constituye una de las principales fuentes de recursos fiscales mediante impuestos, regalías y dividendos.[9] Esta dependencia limita el margen de maniobra del gobierno, ya que cualquier intento de reducir la producción de hidrocarburos implica riesgos para la estabilidad macroeconómica. Aunque Ecopetrol ha anunciado inversiones en hidrógeno y energías renovables, su portafolio de negocios continúa concentrado predominantemente en la exploración, producción, refinación y transporte de hidrocarburos.[10]

Otro condicionante estructural radica en un sistema eléctrico dominado por la hidroelectricidad. Aunque la generación hidroeléctrica —que aporta cerca de dos tercios de la electricidad del país—[11] le permite contar con una de las matrices eléctricas de menor intensidad de carbono de la región, también incrementa su exposición a sequías prolongadas y fluctuaciones hidrológicas.

En los últimos años, las sequías prolongadas asociadas al fenómeno de El Niño redujeron significativamente los niveles de los embalses en la región de Bogotá, obligando a implementar medidas de racionamiento hídrico durante aproximadamente un año.[12] Al mismo tiempo, la menor disponibilidad de recursos hídricos incrementó la dependencia del sistema eléctrico nacional de la generación térmica de respaldo para garantizar la confiabilidad del suministro.[13] Esta vulnerabilidad se ve reforzada por la elevada concentración de la generación hidroeléctrica en grandes complejos como El Guavio y San Carlos, responsables de abastecer una parte importante de la demanda eléctrica de Bogotá y Medellín, respectivamente. Como principales centros económicos del país, cualquier interrupción en estas centrales puede afectar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico nacional.

Las tensiones institucionales y socioambientales también complican la implementación de proyectos energéticos. Los proyectos hidroeléctricos han dejado un historial de desplazamientos, daños ambientales y conflictos con comunidades locales. El caso más emblemático es Hidroituango, en Antioquia, el proyecto hidroeléctrico más ambicioso del país, con capacidad proyectada de 2,4 GW. Inicialmente presentada como un pilar de la seguridad

energética nacional, la obra ha acumulado retrasos, sobrecostos, el colapso parcial de la presa en 2018 y persistentes disputas por las compensaciones a las comunidades afectadas. El proyecto también ha sido asociado con desplazamientos, inundaciones y amenazas de seguridad vinculadas a grupos armados ilegales.[14]

Lo que distingue al caso colombiano es la brecha persistente entre las ambiciones de la transición energética y su capacidad de ejecución. Aunque el país ha desarrollado instrumentos regulatorios, metas de política pública y una narrativa favorable a la descarbonización, el avance de los proyectos se ve limitado por cuellos de botella en infraestructura eléctrica, limitaciones de financiamiento subnacional y desafíos de gobernanza y seguridad en varios de los territorios donde se concentran los recursos renovables.

Esta brecha también refleja un modelo de gobernanza altamente centralizado. Como señaló el académico colombiano Camilo Defelipe, a diferencia de países como Argentina o Chile, donde los gobiernos subnacionales desempeñan un papel más activo en el desarrollo de proyectos energéticos, en Colombia las decisiones "tienen que pasar por el centro" antes de implementarse a nivel territorial.[15] Esta concentración de competencias reduce la capacidad de adaptación a las realidades locales y contribuye a ralentizar la ejecución de proyectos, particularmente en regiones donde las limitaciones institucionales y los conflictos territoriales ya representan obstáculos importantes para la transición energética.

MATRIZ ENERGÉTICA

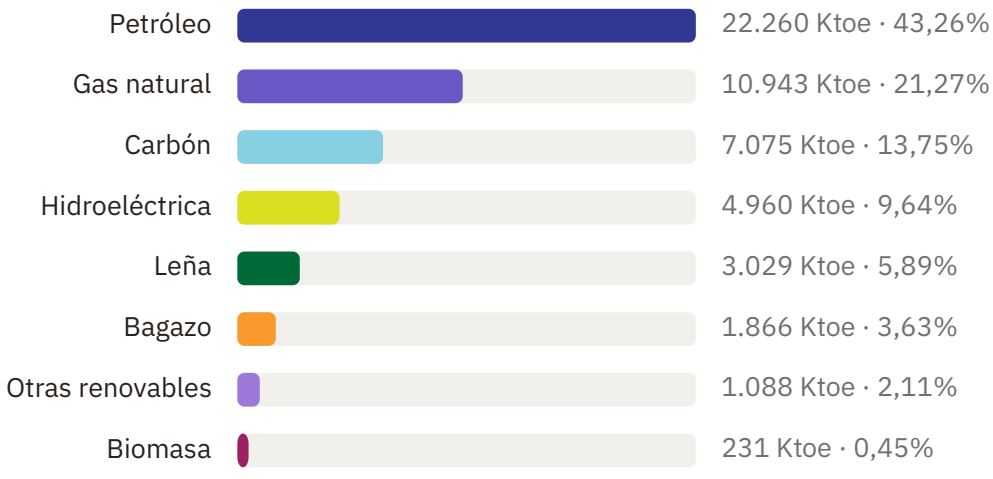
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 17** y **18**.*

Tabla 17

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA (TPES) — 2024

Total: **51.452 Ktoe**

Se define como producción interna más importaciones menos exportaciones (y, cuando se dispone de datos, ajustada por variaciones de existencias y búnkeres internacionales).



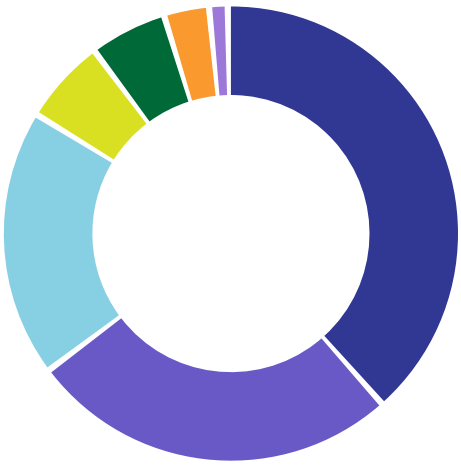
Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Colombiano 2024.
Notas:
- Biomasa: Incluye residuos/recuperaciones.

Tabla 18

USO DE ENERGÍA POR SECTOR — 2024

Total: **35.796 Ktoe**

Energía entregada únicamente a los sectores de uso final. Excluye la energía consumida por la propia industria energética en actividades de conversión y procesamiento.



Transporte
13.840 Ktoe · 38,66%

Industria
9.418 Ktoe · 26,31%

Residencial
6.801 Ktoe · 19%

No identificado
2.160 Ktoe · 6,03%

Comercial y público
1.959 Ktoe · 5,47%

Agricultura
1.147 Ktoe · 3,2%

No energético
471 Ktoe · 1,32%

Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Colombiano 2024.
Notas:
- No identificado: Consumo final de energía no asignado.

La matriz energética colombiana se encuentra dominada por combustibles fósiles, representando poco más de tres cuartas partes del suministro total de energía primaria. El petróleo, por sí solo, constituye el 43,3% de la matriz, la segunda participación más alta entre los seis países analizados, sólo por detrás de Ecuador. El gas natural aporta 21,3% y el carbón 13,8%, convirtiendo a Colombia en el único país del grupo donde los tres principales combustibles fósiles mantienen una presencia significativa dentro de la oferta energética. Las energías renovables representan 21,7%, principalmente a través de hidroelectricidad (9,6%) y biomasa tradicional como leña y bagazo (10%).

Del mismo modo, la demanda energética colombiana está concentrada en sectores intensivos en el uso de combustibles fósiles. El transporte constituye el principal consumidor energético con 38,7% de la demanda total, dependiendo casi exclusivamente de gasolina y diésel. La industria, junto con la agricultura, representa 29,5%, utilizando ampliamente gas natural para procesos térmicos y combustibles fósiles para actividades intensivas en calor, como cemento y acero.

El sector residencial representa 19%, impulsado por el elevado uso de gases licuados de petróleo (GLP) para cocinar junto con electricidad para electrodomésticos y servicios domésticos. La predominancia de combustibles líquidos en transporte y gas en industria explica por qué la dependencia fósil continúa tan arraigada dentro del sistema energético colombiano.

MATRIZ ELÉCTRICA

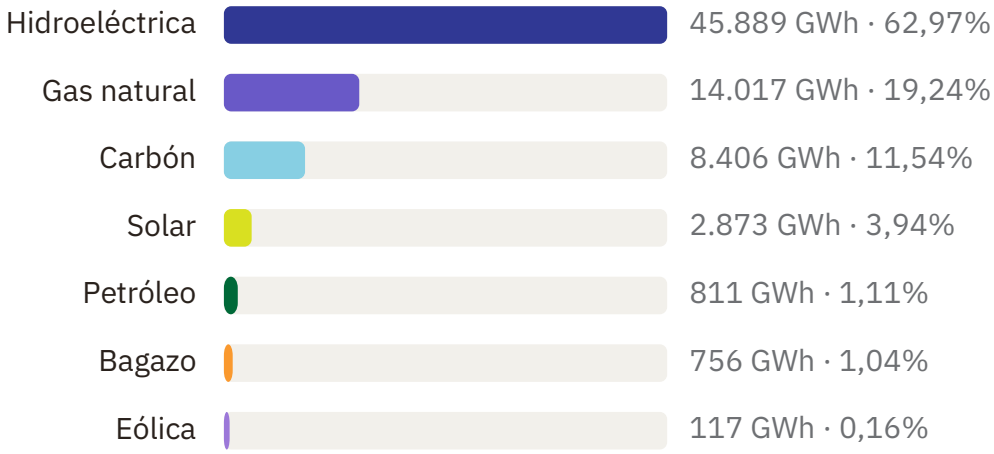
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 19** y **20**.*

Tabla 19

FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA — 2024

Total: **72.869 GWh**

Electricidad entregada a la red, desagregada por fuente primaria de generación.

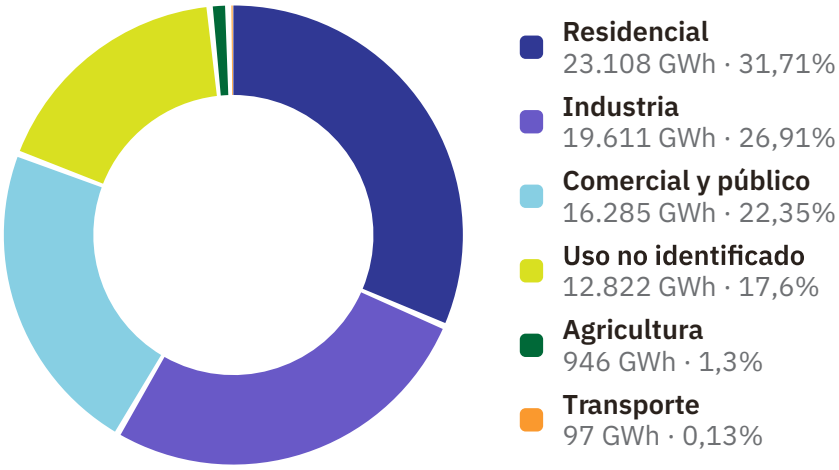


Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Colombiano 2024.
Notas:
- Petróleo: Incluye diésel, fuel oil, GLP y petróleo crudo.

Tabla 20

USO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR — 2024

Total: **85.023 GWh**



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Colombiano 2024.
Notas:
- Uso no identificado: Consumo final de electricidad no asignado.

La hidroelectricidad es el pilar del sistema eléctrico colombiano, aportando aproximadamente el 63% de la generación total en 2024. Los combustibles fósiles representaron la mayor parte del resto, principalmente gas natural (19,2%) y carbón (11,5%). La energía eólica permanece marginal, con menos del 1%, mientras que la solar, aunque todavía limitada, ha crecido rápidamente durante los últimos años y representa cerca del 4% de la generación eléctrica.

Los patrones de consumo eléctrico se encuentran distribuidos equitativamente entre los sectores residencial, industrial y comercial/público, una característica que comparte con

Argentina dentro del grupo de países analizados. El sector residencial representa 31,7% de la demanda eléctrica total, seguido por la industria con 26,9%, mientras que el sector comercial y público concentra 22,9% del consumo. El consumo eléctrico resulta consistente con el peso equilibrado de los distintos sectores en la economía nacional.

El transporte representa un marginal 0,13% de la demanda eléctrica, evidenciando que la electrificación de la movilidad es uno de los principales espacios de expansión potencial para el consumo eléctrico. Cabe señalar, sin embargo, que las estadísticas oficiales también incluyen un 17,6% del consumo en la categoría "uso no identificado", una proporción inusualmente elevada frente al resto de los países analizados que limita una caracterización más precisa de la demanda eléctrica por sectores.

Más allá de la hidroelectricidad, la incorporación de otras fuentes renovables ha avanzado a un ritmo considerablemente más lento. Si bien proyectos solares y eólicos comienzan a expandirse —como la energía solar flotante en Córdoba y proyectos eólicos comunitarios en La Guajira—,[16] su contribución sigue siendo marginal dentro del sistema eléctrico nacional.

La mayoría de los entrevistados coincidieron en que la infraestructura de transmisión ha quedado rezagada frente al avance de los proyectos, generando cuellos de botella que retrasan la incorporación de nueva capacidad y perpetúan la dependencia de generación térmica de respaldo. "Los paneles están listos, pero la red no", sintetiza uno de los especialistas consultados.[17] Aprovechar plenamente el potencial solar (≈30 GW) y eólico (≈32 GW) de Colombia requerirá una expansión sostenida de infraestructura de transmisión, almacenamiento y modernización de redes.[18]

Observado el panorama en su totalidad, los patrones de consumo eléctrico muestran un margen considerable para avanzar en la electrificación del transporte y la industria, así como en una mayor incorporación de renovables no hidroeléctricas. Este potencial es especialmente visible en La Guajira, que concentra algunos de los mejores recursos eólicos y solares del país.[19]

EL ROL DE CHINA

La participación de empresas chinas en el sector energético colombiano se ha concentrado principalmente en proyectos de hidrocarburos, energías renovables, movilidad eléctrica e infraestructura de transmisión. Si bien su presencia sigue siendo menor que en otros mercados latinoamericanos, han ganado visibilidad durante los últimos cinco años.

En energía solar, la estatal PowerChina ha estado vinculada al desarrollo de diez proyectos fotovoltaicos que suman aproximadamente 567 MW, convirtiéndose en uno de los actores chinos más visibles dentro del mercado colombiano de energías renovables.[20] Aunque esta cifra incluye proyectos en distintas fases de desarrollo y no corresponde íntegramente a capacidad instalada en operación, permite dimensionar la relevancia de la empresa en un país que, para mayo 2026, contaba con aproximadamente 3.300 MW de capacidad solar fotovoltaica instalada.[21] Entre estos proyectos destaca el parque Tepuy de 108 MWp en Caldas, uno de los desarrollos solares de mayor escala impulsados por una empresa china en el país.[22]

Al igual que en otros países de la región, la expansión de la energía solar en Colombia ha estado acompañada por una fuerte presencia de proveedores chinos a lo largo de la cadena de suministro. Como señaló Defelipe: “casi el 100 % de los paneles fotovoltaicos de Colombia son chinos, la tecnología, la entrada, todo, y eso ya implica dependencia en mantenimiento y operación”.[23] El desarrollo de capacidades industriales domésticas en este ámbito sigue siendo prácticamente inexistente.

En materia de movilidad eléctrica, los entrevistados identificaron el sector transporte como uno de los principales desafíos de descarbonización de largo plazo debido a su fuerte dependencia de derivados del petróleo.[24] Aunque Colombia cuenta con una estrategia nacional de promoción de la movilidad eléctrica respaldada por instrumentos como la Ley 1964[25] de 2019 y la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica,[26] los avances más visibles se han concentrado en Bogotá y Medellín, donde los gobiernos locales han liderado la electrificación del transporte público.[27]

Las empresas chinas han desempeñado un papel central en este proceso. BYD, por ejemplo, suministra alrededor del 96% de los buses eléctricos en operación en el país,[28] lo que ha contribuido a posicionar a Colombia entre los líderes latinoamericanos en la electrificación del transporte público.[29] Más recientemente, la empresa automotriz china anunció el ensamblaje de buses y camiones eléctricos en Colombia mediante alianzas con empresas locales, una iniciativa que apunta a incorporar mayores niveles de valor agregado nacional y refleja una evolución gradual más allá de la simple importación de vehículos.[30]

La presencia china también se extiende al todavía reducido mercado privado de vehículos eléctricos. En 2025, BYD concentró por sí sola el 52,4% de las nuevas matriculaciones

nacionales de vehículos eléctricos, mientras que otros fabricantes chinos, como Chery, han ampliado su participación.[31]

La participación china en el sector energético colombiano también se extiende a grandes proyectos de infraestructura eléctrica. El caso más emblemático es Hidroituango, la mayor central hidroeléctrica del país. Como se mencionó anteriormente, el proyecto ha estado marcado por años de retrasos, accidentes, sobrecostos y controversias públicas. Aunque su desarrollo ha sido liderado por actores colombianos, empresas y entidades financieras chinas han desempeñado un papel relevante en distintas etapas del proyecto. Su estructura de financiamiento incluyó la participación del Industrial and Commercial Bank of China (ICBC) mediante un vehículo administrado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).[32] Asimismo, la más reciente ampliación fue adjudicada al consorcio integrado por las firmas Yellow River, de China, y la colombiana Schrader Camargo, lo que refleja la expansión gradual de la participación china en segmentos estratégicos de la infraestructura energética colombiana.[33]

Vale destacar, como subrayan todos los entrevistados en Colombia, que la mayoría de los problemas de gobernanza y operación de Hidroituango precedían ampliamente la participación china.[34] Aun así, el proyecto ilustra cómo las empresas chinas han terminado asociadas a proyectos de infraestructura altamente politizados y visibles, heredando no solo oportunidades comerciales, sino también los riesgos reputacionales generados por estructuras de gobernanza fragmentadas y conflictos recurrentes alrededor de grandes obras de infraestructura.

Esta dinámica también puede observarse en la Línea 1 del Metro de Bogotá, adjudicada en 2019 a un consorcio liderado por China Harbour Engineering Company (CHEC) y Xi'an Metro.[35] Se trata de una obra largamente esperada para una ciudad de alrededor de ocho millones de habitantes que, pese a registrar algunos de los mayores niveles de congestión vehicular del mundo,[36] no cuenta con un sistema de metro. Precisamente por ello, el proyecto se ha politizado profundamente, con retrasos recurrentes, disputas de diseño y tensiones entre autoridades locales y nacionales que han intensificado el escrutinio sobre la participación china.

Los entrevistados señalaron que los principales riesgos alrededor de estos proyectos derivan menos de la conducta de las empresas chinas que de la débil coordinación institucional colombiana, estructuras regulatorias fragmentadas y mecanismos inconsistentes de consulta ambiental y comunitaria. Como resumió uno de los entrevistados: "las empresas chinas entregan rápido y barato, pero nuestras instituciones son lentas y fragmentadas. El riesgo no es China; es nuestra incapacidad para gestionar la complejidad".[37]

La situación en el departamento La Guajira ofrece un ejemplo ilustrativo de estos desafíos. Conflictos con comunidades indígenas, complejos procesos de licenciamiento ambiental y riesgos de seguridad asociados a grupos armados ilegales han contribuido a retrasar

numerosos proyectos eólicos y solares.[38] A ello se suman las limitaciones de transmisión que enfrenta una región históricamente periférica al sistema eléctrico nacional, dificultando la integración de nueva capacidad renovable a gran escala.

Los entrevistados señalaron que las empresas chinas enfrentan esencialmente los mismos desafíos operativos que otras compañías extranjeras. Pese a ello, debido a la creciente visibilidad geopolítica de China en un país históricamente alineado con Estados Unidos, los proyectos retrasados o controvertidos con participación china suelen interpretarse desde una óptica geopolítica más que como manifestaciones de las debilidades estructurales de gobernanza colombiana. Al mismo tiempo, algunos especialistas advirtieron que una mayor dependencia tecnológica respecto a empresas chinas en sectores como energía, minería y transporte podría eventualmente complicar las relaciones con Estados Unidos.[39]

En comparación con varios países vecinos, el sector energético colombiano presenta una mayor diversificación en términos de participación extranjera. Empresas europeas como Enel mantienen posiciones relevantes en renovables y transmisión, mientras Isagen —respaldada por capital canadiense— controla importantes activos hidroeléctricos como San Carlos. Estados Unidos, por su parte, se ha concentrado principalmente en cooperación técnica más que en inversión directa. Dentro de este contexto, China sigue siendo un actor emergente más que dominante. No obstante, su rápida expansión en movilidad eléctrica, generación solar e infraestructura estratégica le otorga una visibilidad que supera crecientemente su cuota actual de mercado y apunta a un importante potencial de expansión futura.

NOTAS

1. Congreso de la República de Colombia, Ley n.º 1715 de 2014, "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional", *Diario Oficial* n.º 49.150, 13 de mayo de 2014, Enlace↗

2. Ibid.

3. Congreso de la República de Colombia, Ley n.º 2099 de 2021, "Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones", *Diario Oficial* n.º 51.731, 10 de julio de 2021, Enlace↗

4. Ministerio de Minas y Energía de Colombia, *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia: documento de política pública que establece lineamientos, metas y acciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno y su contribución a la transición energética en Colombia* (Ministerio de Minas y Energía, 2021), Enlace↗

5. Congreso de la República de Colombia, Ley n.º 1964 de 2019, "Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones", *Diario Oficial* n.º 51.011, 11 de julio de 2019, Enlace↗; Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Resolución n.º 40284 de 2022, "Por medio de la cual se define el proceso competitivo para el otorgamiento del Permiso de Ocupación Temporal sobre áreas marítimas, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, se convoca la primera ronda y se dictan otras disposiciones", 2022, Enlace↗

6. Greace Vanegas, "Colombia acoge la cumbre mundial de la biodiversidad COP16", 20 de octubre de 2024, Enlace↗

7. European Commission, "Launch by United States, the European Union, and Partners of the Global Methane Pledge to Keep 1.5C Within Reach", 2 de noviembre de 2021, Enlace↗

8. Ecopetrol, *Informe integrado de gestión 2024* (Ecopetrol, 2024), Enlace↗

9. Mateo Medina Ariza, "Ecopetrol pesa casi el 2 % del PIB nacional y pone por impuestos casi lo de una tributaria", *La República*, Enlace↗

10. PR Newswire, "The Ecopetrol Group launches its 2040 Strategy 'Energy that Transforms' and reveals the operational and financial targets of its 2022–2024 Business Plan", 9 de febrero de 2022, Enlace↗

11. Véase la Tabla 17.

12. Álvaro Clavijo, "No llegaron las lluvias que estaban previstas para estos meses en Bogotá", *Alcaldía Mayor de Bogotá*, 20 de septiembre de 2024, Enlace↗

13. Andrea Margarita Beleño Hernández, *Balance del fenómeno de El Niño 2023–2024 en Colombia* (Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG, 24 de julio de 2024), Enlace↗

14. Modesto Portilla Gamboa, "Hidroituango: crónica de una tragedia anunciada. ¿Qué pasó, por qué pasó, qué está pasando y qué podría pasar?", *Movimiento Ríos Vivos Colombia*, 5 de diciembre de 2018, Enlace↗

15. Camilo Defelipe, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello en Bogotá, 28 de agosto de 2025.

16. David González, "Los parques eólicos dividen a comunidades indígenas de Colombia", *Dialogue Earth*, 31 de mayo de 2023, Enlace↗

17. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Colombia entre abril y octubre de 2025.

18. Ministerio de Minas y Energía de Colombia, *Actualización del Plan Energético Nacional (PEN) 2022–2052* (Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2023), Enlace↗

19. Solargis s.r.o., *Global Solar Atlas 2.0* (mapa interactivo), s. f., Enlace↗; Technical University of Denmark, *Global Wind Atlas version 4.0* (mapa interactivo), s. f., Enlace↗

20. PowerChina, "Sucursal Colombia: nuestros proyectos", s. f., Enlace↗

21. Sistema de Información Minero Energético (SIMEC), "Energía eléctrica", s. f., Enlace↗

22. Andrés Villamizar, "Entró en operación el primer parque solar de EPM con 200.000 paneles", *El Colombiano*, 14 de junio de 2024, Enlace↗

23. Camilo Defelipe, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello en Bogotá, 28 de agosto de 2025.

24. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Colombia entre abril y octubre de 2025.

25. Congreso de la República de Colombia, Ley n.º 1964 de 2019, "Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones", *Diario Oficial* n.º 51.011, 11 de julio de 2019, Enlace↗

26. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Transporte y Unidad de Planeación Minero Energética, *Estrategia nacional de movilidad eléctrica* (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2019), Enlace↗

27. Enel, "Movilidad eléctrica en Bogotá: un futuro sostenible", s. f., Enlace↗; Alcaldía de Medellín, "En Medellín ya funciona una flota 100 % eléctrica para la Línea 2 del Metroplús", 12 de julio de 2022, Enlace↗

28. BYD, "BYD domina la movilidad eléctrica en Colombia y el 96 % de los buses eléctricos del país llevan su sello", 16 de mayo de 2025, Enlace↗

29. Jefferson Hishiyama da Silva, *Mercado de autobuses eléctricos en América Latina. Market Spotlight* (The International Council on Clean Transportation, 2026), Enlace↗

30. David Santiago Pacheco Fonseca, "BYD desplegará su mayor flota de camiones y buses eléctricos ensamblados en Colombia este 2026", *Blu Radio*, 23 de febrero de 2026, Enlace↗

31. Diego Alejandro Ospina Henao, "BYD, Kia y Chery fueron las marcas que más vendieron vehículos eléctricos en 2025", *La República*, 16 de enero de 2026, Enlace↗

32. David Cruz, "Banca china financia Hidroituango", *Asociación Ambiente y Sociedad*, 24 de abril de 2018, Enlace↗

33. Jacobo Betancur Peláez, "Hidroituango será terminado por los chinos: EPM adjudicó las obras finales que costarán $1 billón", *El Colombiano*, 11 de octubre de 2023, Enlace↗

34. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Colombia entre abril y octubre de 2025.

35. Fundación Andrés Bello, *Perfil proyecto Metro Bogotá Línea 1* (mayo de 2024), Enlace↗

36. Daniella Mazo González, "Bogotá está entre las ciudades con peor tráfico del mundo; hay otras 4 capitales colombianas en el ranking", *Infobae*, 25 de enero de 2026, Enlace↗

37. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Colombia entre abril y octubre de 2025.

38. Steven Grattan, "Resistencia indígena frena potencial auge de energías renovables en La Guajira", *Independent en Español*, 20 de febrero de 2025. Enlace↗

39. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Colombia entre abril y octubre de 2025.

ECUADOR

Energía / cápita	Electricidad / cápita	CO2 / cápita	Electrificación
12.722 kWh	**1.676 kWh**	**2,21 toneladas**	**98.7%**
Fuente: Our world in data Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2023**	Fuente: IEA Año: **2023**	Fuente: World Bank Año: **2023**

Tabla 21

SUMINISTRO ENERGÉTICO — IMPORTACIONES

Total importado: **8.903 Ktoe** · Año: **2024** · Incluye fuentes primarias y secundarias



Diésel	4.573 Ktoe · 51,36%	Gasolina/nafta	2.633 Ktoe · 29,57%
Gas licuado de petróleo (GLP)	1.382 Ktoe · 15,52%	Coque de petróleo	147 Ktoe · 1,65%
Electricidad	109 Ktoe · 1,22%	Combustible de aviación (jet fuel)	59 Ktoe · 0,66%

Ecuador es un exportador neto de energía: exporta 18.544 Ktoe frente a 8.902 Ktep de importaciones → exportaciones netas de 9.642 Ktoe.
Fuente: Balance Energético Nacional 2024.

GOBERNANZA Y POLÍTICA ENERGÉTICA

Durante las últimas dos décadas, la política energética ecuatoriana ha estado marcada por una apuesta sostenida por la expansión hidroeléctrica como eje de la seguridad energética y del desarrollo de infraestructura. Esta estrategia permitió ampliar rápidamente la capacidad de generación eléctrica, pero también concentró una parte significativa del sistema en un número reducido de grandes represas y lo vinculó estrechamente a fuentes externas de financiamiento, particularmente de la banca estatal china. El resultado fue un modelo capaz de producir infraestructura crítica en el corto plazo, pero vulnerable a shocks climáticos, restricciones fiscales y problemas de gobernanza.

Esta trayectoria no puede entenderse separadamente de las condiciones financieras del país. Desde finales de la década de 2000, el limitado acceso de Ecuador a los mercados internacionales de crédito, los déficits fiscales recurrentes y el elevado riesgo soberano llevaron a sucesivos gobiernos a depender de acreedores externos para sostener la inversión pública.[1] Esta dinámica se profundizó tras el default de deuda de 2008 cuando el gobierno de Rafael Correa recurrió a mecanismos alternativos de financiamiento, incluyendo préstamos respaldados por recursos naturales, preventas petroleras y acuerdos directos con el gobierno chino.[2]

Estos instrumentos facilitaron grandes inversiones en energía, infraestructura y obra pública, pero también consolidaron un modelo caracterizado por baja transparencia, contratación

discrecional y una creciente dependencia de ingresos futuros provenientes de la venta de petróleo. Hasta la fecha, las consecuencias de este modelo siguen condicionando la política energética ecuatoriana.

Los gobiernos posteriores a Correa heredaron un marco en el que la urgencia fiscal frecuentemente predominó sobre la planificación de largo plazo, mientras el financiamiento externo quedó cada vez más vinculado a sectores estratégicos como energía, minería e infraestructura.

Después de 2019, la estructura del financiamiento externo ecuatoriano se diversificó de la mano de una mayor participación de organismos multilaterales, incluyendo programas del Fondo Monetario Internacional (FMI) y financiamiento para el desarrollo vinculado a reformas económicas, de gobernanza y climáticas.[3] Dicho esto, Ecuador sigue operando dentro de un entorno financiero fragmentado, marcado por presiones de deuda, fragilidad institucional y una búsqueda permanente de capital externo bajo condiciones fiscales restrictivas.

La crisis eléctrica de 2023–2024 expuso con claridad las vulnerabilidades acumuladas del sistema. Las sequías registradas en ese período —consideradas por autoridades y medios internacionales como las más severas en 61 años—[4] redujeron drásticamente los niveles de los embalses, que cayeron a mínimos críticos. Como consecuencia, varias centrales hidroeléctricas debieron ser parcial o totalmente desconectadas, lo que derivó en apagones masivos en todo el territorio nacional y en racionamientos eléctricos que, en 2024, llegaron a extenderse hasta 14 horas diarias.[5] Ante esta situación, el presidente Daniel Noboa declaró en abril de 2024 un estado de emergencia nacional por 60 días, alegando una "grave conmoción interna y calamidad pública" que afectaba al sector eléctrico.[6]

En respuesta, Ecuador promulgó en 2024 la Ley Orgánica de Competitividad Energética y la Descarbonización (LOCE),[7] orientada a abrir el sector al capital privado mediante subastas competitivas, asociaciones público-privadas y mecanismos más claros de recuperación de costos. La LOCE se apoyó en reformas previas introducidas por la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) de 2015,[8] que redefinió la institucionalidad del sector eléctrico ecuatoriano y estableció competencias de planificación, regulación y operación del sistema eléctrico nacional. Sobre esta base, nuevas regulaciones emitidas en 2025 actualizaron las normas técnicas del sector e incorporaron mecanismos destinados a facilitar la integración de nuevos proyectos de generación y una mayor participación de actores privados.

Estas reformas deben entenderse como parte de un intento más amplio por adaptar el sistema eléctrico ecuatoriano a una etapa distinta de desarrollo. Durante buena parte de las últimas dos décadas, la prioridad fue construir grandes proyectos hidroeléctricos. Las reformas recientes, en cambio, apuntan a preparar el sistema para una matriz más diversificada, con

mayor presencia de generación distribuida, nuevas tecnologías renovables y formas más flexibles de operación de la red. No implican necesariamente una liberalización profunda del sector, pero sí una modernización regulatoria orientada a integrar nuevos actores y tecnologías dentro del sistema eléctrico nacional.

En conjunto, estas medidas han configurado una arquitectura más coherente para la participación privada y extranjera. También han sido reforzadas por respaldo financiero internacional: el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó en 2024 un préstamo de USD 600 millones[9] y, en 2025, una línea de garantías por USD 77 millones para apoyar el marco de transición energética, vinculando la credibilidad de las reformas a mecanismos de supervisión multilateral.[10] En paralelo, la actualización de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional para el período 2026–2035,[11] el Informe Bienal de Transparencia 2024 y el PLANMICC 2024–2070 reflejan una creciente alineación entre la política energética doméstica y los compromisos climáticos internacionales de Ecuador.[12]

Dicho esto, el fortalecimiento normativo todavía contrasta con limitaciones persistentes de ejecución y transparencia. Nuevos instrumentos como el Fondo Nacional de Inversión en Eficiencia Energética (FINEE),[13] diseñado para financiar electromovilidad y medidas de eficiencia energética, han avanzado lentamente y con escasa claridad operativa. Más de un año después de su anuncio, el fondo sigue prácticamente inactivo, sin presupuesto definido, registros de desembolso ni lineamientos operativos claros.[14] Esta brecha entre ambición regulatoria y capacidad de implementación resume uno de los principales problemas de la gobernanza energética ecuatoriana: la dificultad de traducir reformas legales en cambios efectivos dentro del sistema energético.

Al mismo tiempo, la transición energética ecuatoriana se desarrolla en un contexto donde la seguridad energética, la estabilidad fiscal y la gobernabilidad política se encuentran estrechamente interconectadas. La fuerte concentración de la generación eléctrica en la hidroelectricidad expone al sistema a sequías cada vez más frecuentes e intensas, mientras que las limitaciones estructurales para sustituir rápidamente esa capacidad obligan a recurrir a generación térmica basada en combustibles importados.

Esta dependencia de derivados refinados incrementa la exposición del país a interrupciones de suministro, volatilidad de precios internacionales y mayores presiones sobre las finanzas públicas. Al mismo tiempo, los subsidios al diésel y al gas licuado de petróleo (GLP) contribuyen a sostener elevados niveles de consumo y convierten cualquier intento de reforma en un tema políticamente sensible. Como resultado, los desafíos energéticos de Ecuador trascienden la disponibilidad de recursos o infraestructura y reflejan una vulnerabilidad más amplia, donde factores climáticos, dependencia externa, restricciones fiscales y costos políticos se refuerzan mutuamente, dificultando la construcción de un sistema energético más resiliente y diversificado.

MATRIZ ENERGÉTICA

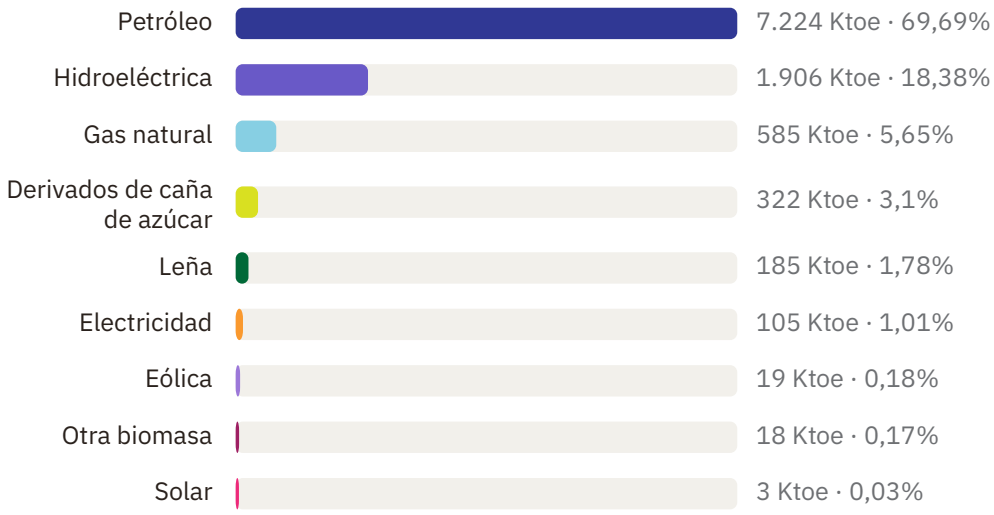
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 22** y **23**.*

Tabla 22

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA (TPES) — 2024

Total: **10.366 Ktoe**

Se define como producción interna más importaciones menos exportaciones (y, cuando se dispone de datos, ajustada por variaciones de existencias y búnkeres internacionales).



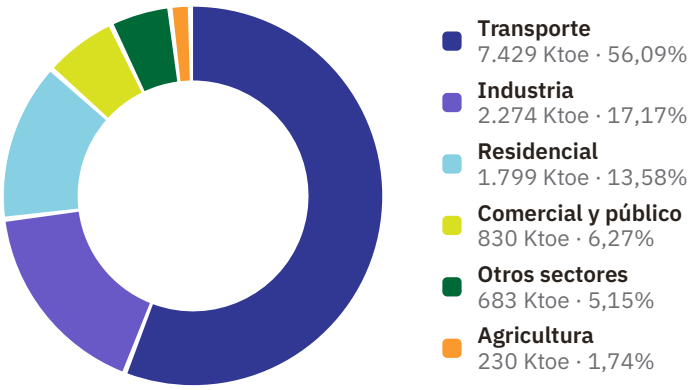
Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Nacional 2024.
Notas:
- Petróleo: Incluye derivados del petróleo.
- Electricidad: Corresponde al comercio neto de electricidad (importaciones menos exportaciones).

Tabla 23

USO DE ENERGÍA POR SECTOR — 2024

Total: **13.244 Ktoe**

Energía entregada únicamente a los sectores de uso final. Excluye la energía consumida por la propia industria energética en actividades de conversión y procesamiento.



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Nacional 2024.
Notas:
- Agricultura: Incluye el consumo energético de actividades de construcción y posiblemente otros sectores menores no incluidos anteriormente.
- Otros sectores: Ecuador mide agricultura y minería en una sola categoría, a diferencia de los demás países, donde la minería se incluye dentro del sector "Industria".

La oferta total de energía primaria de Ecuador es fuertemente dependiente de combustibles fósiles. En 2024, el petróleo y sus derivados representaron alrededor del 70% de la oferta, la proporción más alta entre los seis países analizados y muy por encima del promedio regional. Colombia, el segundo país del grupo en dependencia petrolera, obtuvo el 43% de su energía primaria del petróleo. Argentina y Perú también dependen ampliamente de combustibles fósiles, pero su consumo energético gira principalmente en torno al gas natural. Ecuador

destaca así como el caso más intensivo en petróleo del grupo. La hidroelectricidad aportó 18,3%, el gas natural 5,7%, y todas las demás fuentes renovables combinadas —biomasa, solar y eólica— apenas alcanzaron el 5,3%.

En cuanto a patrones de consumo, el transporte absorbe más de la mitad de la demanda energética final de Ecuador (56%), la proporción más alta entre los seis países analizados. Perú aparece en segundo lugar con 44%, mientras que el resto de los casos se ubica por debajo del 40%. Esta concentración refleja el peso del transporte terrestre y la fuerte dependencia de diésel y gasolina, lo que convierte al sector en el principal factor detrás del consumo interno de derivados del petróleo. La industria le sigue con 17,2%, impulsada por actividades intensivas en energía como cemento, procesamiento de alimentos, cerámica y manufactura, altamente dependientes de combustibles fósiles para generación térmica y procesos industriales. El consumo residencial, con 13,6%, es el más bajo de los seis países.

Esta estructura de consumo tiene implicaciones importantes para la seguridad energética del país. Aunque Ecuador es exportador neto de hidrocarburos y cuenta con una industria petrolera robusta, aún depende fuertemente de importaciones de combustibles refinados para satisfacer la demanda interna. La aparente contradicción responde principalmente a limitaciones estructurales en la capacidad de refinación nacional. Ecuador produce y exporta principalmente crudo pesado proveniente de la región amazónica,[15] mientras que el consumo doméstico se concentra en productos refinados como diésel, gasolina y GLP. Sin embargo, las principales refinerías del país enfrentan problemas de obsolescencia tecnológica y frecuentemente operan por debajo de su capacidad,[16] limitando su capacidad para procesar eficientemente el crudo nacional y abastecer el mercado interno de derivados del petróleo.

MATRIZ ELÉCTRICA

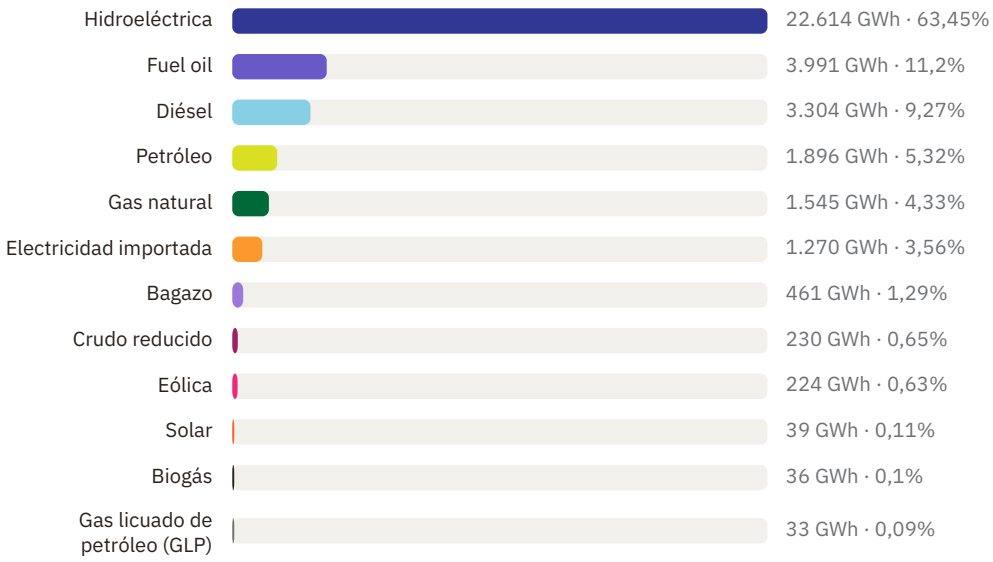
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 24** y **25**.*

Tabla 24

FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA — 2024

Total: **35.643 GWh**

Electricidad entregada a la red, desagregada por fuente primaria de generación.

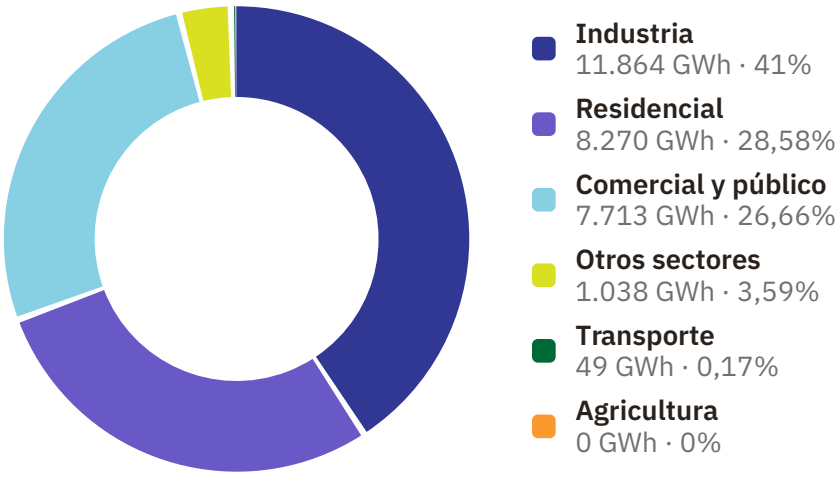


Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Nacional 2024.

Tabla 25

USO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR — 2024

Total: **28.934 GWh**



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance Energético Nacional 2024.
Notas:
- Industria: Para el consumo industrial, esto incluye energía generada no disponible para el servicio público y energía entregada a grandes consumidores.
- Comercial y público: Los sectores comercial, de servicios y administración pública cubren la demanda de alumbrado público, comercial y de otro tipo.
- Otros sectores: Incluye el consumo energético de actividades de construcción y eventualmente otros sectores menores no incluidos anteriormente.
- Agricultura: Incluye actividades mineras: el consumo de electricidad en Agricultura y Minería es insignificante.

El sector eléctrico ecuatoriano muestra un panorama favorable: en 2024, el 65% del suministro nacional provino de fuentes renovables. La hidroelectricidad —que aporta el 63,5% de la generación total— constituye la columna vertebral del sistema, mientras que el conjunto de otras renovables, incluida la biomasa, representa apenas el 1,5%. Por su parte, la generación basada en hidrocarburos alcanza el 30,86%, distribuida entre fuel oil (11,2%), diésel (9,3%), petróleo (5,3%), gas natural (4,3%) y otros derivados (0,7%). Finalmente, la electricidad importada —principalmente desde Colombia— añade un 3,6% adicional al abastecimiento nacional.

Los patrones de consumo eléctrico de Ecuador muestran una combinación de predominio industrial y demanda diversificada. La industria concentra el 41,0% del consumo total de electricidad, seguida por los sectores residencial (28,6%) y comercial y público (26,7%), mientras que el transporte representa apenas 0,17% de la demanda eléctrica. Esta distribución adquiere especial relevancia cuando se contrasta con la matriz energética nacional, donde el transporte absorbe más de la mitad del consumo final de energía. La diferencia evidencia que una parte importante de las actividades productivas y urbanas ya depende de la electricidad, mientras que el transporte se sustenta casi exclusivamente en combustibles derivados del petróleo. Desde la perspectiva de la transición energética, ello sugiere que los mayores espacios para la expansión del consumo eléctrico se encuentran en la electrificación de la movilidad, más que en los sectores que actualmente concentran la demanda de electricidad.

Como se señaló anteriormente, el sistema eléctrico ecuatoriano depende fuertemente de un número reducido de grandes centrales. Con 1500 MW de capacidad instalada, Coca Codo

Sinclair es la central hidroeléctrica de mayor potencia del país. No obstante, su aporte efectivo a la generación varía según la hidrología, el caudal disponible, las restricciones operativas, la presencia de sedimentos y los problemas técnicos acumulados desde su entrada en operación en 2016. Por ello, no debe evaluarse únicamente por potencia instalada, sino por disponibilidad real y energía efectivamente generada.

En 2024, Coca Codo Sinclair aportó aproximadamente el 31,7% de la generación hidroeléctrica nacional. Junto con el complejo Paute Integral —integrado por las centrales Mazar, Molino y Sopladora— concentró más de dos tercios de la generación hidroeléctrica del país. Sumado a una participación cercana al 20% de generación termoeléctrica basada en fuel oil y diésel, el sistema eléctrico ecuatoriano presenta una elevada vulnerabilidad frente a shocks hidrológicos y a la volatilidad de los mercados internacionales de combustibles.

Paradójicamente, Ecuador posee un importante potencial solar y eólico aún subdesarrollado. A lo largo de la última década, factores como la limitada inversión, la incertidumbre regulatoria y las dificultades para materializar nuevos proyectos ralentizaron la expansión de estas tecnologías.[17] Dicho esto, en los últimos años han surgido señales de mayor dinamismo. Entre ellas destaca el proyecto fotovoltaico La Ceiba, ubicado en la provincia de Loja, concebido para alcanzar una capacidad total de hasta 1.500 MW y cuya primera fase prevé la instalación de 200 MW. De concretarse, se convertiría en la planta solar más grande del país.

A pesar de estos avances, las energías renovables alternativas continúan teniendo una presencia limitada dentro del sistema eléctrico ecuatoriano, mientras que sus perspectivas de expansión a largo plazo permanecen inciertas.

EL ROL DE CHINA

La convergencia entre necesidades fiscales urgentes, afinidades políticas y mecanismos de financiamiento opacos contribuyó a consolidar una relación particularmente profunda entre Ecuador y China durante los años del presidente Correa (2007–2017). La relación bilateral se estructuró principalmente a través de acuerdos Estado-a-Estado que facilitaron el financiamiento y la ejecución de grandes proyectos de infraestructura, en un contexto donde la negociación y toma de decisiones se concentraron fuertemente en el Poder Ejecutivo.[18]

Lo que inicialmente comenzó como una fuente alternativa de financiamiento y un socio alineado con la estrategia internacional del gobierno de Correa evolucionó gradualmente hacia una presencia cada vez más amplia en la construcción de infraestructura estratégica, tanto vial como energética. Actualmente, empresas y bancos chinos mantienen presencia en prácticamente toda la cadena de valor del sector eléctrico ecuatoriano, desde el financiamiento y construcción de centrales de generación hasta el desarrollo de infraestructura de transmisión y nuevos proyectos solares y eólicos.[19]

En primer lugar, las empresas estatales chinas desempeñaron un papel central en la expansión hidroeléctrica ecuatoriana. Sinohydro construyó la represa Coca Codo Sinclair;[20] China Gezhouba Group participó en la construcción de la central Sopladora;[21] y una subsidiaria de la estatal Three Gorges estuvo a cargo de las obras civiles de Toachi-Pilatón.[22] Como afirma Carolina Viola estos proyectos fueron estructurados mediante contratos llave en mano que concentraron diseño, adquisición, construcción y, en algunos casos, financiamiento de firmas estatales chinas.[23]

Aunque este modelo transformó la infraestructura eléctrica ecuatoriana y expandió rápidamente la capacidad hidroeléctrica, también consolidó una marcada dependencia de proveedores y tecnología china. Al mismo tiempo, la combinación entre contratos de gran escala, mecanismos de supervisión deficientes y una elevada concentración de decisiones en el Ejecutivo nacional facilitó la aparición de controversias asociadas a sobrecostos, fallas constructivas, conflictos laborales, denuncias de corrupción e impactos ambientales.

Según la ONG Fundación Mil Hojas, “los riesgos económicos y tecnológicos asociados a la participación china en la transición energética ecuatoriana se reflejan en la presencia sistemática de sobrecostos, con proyectos cuyos presupuestos se duplican o incluso triplican, así como en una dependencia tecnológica total que impide una transferencia efectiva de conocimiento”.[24] Mil Hojas también señaló que la baja calidad de construcción obligó al Estado ecuatoriano a destinar nuevos recursos para reparar o completar proyectos, citando la central Toachi-Pilatón como un caso emblemático en el que el contratista chino incumplió la entrega, dejando a una empresa rusa la tarea de concluir la obra.[25]

Este incumplimiento contribuyó a retrasos prolongados en el cronograma del complejo.

Parte de la infraestructura, correspondiente a una de las dos centrales (Sarapullo), entró en operación una década después de lo previsto inicialmente, mientras la culminación de la segunda central (Alluriquín) se extendió por aproximadamente catorce años.[26]

Los bancos de política chinos desempeñaron un rol fundamental en estos proyectos. Entre 2010 y 2020, Ecuador recibió más de USD 18.000 millones en préstamos, una parte significativa de ellos vinculada a proyectos energéticos y de infraestructura. El Export-Import Bank of China y el China Development Bank otorgaron líneas de crédito con menos condicionamientos de gobernanza que los acreedores multilaterales, utilizando frecuentemente mecanismos de repago ligados a exportaciones petroleras.[27]

La modalidad de financiamiento respaldada por recursos naturales no solo restringió el margen de maniobra fiscal de Ecuador, sino que también contribuyó a una dinámica de refinanciamiento en la que nuevos préstamos se volvieron crecientemente necesarios para gestionar obligaciones existentes.

El caso más simbólico y controvertido viene siendo el proyecto Coca Codo Sinclair. Construido por Sinohydro y financiado por bancos de política chinos, fue concebido como un ejemplo insignia de la cooperación bilateral sino-ecuatoriana. Pese a ello, como señala la académica ecuatoriana Carolina Viola, el proyecto se convirtió en un caso "emblemático de los impactos ambientales y estructurales derivados de la participación china en Ecuador".[28] El proyecto fue ejecutado en una zona ecológicamente sensible, generando daños importantes a ecosistemas locales y comunidades indígenas, así como una severa erosión de la cuenca del río Coca que ha afectado rutas de transporte hacia la Amazonía.

La central también ha enfrentado persistentes problemas técnicos, incluyendo grietas en turbinas y abrasión por sedimentos, que condujeron al gobierno ecuatoriano a iniciar un arbitraje internacional contra Sinohydro.[29] Para Viola, este caso ilustra algunas de las tensiones inherentes a la relación China–Ecuador, particularmente cuando grandes proyectos de infraestructura se desarrollan bajo esquemas contractuales poco transparentes y con capacidades de supervisión limitadas.[30] En ese contexto, los costos sociales, ambientales y financieros tienden a recaer de manera desproporcionada sobre el país receptor.

En abril de 2026, Ecuador abandonó su disputa legal con la constructora china tras alcanzar un acuerdo que incluye una compensación de aproximadamente USD 400 millones, de los cuales USD 200 millones serían en efectivo y USD 200 millones destinados a proyectos de generación eléctrica,[31] además de la transferencia de la operación y mantenimiento de Coca Codo Sinclair a la empresa china por un período de 25 años. Bajo el acuerdo, PowerChina —casa matriz de Sinohydro— asumiría las reparaciones asociadas a las fallas estructurales detectadas en la central.[32]

Adicionalmente, en el caso de los proyectos energéticos, las condiciones de financiamiento

frecuentemente incentivaban o requerían la contratación de empresas y proveedores chinos. Este esquema permitió movilizar recursos y capacidades técnicas con rapidez, pero también redujo la competencia en los procesos de contratación y reforzó la dependencia de tecnología, equipos y conocimientos especializados provenientes de China. Los entrevistados identificaron consistentemente esta combinación entre financiamiento y ejecución como la principal ventaja sobre otros actores internacionales, pero también como el principal riesgo de la participación china.[33]

A medida que la participación china se expandió más allá de las grandes hidroeléctricas hacia sectores como la energía solar, el transporte eléctrico y otros ámbitos de la transición energética, también se amplió la presencia institucional y diplomática de China en Ecuador. Esta evolución convirtió la relación energética en un componente cada vez más visible de los vínculos bilaterales. Viola señala que "la diplomacia china desempeña un papel activo en la promoción de sus empresas en Ecuador mediante patrocinios oficiales, acuerdos y estrategias mediáticas. Las agencias gubernamentales financian campañas de visibilidad para mejorar la imagen de las empresas y proyectos chinos".[34]

La coordinación entre la embajada china, las empresas estatales y los medios chinos ilustra cómo Beijing despliega un modelo Estado-a-Estado que combina promoción de inversiones, mensaje político y asistencia al desarrollo. Aunque el modelo ha contribuido a movilizar capital rápidamente, también ha profundizado la opacidad de los acuerdos bilaterales y desdibujado la línea entre participación comercial y política.

Existe una desconexión evidente entre los compromisos oficiales de transparencia, la supervisión pública y las prácticas reales de contratación en la forma en que se han gestionado los grandes contratos energéticos con China.

La mayoría de los acuerdos con las empresas y la banca del país asiático fueron negociados directamente a través de canales ejecutivos, eludiendo mecanismos ordinarios de contratación pública y supervisión parlamentaria. Esta concentración de poder facilitó una rápida implementación a la vez que debilitó la supervisión, la rendición de cuentas y la confianza pública. No obstante, evaluar esta relación exclusivamente desde sus déficits institucionales ofrece una visión incompleta.

A pesar de todos los problemas y controversias documentadas, las plantas construidas por empresas chinas ampliaron considerablemente la capacidad de generación eléctrica del país, redujeron las importaciones de electricidad y permitieron exportaciones estacionales de energía hacia Colombia y Perú. Como resultado, la hidroelectricidad representa hoy aproximadamente el 70% de la generación eléctrica ecuatoriana, situando a Ecuador muy por encima del promedio mundial en generación renovable.

El resultado fue una transformación profunda del sector energético que fortaleció la capacidad

de generación del país, pero que también consolidó vulnerabilidades de largo plazo en materia de estabilidad fiscal, autonomía tecnológica, transparencia institucional y gobernanza ambiental. Estas vulnerabilidades emergieron de la interacción entre las modalidades de financiamiento e inversión promovidas por China y las debilidades institucionales que caracterizaron la planificación, contratación y supervisión de los proyectos estratégicos ecuatorianos.

NOTAS

1. Nelson García Osorio, “La crisis financiera del Ecuador, 1998–2000”, *Economía y Negocios* 4, n.º 1 (2013): 5–13, Enlace↗.

2. Lorenzo Vidal-Folch, “La economía política del default ecuatoriano”, ponencia presentada en las *XIV Jornadas de Economía Crítica, Valladolid*, 4–5 de septiembre de 2014, 146, Enlace↗.

3. Pablo Dávalos, “Los acuerdos del FMI con el Ecuador (2019–2024)”, *Comité para la Abolición de las Deudas Ilegítimas (CADTM)*, noviembre de 2024, Enlace↗

4. *SWI swissinfo.ch*, “Ecuador anticipa los apagones por su peor sequía en 61 años”, 23 de septiembre de 2024, Enlace↗

5. *Deutsche Welle (DW)*, “Siguen los apagones de hasta 14 horas al día en Ecuador”, 28 de octubre de 2024, Enlace↗

6. Presidencia de la República del Ecuador, Decreto Ejecutivo n.º 229 de 2024, “Declaración del estado de excepción por calamidad pública en todo el territorio nacional”, 19 de septiembre de 2024, Enlace↗

7. Lexis S.A., “Se promulga ley de competitividad energética en el Registro Oficial”, 11 de enero de 2024, Enlace↗

8. Asamblea Nacional del Ecuador, Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, Ley s/n, *Suplemento del Registro Oficial* n.º 418, 16 de enero de 2015, Enlace↗

9. Sebastián Angulo, “El BID aprobó un crédito para Ecuador de $600 millones para proyectos energéticos”, *Diario Expreso*, 26 de julio de 2024, Enlace↗

10. Luis Ini, “Ecuador recibe del BID una garantía soberana para impulsar inversión privada en energía solar y eólica”, *pv magazine Latinoamérica*, 24 de junio de 2025, Enlace↗.

11. Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica del Ecuador, Acuerdo Ministerial s/n de 2025, *Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de la República del Ecuador*, febrero de 2025m, Enlace↗.

12. Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica del Ecuador, Acuerdo Ministerial s/n de 2024, *Quinta Comunicación Nacional sobre Cambio Climático y Primer Informe Bienal de Transparencia de la República del Ecuador*, 27 de diciembre de 2024, Enlace↗; Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica del Ecuador, Acuerdo Ministerial s/n de 2024, *Plan Nacional de Mitigación del Cambio Climático (PLANMICC)*, 16 de agosto de 2024, Enlace↗

13. *La Nación*, “Puntos claves de la Ley de Competitividad Energética”, 11 de enero de 2024, Enlace↗

14. Ángeles Fonti, “¿Qué se sabe del Fondo de Eficiencia Energética para electromovilidad en Ecuador?”, *Mobility Portal Latinoamérica*, 8 de julio de 2025, Enlace↗

15. *Petróleos de América*, “El petróleo en Ecuador”, 8 de junio de 2026, Enlace↗

16. Mayra Pacheco Pazmiño, “Refinerías obsoletas agravan crisis de combustibles en Ecuador y exigen inversiones”, *Diario Expreso*, 13 de mayo de 2026, Enlace↗.

17. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Ecuador entre abril y octubre de 2025.

18. Herrera-Vinelli, L., y M. Bonilla. "Ecuador-China Relations: The Growing Effect of Chinese Investment on Ecuadorian Domestic Politics, 2007–2016." *Journal of Chinese Political Science 24* (2019): 623–641, Enlace↗; Evan R. Ellis, "Ecuador's Leveraging of China to Pursue an Alternative Political Development Path", *Journal of Indo-Pacific Affairs* (2018), Enlace↗

19. Robel Revelo, "Canciller Sommerfeld afirmó que China ha entregado una línea de crédito por USD 600 millones", *Primicias*, 1 de agosto de 2025, Enlace↗; Timothy J. Killeen, "Panorama del sector energético privado en Ecuador y el papel de China", *Mongabay Latam*, 4 de septiembre de 2023, Enlace↗

20. Ibid.

21. Ibid.

22. CELEC EP, "CELEC EP-HIDROTOAPI resolvió declarar la terminación unilateral del contrato de construcción de las obras civiles del Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón con la empresa CWE", *Corporación Eléctrica del Ecuador*, 8 de noviembre de 2022, Enlace↗

23. Carolina Viola, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello, Quito, Ecuador, 08 de julio de 2025.

24. Mil Hojas, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello, Quito, Ecuador, 23 de julio de 2025.

25. Ibid.

26. CELEC EP, "Luego de 14 años de abandono, el Gobierno de El Nuevo Ecuador inauguró la central Alluriquín, parte del complejo Toachi Pilatón", *Corporación Eléctrica del Ecuador*, 10 de abril de 2025, Enlace↗

27. Redacción, "'Capitales corrosivos' fueron parte de la estructura de inversión y créditos de China en Ecuador, revela informe", *El Universo*, 12 de octubre de 2022, Enlace↗

28. Carolina Viola, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello, Quito, Ecuador, 08 de julio de 2025.

29. Redacció,. "Ecuador demanda a Sinohydro en Corte Internacional de Arbitraje por caso Coca Codo Sinclair. ¿Cuál es su reclamo?", *El Universo* (2021), Enlace↗

30. Carolina Viola, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello, Quito, Ecuador,, 08 de julio de 2025.

31. Lucía Vásconez, "Conozca el monto que pagará Ecuador a PowerChina por la operación de Coca Codo Sinclair, según ministra Manzano", *El Comercio*, 10 de abril de 2026, Enlace↗

32. Redacción, "PowerChina recibirá USD 46 millones al año por operar la hidroeléctrica Coca Codo, dice la ministra de Energía", *Primicias*, 13 de abril de 2026, Enlace↗

33. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Ecuador entre abril y octubre de 2025.

34. Carolina Viola, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello, Quito, Ecuador, 08 de julio de 2025.

PERÚ

Energía / cápita	Electricidad / cápita	CO2 / cápita	Electrificación
10.941 kWh	**1.595 kWh**	**1.71 toneladas**	**96.2%**
Fuente: Our world in data Año: **2024**	Fuente: IEA Año: **2023**	Fuente: IEA Año: **2023**	Fuente: World Bank Año: **2023**

Tabla 26

SUMINISTRO ENERGÉTICO — IMPORTACIONES

Total importado: **12.229 Ktoe** · Año: **2023** · Incluye fuentes primarias y secundarias



Petróleo	5.654 Ktoe · 46,23%	Diésel	4.417 Ktoe · 36,12%
Gasolina	1.185 Ktoe · 9,69%	Gas licuado de petróleo (GLP)	478 Ktoe · 3,91%
Combustible de aviación (jet fuel)	308 Ktoe · 2,52%	Carbón	186 Ktoe · 1,52%
Electricidad	1 Ktoe · 0,01%		

Perú importa ~11.389 Ktoe de energía al año, pero exporta 7.792 Ktoe, lo que la convierte en un importador neto de energía.
Fuente: Balance Energético Nacional 2024.

GOBERNANZA Y POLÍTICA ENERGÉTICA

Perú cuenta con un marco regulatorio sólido para el desarrollo energético bajo en emisiones. Sin embargo, este marco responde más a un modelo económico orientado al mercado que a una estrategia climática coherente, un modelo que se ha mantenido notablemente estable pese a la prolongada inestabilidad política del país. Desde la década de 1990, el sector energético ha permanecido abierto a la inversión privada y al capital extranjero, con concesiones otorgadas mediante procesos competitivos y reglas tarifarias predecibles. Como resultado, la evolución del sector energético ha estado determinada en mayor medida por señales de mercado y decisiones de inversión privada que por una planificación estatal coordinada.

Dos instituciones tecnocráticas han sido fundamentales para sostener la continuidad normativa. Por un lado, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) actúa como regulador independiente encargado de definir y supervisar tarifas y estándares técnicos.[1] Por otro lado, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) administra el despacho eléctrico y la planificación operativa del sistema.[2] En conjunto, ambas instituciones han contribuido a preservar un entorno regulatorio estable incluso durante períodos de elevada incertidumbre política.

La arquitectura regulatoria que sustenta este modelo se consolidó mediante la apertura de los segmentos de generación, transmisión y distribución a la inversión privada, el fortalecimiento de los mecanismos de contratación competitiva y la introducción de subastas para energías

renovables con señales de precio de largo plazo.[3] Estas reformas permitieron construir un marco institucional simple pero consistente, capaz de atraer inversión nacional y extranjera durante más de tres décadas.

A pesar de esta continuidad institucional, el desarrollo de la transición energética peruana ha estado condicionado por una capacidad limitada del Poder Ejecutivo para sostener políticas de largo plazo. La sucesión constante de presidentes y ministros de Energía durante la última década ha generado ciclos de avance y estancamiento en la implementación de regulaciones, subastas y proyectos estratégicos. Como señalaron varios entrevistados, la transición energética en Perú ha sido impulsada en gran medida por actores externos.[4] En palabras de uno de ellos, "las empresas extranjeras son las que realmente han impulsado la transición", mientras que otro afirmó que "Perú no llevará a cabo una transición energética por sí solo ni por decisión propia".[5] Estas percepciones reflejan el peso que tienen los mercados internacionales, las cadenas globales de suministro, los organismos multilaterales y los inversionistas extranjeros en la definición de las prioridades energéticas del país.

Las condiciones económicas también han contribuido a orientar la evolución del sector e industrias asociadas. El crecimiento sostenido de la demanda eléctrica asociada a la minería, la vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica frente a eventos climáticos extremos y la necesidad de ampliar la infraestructura de transmisión han favorecido tecnologías capaces de ofrecer costos competitivos y menor exposición a riesgos de mercado.[6] La severa sequía registrada en 2023 puso de manifiesto estas limitaciones al provocar aumentos significativos en los precios de la electricidad y reforzar la necesidad de expandir la red de transmisión y acelerar la incorporación de fuentes renovables complementadas por almacenamiento y capacidad de respaldo.[7]

En el plano internacional, Perú ha alineado formalmente su política energética con los compromisos asumidos bajo el Acuerdo de París mediante sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) y su estrategia climática de largo plazo hacia 2050.[8] Asimismo, se incorporó en 2020 a la Powering Past Coal Alliance y ejerció la presidencia del Sistema de Integración Eléctrica Andina (SINEA)[9] durante el período 2023-2024 con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Como anfitrión de APEC 2024,[10] también impulsó la Declaración de Lima sobre tecnologías de energía limpia, incluido el hidrógeno.

Aunque estos espacios no determinan directamente la política energética peruana, sí contribuyen a moldear incentivos y prioridades para el desarrollo del sector. Dicho esto, la capacidad del país para avanzar en sus compromisos internacionales depende de una estructura energética marcada por fuertes asimetrías entre actores públicos y privados.

A diferencia de otros países petroleros de la región, donde las empresas estatales de hidrocarburos ejercen un rol dominante, en Perú la capacidad de influencia de Petroperú es limitada frente al consorcio privado de Camisea —integrado por Pluspetrol, Hunt Oil y Repsol— que controla la producción nacional de gas natural.[11]

La modernización de la refinería de Talara ilustra con claridad estas tensiones. Concebido para ampliar la capacidad de refinación, mejorar la calidad de los combustibles y disminuir la dependencia de importaciones, el proyecto acumuló sobrecostos, retrasos y problemas de gestión que deterioraron gravemente la situación financiera de Petroperú.[12] Aunque Talara es hoy uno de los activos energéticos más modernos del país, sus dificultades operativas y financieras han llevado al gobierno a transferir su gestión al sector privado, evidenciando los límites de la empresa estatal para consolidarse como un actor competitivo dentro del sistema energético peruano.

Limitaciones estructurales

Aunque el sector cuenta con una regulación estable, la transición energética en el Perú sigue limitada por problemas estructurales. Estos desafíos van más allá del diseño institucional y responden a dinámicas más complejas de la economía política del país.

El primero es la marcada y creciente dependencia del gas natural. Varios de los entrevistados describieron al gas como la verdadera columna vertebral de la economía energética peruana y como un recurso políticamente difícil de reemplazar.[13] Esta percepción se refleja en propuestas destinadas a ampliar el acceso al gas y reactivar proyectos como el Gasoducto Sur Peruano bajo argumentos de seguridad energética y asequibilidad. A pesar de ello, esta estrategia también enfrenta crecientes interrogantes sobre su sostenibilidad a largo plazo. La disminución de las reservas probadas ha reforzado la necesidad de atraer nuevas inversiones en exploración y producción para garantizar el abastecimiento futuro, mientras varios entrevistados advirtieron que una profundización de la dependencia gasífera podría desplazar inversiones en energías renovables y almacenamiento, además de incrementar los costos económicos y políticos de una futura descarbonización.[14]

El segundo desafío está relacionado con la creciente presión sobre los recursos hídricos. Al igual que varios de los países analizados en este estudio, la elevada concentración de la hidroelectricidad en la generación eléctrica expone al sistema peruano a una creciente vulnerabilidad frente a sequías y eventos climáticos extremos. Esta vulnerabilidad quedó en evidencia durante la sequía asociada al fenómeno de El Niño de 2023, que redujo significativamente la generación hidroeléctrica y obligó al operador del sistema a recurrir a una mayor generación térmica de respaldo, incrementando tanto los costos del sistema como la dependencia de combustibles fósiles.[15]

Esta presión sobre los recursos hídricos también se manifiesta en las regiones mineras del país. La expansión de la minería del cobre ha intensificado las disputas por el acceso y uso del agua en regiones andinas vulnerables. En muchas de estas zonas, las comunidades asocian la actividad minera con una menor disponibilidad hídrica, mayores riesgos de contaminación y una supervisión ambiental insuficiente.[16] Como resultado, la gobernanza del agua se ha convertido en un factor cada vez más importante para la viabilidad política y social de la transición energética peruana.

El tercer desafío está asociado a los conflictos socioambientales que caracterizan gran parte de las actividades extractivas. En la zona de Camisea, comunidades cercanas siguen denunciando un acceso desigual a los beneficios energéticos y limitados impactos positivos a nivel local.[17] De manera similar, conflictos de alto perfil en torno a Las Bambas han evidenciado los costos económicos y políticos derivados de disputas persistentes sobre tierras, distribución de beneficios e impactos ambientales.[18] Los bloqueos recurrentes y las interrupciones operativas han puesto de manifiesto las limitaciones de los mecanismos estatales para prevenir y gestionar este tipo de conflictos.

Estas tensiones se ven agravadas por debilidades persistentes en materia de gobernanza ambiental y participación ciudadana. Diversos organismos internacionales y organizaciones especializadas han documentado casos de intimidación, criminalización y acoso contra defensores ambientales, así como una brecha significativa entre los mecanismos formales de consulta, participación y protección existentes y su implementación efectiva en los territorios.[19] Como señalaron algunos entrevistados, los procedimientos de consulta existen formalmente, pero su aplicación suele ser insuficiente y el diálogo con las comunidades frecuentemente se intensifica únicamente cuando los conflictos ya han alcanzado niveles críticos.[20]

MATRIZ ENERGÉTICA

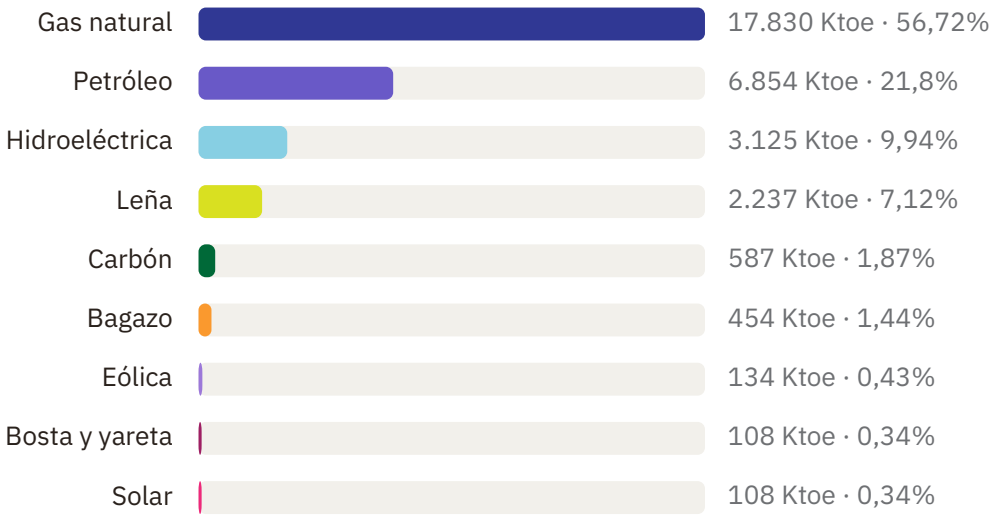
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 27** y **28**.*

Tabla 27

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA (TPES) — 2023

Total: **31.437 Ktoe**

Se define como producción interna más importaciones menos exportaciones (y, cuando se dispone de datos, ajustada por variaciones de existencias y búnkeres internacionales).



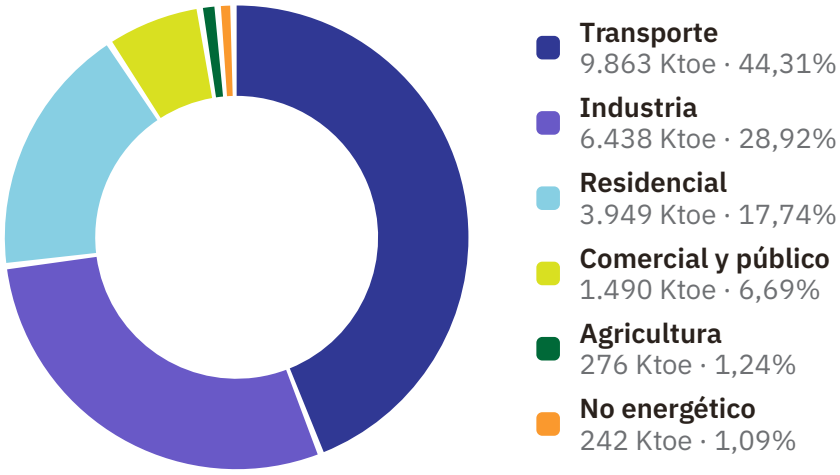
Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance de Energía Nacional 2023.
Notas:
- Gas natural: Incluye gas natural y líquidos de gas natural (LGN).

Tabla 18

USO DE ENERGÍA POR SECTOR — 2023

Total: **22.258 Ktoe**

Energía entregada únicamente a los sectores de uso final. Excluye la energía consumida por la propia industria energética en actividades de conversión y procesamiento.



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance de Energía Nacional 2023.
Notas:
- Industria: Incluye la industria minera.
- Agricultura: Incluye la industria pesquera.

En 2023, la matriz energética peruana estuvo dominada por los combustibles fósiles, que representaron cerca del 80% del suministro total de energía primaria. El gas natural y los líquidos asociados a su producción constituyeron el principal componente de la oferta energética nacional, aportando aproximadamente el 56,7% del total, la participación más alta entre los seis países analizados. El petróleo y sus derivados representaron otro 21,8%, mientras que el carbón mantuvo una presencia marginal de apenas 1,9%. Esta configuración convirtió a Perú, junto con Argentina, en uno de los dos casos del estudio donde la dependencia de los combustibles fósiles se articuló principalmente alrededor del gas natural y no del petróleo.

La centralidad del gas natural responde principalmente al desarrollo del complejo de Camisea, el principal yacimiento gasífero del país y uno de los proyectos energéticos más importantes de las últimas décadas. La producción doméstica de gas ha permitido reducir parcialmente la exposición de Perú a la volatilidad de los mercados internacionales de hidrocarburos. Dicho lo anterior, la limitada capacidad nacional de refinación implica una dependencia relevante de combustibles importados, aunque en niveles inferiores a los observados en Ecuador.

Las fuentes renovables representaron aproximadamente una quinta parte de la oferta total de energía primaria. La hidroelectricidad aportó 9,9%, mientras que la biomasa representó alrededor de 8,9%. No obstante, gran parte de esta biomasa correspondió a fuentes tradicionales como leña, carbón vegetal y bagazo, utilizadas principalmente en hogares rurales y actividades industriales de baja eficiencia. La energía eólica y la solar mantuvieron participaciones todavía marginales dentro de la matriz energética, con apenas 0,43% y 0,34%, respectivamente. Al igual que en Colombia, la participación de las energías renovables dentro de la matriz primaria fue considerablemente menor de lo que podría sugerir el peso de la hidroelectricidad en la generación eléctrica.

Los patrones sectoriales de consumo ayudan a explicar la persistencia de esta dependencia de los combustibles fósiles. En 2023, el transporte representó el principal sector consumidor, concentrando aproximadamente el 44,3% de la demanda energética total, la segunda participación más alta entre los seis países analizados, solo por detrás de Ecuador. La industria y la minería representaron conjuntamente 28,9% del consumo final, impulsadas principalmente por el uso de gas natural para procesos térmicos y actividades productivas intensivas en energía. El sector residencial absorbió 17,7% de la demanda energética, mientras que los sectores comercial y público representaron 5,4% y 1,3%, respectivamente. Esta estructura de consumo evidencia que los principales desafíos de descarbonización en Perú se concentran en el transporte y en los sectores industriales intensivos en energía.

MATRIZ ELÉCTRICA

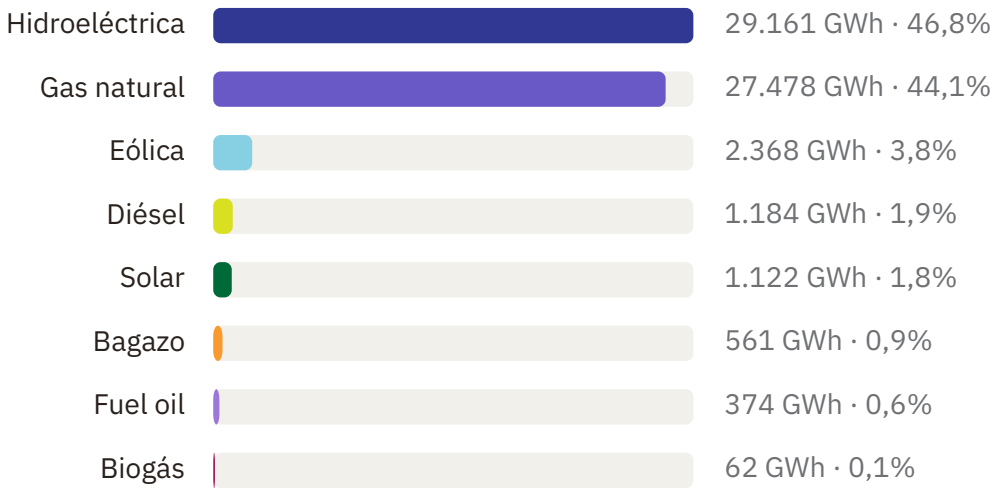
*Los datos y porcentajes utilizados en esta sección se derivan de las **Tablas 29** y **30**.*

Tabla 29

FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA — 2024

Total: **62.209 GWh**

Electricidad entregada a la red, desagregada por fuente primaria de generación.

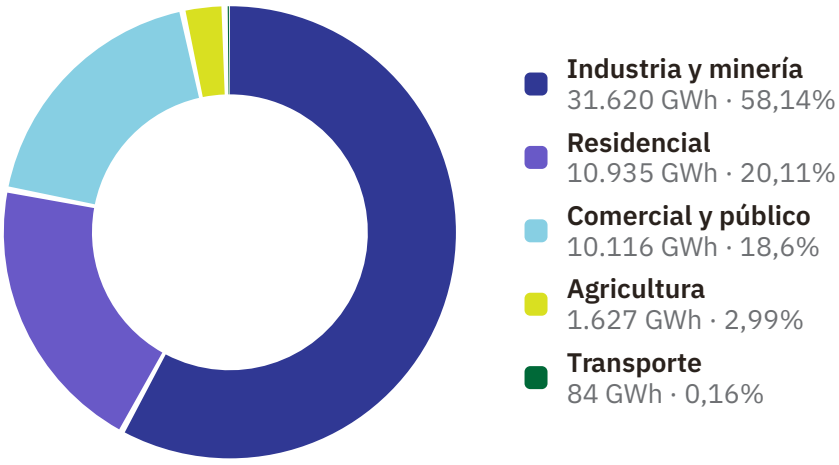


Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance de Energía Nacional 2023.

Tabla 25

USO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR — 2023

Total: **54.382 GWh**



Fuente: Cálculos propios a partir de datos de Balance de Energía Nacional 2023.
Notas:
- Agricultura: incluye pesca.

La matriz eléctrica peruana presenta una composición considerablemente más diversificada y menos intensiva en carbono que la matriz energética general del país. En 2023, las fuentes renovables representaron el 53,4% de la generación eléctrica nacional. La hidroelectricidad constituyó la principal fuente de generación con 46,8% del total, seguida por la energía eólica (3,8%), la solar (1,8%) y la biomasa (1%). Los combustibles fósiles representaron el 46,6% restante, dominados casi exclusivamente por el gas natural, que aportó 44,1% de la electricidad generada. El diésel y el fuel oil mantuvieron participaciones marginales de 1,9% y 0,6%, respectivamente.

Los patrones de consumo eléctrico reflejan el peso de las actividades productivas dentro de la economía peruana. En 2023, la industria y la minería concentraron conjuntamente el 58,1% de la demanda total de electricidad, convirtiéndose por amplio margen en el principal sector consumidor. El sector residencial representó 20,1% del consumo eléctrico, seguido por las actividades comerciales con 18,6%. Por el contrario, el transporte absorbió apenas 0,2% de la electricidad consumida en el país, reflejando el escaso grado de electrificación de la movilidad peruana.

La elevada participación de la industria y la minería distingue a Perú de la mayoría de los países analizados y refleja la importancia de los sectores extractivos dentro de su economía. Esta estructura ha convertido a las grandes empresas mineras en actores cada vez más relevantes para la evolución del sector eléctrico, particularmente a través de su demanda de nueva capacidad de generación y de contratos de suministro de largo plazo. Al mismo tiempo, la reducida participación del transporte en el consumo eléctrico pone de relieve el amplio margen existente para avanzar en la electrificación de la movilidad como parte de una estrategia más amplia de reducción de emisión de gases de efecto invernadero.[21]

EL ROL DE CHINA

La presencia china en la transición energética peruana se manifiesta principalmente a través de su creciente participación en la minería, la distribución eléctrica y las cadenas de suministro tecnológicas. Esta trayectoria se ha desarrollado en paralelo a la profundización de los vínculos económicos entre ambos países, particularmente desde la entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio (TLC) entre Perú y China en 2010.

Las preferencias arancelarias contempladas en el TLC han contribuido al crecimiento del comercio bilateral, especialmente en minerales y metales, consolidando la centralidad de los sectores extractivos dentro de la relación económica entre ambos países.[22] Sin embargo, varios de los entrevistados señalaron que el acuerdo carece de disposiciones ambientales y sociales modernas y que una eventual actualización debería incorporar estándares más robustos en materia de sostenibilidad, transparencia y gobernanza.[23]

La minería constituye el principal punto de encuentro entre la presencia china y la transición energética peruana. Las exportaciones de cobre y zinc generan una parte importante de los ingresos fiscales del país, mientras que la actividad minera absorbe aproximadamente un tercio de la demanda eléctrica nacional. Esto convierte al sector en uno de los principales motores de la economía peruana y, al mismo tiempo, en un actor central dentro de cualquier estrategia de transición energética.[24] Empresas chinas como MMG en Las Bambas y Chinalco en Toromocho ocupan posiciones centrales dentro de este sector.

El caso más emblemático es la mina de cobre Las Bambas, operada por MMG desde su adquisición a Glencore en 2014.[25] Ubicada en el sur del país, es una de las mayores minas de cobre del mundo, con una capacidad de producción cercana a las 400.000 toneladas anuales y una contribución aproximada del 15% a la producción nacional de cobre.[26] La transferencia de propiedad se produjo en un contexto marcado por disputas sociales y ambientales no resueltas. Por su parte, el Estado peruano permitió que la operación avanzara sin mecanismos adecuados de supervisión ni consulta previa a las comunidades afectadas, una falla que, como se detalla más adelante, derivó en conflictos prolongados

Como explicó uno de los expertos entrevistados, “en el contexto peruano, la transición energética expone tensiones estructurales profundas vinculadas a la presencia china y a casos emblemáticos como Las Bambas, donde el cambio de propiedad sin consulta previa desató conflictos prolongados y reveló la incapacidad del Estado para garantizar una transición justa”.[27]

Cabe destacar que esta dinámica no es exclusiva de las empresas chinas. La misma refleja la forma en que industrias extractivas de distintos orígenes operan en contextos caracterizados por déficits persistentes de gobernanza, expectativas sociales insatisfechas y mecanismos insuficientes de gestión de conflictos. Lo que distingue el caso chino es la combinación de

financiamiento respaldado por el Estado y coordinación diplomática que suele acompañar estos proyectos, integrándolos dentro de una relación bilateral más amplia.

Como señala Cynthia Sanborn, especialista en relaciones Perú-China, "los chinos están en minería; tienen siete proyectos significativos en la cartera del Ministerio, cinco de ellos ya operativos. También tienen activos solares y eólicos en Marcona a través de la compra de Luz del Sur, que ya tenía proyectos renovables".[28] Esta observación ilustra cómo la presencia china en Perú conecta actividades que suelen analizarse por separado. La minería, la generación renovable y la infraestructura eléctrica forman parte de una misma red de inversiones vinculadas tanto a la producción de minerales estratégicos como al suministro energético necesario para su extracción y procesamiento.

La expansión china también ha alcanzado segmentos estratégicos del sector eléctrico. En 2020, China Yangtze Power, perteneciente al grupo Three Gorges, adquirió Luz del Sur a la estadounidense Sempra Energy. Cuatro años después, China Southern Power Grid completó la compra de Enel Perú, incluyendo sus operaciones en Lima. Esta operación constituyó la mayor adquisición china en el sector energético peruano hasta la fecha y otorgó a empresas estatales chinas el control de las dos principales distribuidoras eléctricas de la capital.

Como resume Sanborn, "las dos principales distribuidoras y generadoras en Lima están ahora bajo control chino".[29] Más allá de la participación de mercado, estos activos proporcionan ingresos regulados estables y una posición estratégica de largo plazo dentro del mercado eléctrico más importante del país. Al mismo tiempo, permiten a las empresas chinas consolidar su presencia en uno de los segmentos más rentables y políticamente relevantes del sistema energético peruano.

Su presencia en generación se concentra principalmente en proyectos hidroeléctricos y solares específicos, frecuentemente desarrollados mediante contratos de ingeniería, procura y construcción (EPC) liderados por empresas como PowerChina. Estos esquemas suelen combinar financiamiento, construcción y suministro tecnológico, reduciendo costos y acelerando plazos de ejecución.

Su ventaja competitiva no radica únicamente en los costos. Como sostuvo el periodista Jack Lo: "Son más tolerantes al riesgo y flexibles en la práctica. Volviendo a Las Bambas, ¿qué empresario quiere invertir en un negocio lleno de problemas, aunque sea una de las minas de cobre más grandes del mundo? Ellos asumen el riesgo, se adaptan a las condiciones locales y, si ven una oportunidad de ganancia, la persiguen de todos modos".[30] Esta disposición a operar en entornos caracterizados por incertidumbre política, conflictividad social o debilidades institucionales ha permitido a las empresas chinas expandirse en sectores donde otros inversionistas internacionales suelen mostrarse más reacios.

La presencia china también es visible en las cadenas de suministro asociadas a la transición energética. Al igual que todos los otros países del estudio, Perú depende ampliamente de módulos solares y otros componentes fabricados en China.

A pesar de esta expansión, la estructura del sistema eléctrico peruano demuestra que las empresas chinas no dominan el sector. La infraestructura de transmisión, uno de los principales cuellos de botella para la integración de nuevas energías renovables, permanece controlada principalmente por empresas colombianas, españolas y brasileñas como ISA, Redeia, Acciona, Alupar y Atlantica.[31] Esta diversificación de operadores reduce la capacidad de cualquier actor extranjero para ejercer una influencia determinante sobre la planificación de largo plazo del sistema.

En conjunto, la presencia china no redefine por sí sola la transición energética peruana, pero sí amplifica las tensiones inherentes a un modelo basado en la extracción de recursos y en capacidades estatales limitadas. Más que un actor externo disruptivo, China opera como un acelerador de dinámicas ya presentes: concentración sectorial, dependencia de minerales estratégicos y vulnerabilidades en la gobernanza. En última instancia, el caso peruano sugiere que la transición energética del país está guiada más por las estructuras políticas y económicas locales que por el origen de las inversiones extranjeras.

NOTAS

1. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Osinergmin”, consultado el 8 de junio de 2026, Enlace↗

2. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), “COES”, consultado el 8 de junio de 2026, Enlace↗

3. Presidencia de la República del Perú, Decreto Ley n.º 25844 de 1992, *Ley de Concesiones Eléctricas, Diario Oficial El Peruano*, 19 de noviembre de 1992, Enlace↗

4. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Perú entre abril y octubre de 2025.

5. Ibid.

6. Ministerio del Ambiente y Ministerio de Energía y Minas del Perú, *Evaluación de la vulnerabilidad y adaptación en el sector electricidad*, 2007, Enlace↗

7. Maritza Sáenz, “Precio de la electricidad podría incrementarse, ¿a quiénes afectará?”, *RPP Noticias*, 19 de junio de 2023, Enlace↗

8. Ministerio del Ambiente del Perú, *Contribuciones determinadas a nivel nacional del Perú: Reporte de actualización de las NDC del Perú para el periodo 2021–2030*, 2021, Enlace↗

9. Ministerio de Energía y Minas del Perú, “Perú asume la Presidencia Pro Tempore del SINEA para impulsar la conectividad energética con Ecuador, Chile, Colombia y Bolivia”, 10 de mayo de 2023, Enlace↗

10. Sandor Lukacs de Pereny, “APEC 2024: importancia de la Presidencia Pro Témpore”, *Conexión ESAN*, 26 de febrero de 2024, Enlace↗

11. *Camisea*, “Somos Camisea”, consultado el 8 de junio de 2026, Enlace↗

12. *EnerNews y El Comercio*, “Contraloría del Perú investiga retrasos en Talara”, *Mining Press*, 2019, Enlace↗

13. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Perú entre abril y octubre de 2025.

14. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Perú entre abril y octubre de 2025

15. Juan Saldarriaga, “El Niño pone en alerta al sector eléctrico, ¿qué ha pasado y qué podría pasar?”, *El Comercio*, 27 de junio de 2023, Enlace↗

16. Leslie Moreno Custodio, “’How are we going to live?’: The impact of mining on communities in Peru”, *Dialogue Earth*, 17 de octubre de 2023, Enlace↗

17. Comunicaciones AIDESEP, “Camisea: organizaciones y autoridades del Bajo Urubamba exigen atención urgente tras deflagración del gasoducto de Camisea”, *AIDESEP*, 4 de febrero de 2026, Enlace↗

18. Martín León Espinosa, “¿Por qué la mina Las Bambas en Perú está en constante conflicto?”, *Dialogue Earth*, 22 de abril de 2022, Enlace↗

19. *Oficina del Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Derechos Humanos (OHCHR)*, "Perú: las personas defensoras de la tierra y el ambiente están en peligro, según experto de la ONU", 3 de febrero de 2020, Enlace↗; *SPDA Actualidad Ambiental*, "¿Cuánto se ha avanzado en la protección de los defensores ambientales en el Perú y qué está pendiente?", 28 de julio de 2023, Enlace↗

20. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Perú entre abril y octubre de 2025.

21. Francisco Ramírez Cartagena et al., *Análisis y diseño de modelos de negocio y mecanismos de financiación para buses eléctricos en Lima*, Perú, Nota técnica n.º IDB-TN-01802, Banco Interamericano de Desarrollo, 2020, Enlace↗

22. Jhunior Shacamajo et al., "Análisis de las exportaciones de minerales 2017–2021: TLC entre Perú y China", *Revista Científica Dékamu Agropec* 3, n.º 1 (2022), Enlace↗

23. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Perú entre abril y octubre de 2025.

24. *Hablemos de Energía*, "Minería y energía: desafíos y oportunidades para el crecimiento económico del Perú", *ENGIE*, 21 de febrero de 2025, Enlace↗

25. Redacción, "Glencore obtiene US$ 7,000 millones por venta de mina Las Bambas en Perú", *Gestión*, 1 de agosto de 2014, Enlace↗

26. *BNamericas*, "MMG eleva producción y ventas en Las Bambas y proyecta fuerte inversión", 2026, Enlace↗

27. Resultado derivado de entrevistas estructuradas realizadas por la Fundación Andrés Bello en Perú entre abril y octubre de 2025.

28. Cynthia Sanborn, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello, Lima, Perú, 20 de agosto de 2025.

29. Ibid.

30. Jack Lo, entrevista realizada por la Fundación Andrés Bello, Lima, Perú, 18 de agosto de 2025.

31. Emilia Lardizabal, "ISA Energía advierte sobre las brechas de transmisión en Perú y pide al Gobierno acelerar la regulación", *Energía Estratégica*, 3 de noviembre de 2025, Enlace↗

Capítulo 3

PATRONES COMPARADOS DE LA PRESENCIA CHINA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SUDAMERICANA

Autor: Gabriel Mariano Varón

Este capítulo se basa en los datos cuantitativos recogidos mediante 42 entrevistas estructuradas realizadas en los seis países foco. Los datos proceden de cuestionarios estandarizados respondidos por un grupo diverso de actores —funcionarios gubernamentales, académicos, representantes del sector privado y organizaciones de la sociedad civil—, todos ellos directa o indirectamente involucrados en los procesos de transición energética. Las respuestas obtenidas ofrecen una visión sistemática y comparable de cómo se percibe el papel de China en los ámbitos político, económico e institucional de la región.

Además de las 42 entrevistas estructuradas que constituyen la base de este análisis, el trabajo de campo incluyó 8 entrevistas semi-estructuradas orientadas a comprender el contexto político, económico e institucional de cada país. Estas entrevistas complementaron la investigación proporcionando elementos cualitativos para la interpretación de los resultados, pero no fueron incorporadas a la base de datos utilizada para el análisis cuantitativo presentado en este capítulo.

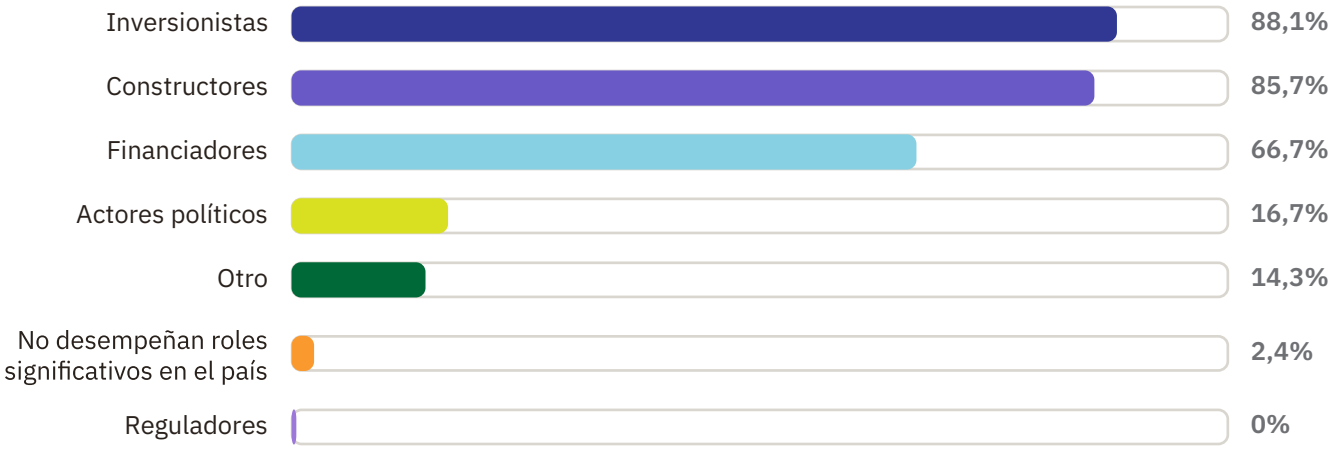
Siguiendo el mismo enfoque del capítulo anterior, el análisis aplica una lente analítica de riesgo para interpretar los hallazgos. Traza patrones regionales sobre cómo el capital, la tecnología y la diplomacia chinas interactúan con las estructuras de gobernanza locales, las prioridades de inversión y los actores extranjeros competidores. Al hacerlo, va más allá de las dinámicas específicas de cada país para identificar tendencias geopolíticas y económicas más amplias que definen la creciente influencia de China en la transición energética de Sudamérica.

MODALIDADES DE PARTICIPACIÓN CHINA

De acuerdo con las percepciones de los entrevistados, la participación de China en la transición energética se ejerce principalmente mediante capital, tecnología y construcción de infraestructura. Los entrevistados identificaron de forma consistente a los actores chinos, primero como inversores (88.1%), segundo como constructores (85.7%) y tercero como financiadores (66.7%). Solo el 16.7% asoció la participación con actores políticos y ninguno como reguladores.

ROL Y PRESENCIA DE CHINA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

¿Qué roles significativos desempeñan actualmente los actores chinos (públicos y/o privados) en tu país?



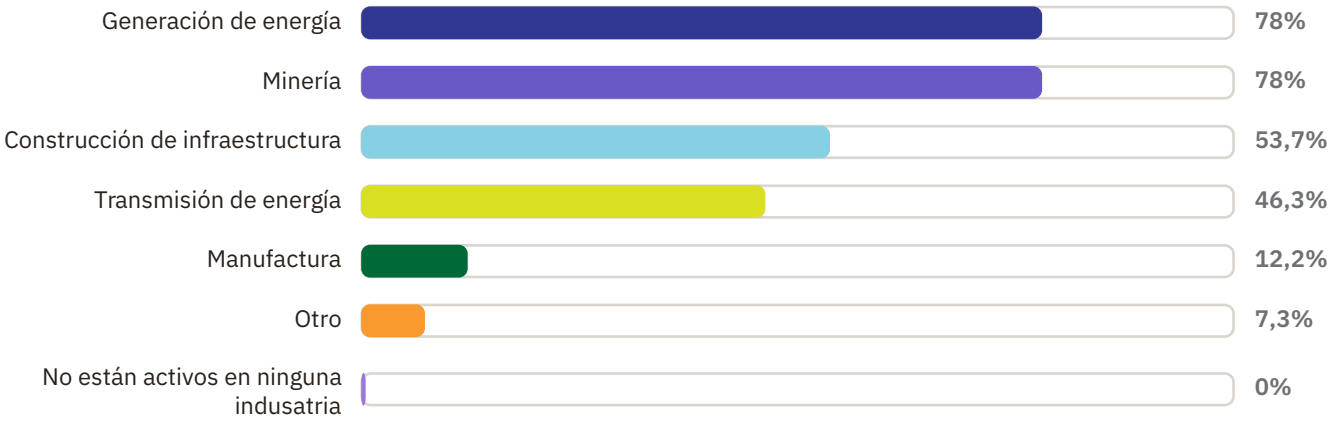
Las empresas chinas, según las respuestas, ocupan posiciones que anclan los sistemas energéticos nacionales a las cadenas de suministro, ingeniería y financiación chinos. Su visibilidad se percibe, por tanto, como material más que política.

Este patrón, tal como lo describen los participantes, sugiere una división funcional del trabajo entre Estado y empresas —tanto públicas como privadas— que operan dentro de un marco estratégico definido por el gobierno central chino. Esto puede interpretarse como un sistema en el que bancos de desarrollo, embajadas y conglomerados empresariales se mueven dentro de un conjunto de prioridades, incentivos y apoyos estatales que orientan la expansión internacional de determinadas industrias, sin que ello implique una coordinación directa y constante entre ellos. En este entorno, los distintos actores pueden cooperar, competir o actuar de manera independiente, pero siempre dentro de un marco común. El resultado podría aproximarse a una forma de capitalismo estatal incrustado,[1] donde diplomacia y negocios se entrelazan en una arquitectura de influencia que tiende a difuminar la frontera entre competencia comercial y posicionamiento estratégico.

EN QUÉ SECTORES Y CÓMO LIDERA CHINA

La huella sectorial de China, según las percepciones recogidas, refleja su ventaja comparativa global. En los seis países, su participación se percibe con mayor prominencia en generación energética y minería (78% en cada caso), seguida por construcción de infraestructura (53.7%) y transmisión energética (46.3%). Su papel en la manufactura (12.2%) se percibe como marginal, lo que subraya la continua dependencia regional de equipos importados.

ROL Y PRESENCIA DE CHINA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA
¿En qué industrias son más activos los actores chinos en tu país?



Aunque la presencia china presenta rasgos comunes en toda la región, las percepciones recogidas revelan diferencias significativas en la forma en que esta se manifiesta en cada país. En Brasil, los entrevistados describen a China integrada en todos los segmentos —desde hidroeléctricas y líneas de transmisión hasta vehículos eléctricos y producción de baterías— bajo un marco de cooperación institucional.

En Argentina y Ecuador, su influencia se percibe como derivada de la financiación y la entrega llave en mano, sustituyendo a un capital doméstico con capacidades limitadas para financiar y ejecutar proyectos de gran escala. En Chile y Colombia, la participación se percibe como más diversificada pero aún decisiva en términos tecnológicos, particularmente en solar y electrificación del transporte. En Perú, los entrevistados señalan que el control sobre la minería y la distribución eléctrica podría otorgar a China influencia directa sobre la base energética del país.

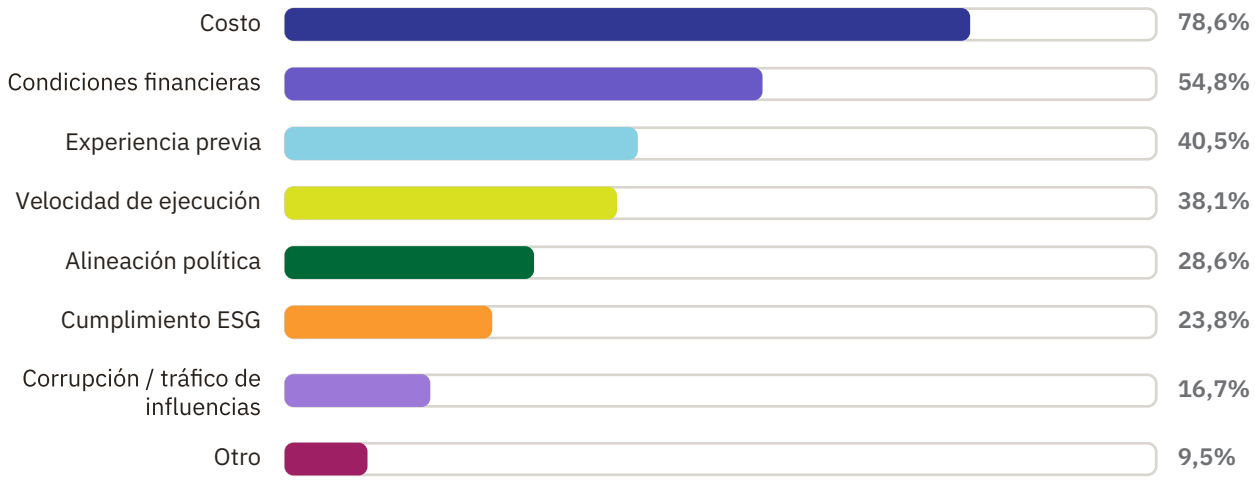
En conjunto, estas trayectorias nacionales apuntan a un ecosistema regional de dependencia en el que China se habría convertido tanto en proveedor como en acreedor. La transición de la región podría depender entonces de infraestructura construida por China y de tecnología y servicios de origen chino, creando un punto único de vulnerabilidad compartido por múltiples países.

VENTAJAS COMPETITIVAS DE LAS EMPRESAS CHINAS

Al preguntar qué factores determinan qué empresas extranjeras —independientemente de su país de origen— acceden a proyectos energéticos nacionales, casi el 80% de los entrevistados mencionó el costo como criterio principal, seguido por las condiciones de financiación (54.8%), la experiencia previa (40.5%) y la velocidad de ejecución (38.1%). Solo uno de cada cuatro entrevistados indicó que los estándares ESG desempeñan un papel relevante en estos procesos. Resulta igualmente significativo que el alineamiento político obtuviera apenas un 28.6%, mientras que únicamente el 16.7% consideró que la corrupción o el tráfico de influencias influyen de manera determinante. En conjunto, estos resultados sugieren que, al menos en lo que respecta a empresas extranjeras, no existe una percepción extendida de que su éxito en la región dependa de prácticas indebidas o de factores políticos extrainstitucionales.

TOMA DE DECISIONES Y MARCO INSTITUCIONAL

¿En qué industrias son más activos los actores chinos en tu país?



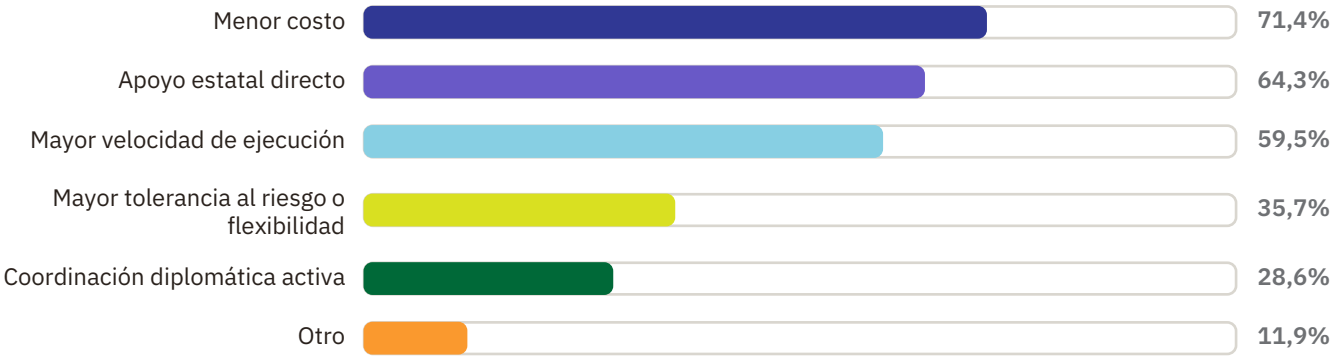
Al formular la misma pregunta en relación con las ventajas competitivas de las empresas chinas, los entrevistados destacaron en primer lugar los bajos costos (71.4%), seguidos por el apoyo estatal directo a través de financiamiento y otros tipos de garantías (64.3%) y por una ejecución más rápida de los proyectos (59.5%). Resulta llamativo que la mayor tolerancia al riesgo o flexibilidad frente a condiciones locales obtuviera solo un 35.7%, lo que sugiere que cerca de dos tercios de los entrevistados no perciben que las empresas chinas asuman niveles de riesgo significativamente distintos a los de sus pares internacionales. Asimismo, todos los entrevistados atribuyeron a las empresas chinas al menos un par de ventajas competitivas frente a otros actores extranjeros; ninguno afirmó que carecieran de ventajas.

Estos criterios se corresponden con las fortalezas que suelen atribuirse a las empresas chinas en la región: precios competitivos, respaldo financiero del Estado y capacidad de

ejecución rápida. Conglomerados de ingeniería como PowerChina, State Grid o China Three Gorges Group son mencionados por los entrevistados como actores que, en su percepción, no destacan por ofrecer los estándares de gobernanza o desempeño social más exigentes, sino por su capacidad para entregar proyectos completos —diseño, financiación y construcción— de manera más rápida y asequible que muchos de sus competidores occidentales.

TOMA DE DECISIONES Y MARCO INSTITUCIONAL

¿Qué ventajas competitivas parecen tener las empresas chinas frente a otros actores extranjeros en los sectores de energía e infraestructura?



La compatibilidad entre estas ventajas competitivas y las prioridades de los gobiernos sudamericanos podría generar efectos que trascienden la competencia estrictamente comercial. Cuando las necesidades de los países —particularmente en términos de costo, financiamiento y velocidad— coinciden con las capacidades de un actor externo, ese actor tiende a consolidar posiciones estructurales dentro del sistema. En esta lectura, las empresas chinas no solo obtendrían contratos, sino que se insertarían en la lógica institucional de gobiernos que priorizan la asequibilidad y la continuidad operativa por encima de procesos regulatorios más exigentes, lo que podría traducirse en un tipo de anclaje estructural.

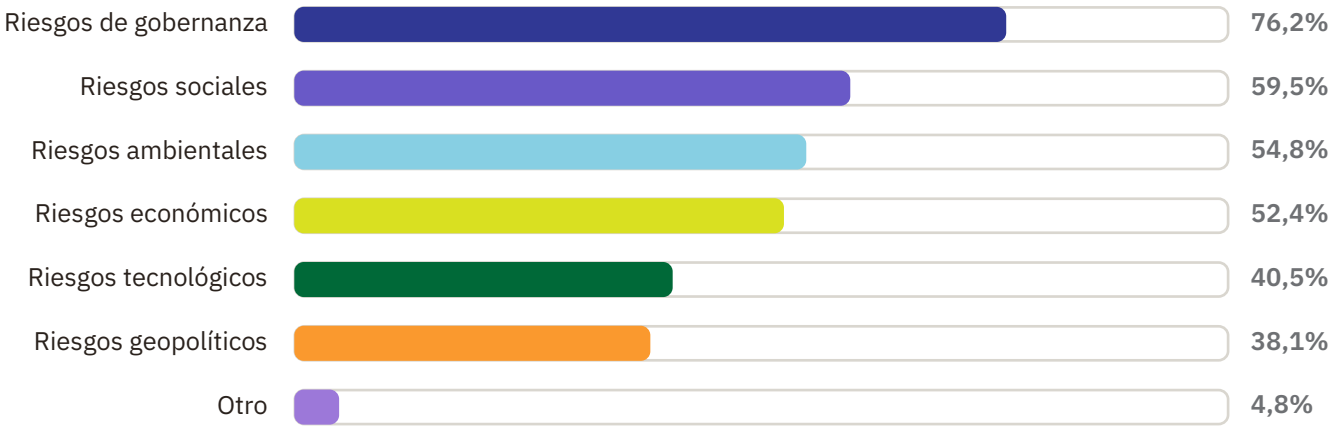
No obstante, las percepciones sobre gobernanza varían significativamente entre países. En contextos como Chile y Colombia, los entrevistados no reportaron problemas sustantivos más allá de los inherentes a los sectores donde operan las empresas chinas. En cambio, en Ecuador y Perú sí se documentan tensiones más pronunciadas vinculadas a sobrecostos, transparencia o impactos socioambientales, mientras que en Brasil y Argentina la experiencia depende en gran medida del estado o provincia involucrados. En este sentido, más que un patrón uniforme, los entrevistados describen que las prácticas de las empresas chinas parecen adaptarse a entornos institucionales heterogéneos: prosperan en contextos donde la capacidad burocrática es limitada, pero también logran operar sin fricciones significativas en marcos regulatorios más robustos. Esta variación sugiere que la interacción entre empresas chinas y gobernanza local depende menos de factores intrínsecamente “chinos” —como sus capacidades operativas o estándares corporativos— y más de la manera en que distintos actores, estatales y empresariales, se insertan en las condiciones institucionales específicas de cada país.

GOBERNANZA Y RIESGO

De acuerdo con los entrevistados, los principales riesgos asociados a la transición energética no son tecnológicos ni geopolíticos, sino institucionales. Los riesgos de gobernanza (76.2%) y los riesgos sociales (59.5%) se perciben como más determinantes que las preocupaciones sobre dependencia extranjera o interferencia política.

RIESGOS, OPORTUNIDADES Y PERSPECTIVAS ESTRATÉGICAS

¿Cuáles considera que son los principales riesgos asociados con la transición energética en su país?



Los entrevistados describieron con frecuencia instituciones inestables, superposición de competencias y discontinuidad de políticas como las amenazas más serias para la inversión. Los riesgos sociales, por su parte, se asocian a la exclusión de comunidades en la toma de decisiones, lo que genera conflictos recurrentes sobre uso de la tierra y distribución de beneficios. En este contexto, los proyectos financiados o construidos por empresas chinas suelen aparecer como focos de tensión no por su origen, sino porque operan en entornos donde las salvaguardas son débiles o inconsistentes.

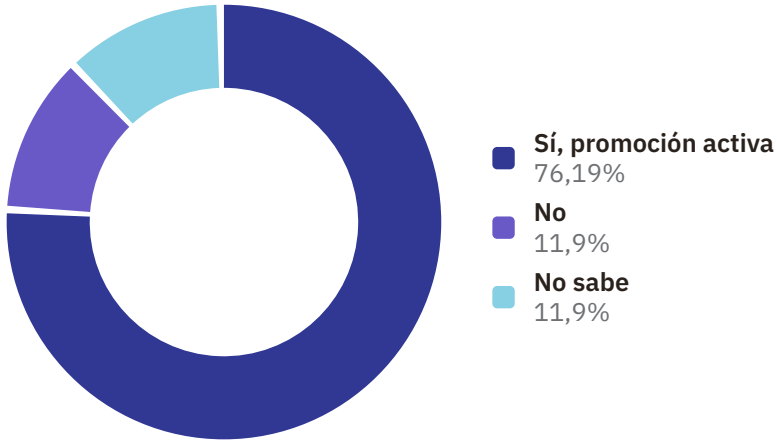
Cabe señalar que la dependencia tecnológica rara vez se consideró un riesgo dominante. Solo el 40.5 % de los entrevistados la mencionó, y la mayoría la interpretó como un asunto económico más que estratégico. La tecnología china es vista como accesible y asequible, y la dependencia asociada se percibe como inherente al desarrollo de capacidades que la región no produce localmente, más que como un riesgo específico derivado del origen del proveedor. En otras palabras, para muchos actores sudamericanos la dependencia tecnológica es estructural y esperable, y en este caso recae en China del mismo modo que podría recaer en cualquier otro país. Esto contrasta con los debates del Norte Global, donde el papel de China suele enmarcarse en términos de seguridad. En Sudamérica, según la evidencia recogida, predomina una lectura de interdependencia pragmática.

COORDINACIÓN DIPLOMÁTICA

Más allá del precio y el desempeño, el éxito de China en la región se percibe reforzado por la coordinación diplomática. Más de tres cuartas partes de los entrevistados (76 %) dijeron que las embajadas chinas o agencias gubernamentales promueven y apoyan activamente las operaciones de las empresas chinas. Esta maquinaria diplomática, según los entrevistados, proporcionaría una ventaja que pocos competidores pueden igualar.

ROL Y PRESENCIA DE CHINA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

¿La embajada china u otras agencias gubernamentales chinas promueven activamente a las empresas chinas en su país?



Las embajadas, según las respuestas, facilitarían presentaciones a ministerios, resolverían disputas burocráticas y ayudarían a asegurar garantías de financiación de bancos estatales. En varios países, los entrevistados señalaron que los diplomáticos chinos desempeñan un papel activo en los medios locales y en la comunicación pública, enmarcando los proyectos chinos como contribuciones al desarrollo sostenible y la modernización. Esta visibilidad, en la percepción de algunos entrevistados, mejora la legitimidad política y la aceptación social, particularmente en países con capacidad estatal limitada para la comunicación pública.

La combinación de apoyo diplomático e integración financiera daría a las empresas chinas la capacidad de sostener un compromiso a largo plazo incluso cuando cambian las condiciones políticas. En Brasil y Chile, ayudaría a navegar sistemas regulatorios complejos. En Ecuador y Perú, compensaría la volatilidad institucional. En toda la región, esta fusión de diplomacia y comercio podría convertir la presencia corporativa china en un instrumento geopolítico duradero.

Es importante matizar que la promoción de empresas nacionales forma parte de las funciones habituales de cualquier embajada. Sin embargo, la actuación de los cuerpos diplomáticos chinos en la región parece ir un paso más allá de lo que suele observarse en

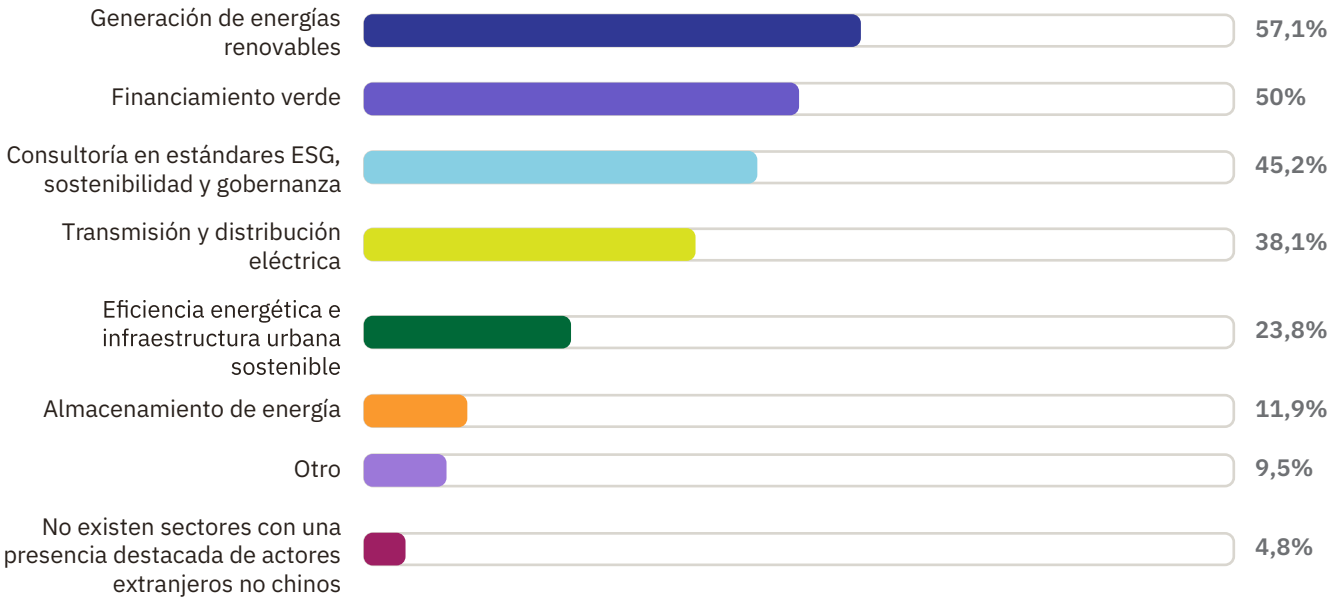
otras representaciones. La presencia regular de embajadores y altos funcionarios chinos en inauguraciones de proyectos empresariales, la frecuencia con la que publican artículos de opinión en medios locales y la coordinación visible entre embajadas y empresas en actividades de patrocinio y promoción constituyen prácticas que, si bien no son exclusivas de China, sí se despliegan con una intensidad y una visibilidad poco comunes en otros servicios diplomáticos. Esta diferencia no implica un juicio normativo, pero sí ayuda a contextualizar por qué los entrevistados perciben que el respaldo diplomático chino ofrece una ventaja comparativa difícil de replicar por otros países.

OTROS ACTORES EXTRANJEROS Y EL CONTRAPESO AUSENTE

La activa presencia china no implica la ausencia de otros participantes extranjeros. Actores occidentales, multilaterales y regionales siguen desempeñando un papel relevante en varios nichos, particularmente en generación renovable, financiación y consultoría en sostenibilidad. Los entrevistados asociaron con mayor frecuencia a socios no chinos con proyectos de energía renovable (57.1%), mecanismos de finanzas verdes (50%) y asesoría ESG o de sostenibilidad (45.2%). Su presencia disminuye en segmentos más intensivos en capital o infraestructura, como transmisión (38%) y tecnologías de almacenamiento (12%).

OTROS ACTORES EXTRANJEROS Y VALOR COMPARATIVO

¿En qué sectores relacionados con la transición energética tienen presencia notable los actores extranjeros no chinos?



Esta distribución revela, según las percepciones recogidas, una división funcional del trabajo. Instituciones europeas y multilaterales son descritas como más influyentes en la definición de normas, marcos de financiación y estándares ambientales, mientras que las empresas chinas

dominan la ejecución material y tecnológica de proyectos. En esta lectura, el compromiso occidental —especialmente el europeo— tendería a moldear el entorno normativo, mientras que China configuraría el paisaje físico.

Las actitudes hacia una mayor participación de actores no chinos son mixtas. Una mayoría de entrevistados (55 %) expresó interés en una mayor implicación de otros socios, mientras que el 40 % no lo consideró necesario. Los patrones nacionales divergen. En Chile, donde el sistema ya está diversificado, la mayoría consideró innecesaria la entrada de más actores extranjeros. En Ecuador, en cambio, hubo una demanda clara de diversificación, con llamados a una mayor participación de empresas europeas y estadounidenses para equilibrar la influencia china. Argentina, Brasil y Perú mostraron opiniones divididas, mientras que Colombia tendió a enmarcar la cuestión como una oportunidad de complementariedad más que de competencia.

En toda la región, una observación consistente destaca el papel limitado de Estados Unidos. A pesar de su influencia política en Sudamérica, la presencia estadounidense en la transición energética se percibe como débil. Los entrevistados contrastaron repetidamente la visibilidad de actores europeos —principalmente españoles e italianos— y chinos con la relativa ausencia de compromiso estadounidense, lo que en la práctica configura un vacío competitivo en un momento en que los sistemas energéticos de la región están siendo redefinidos.

NOTAS

1. ‘Capitalismo estatal incrustado’ alude a la inserción de la actividad empresarial china en redes diplomáticas y financieras del Estado, lo que entrelaza intereses comerciales y estratégicos. Para más información, véase Barry Naughton (2018) y Peter Evans (1995).

Capítulo 4

ANÁLISIS E IMPLICACIONES POLÍTICAS

Autor: Parsifal D'Sola Alvarado

LA LÓGICA ESTRATÉGICA DE CHINA

El análisis empírico presentado en este informe pone de manifiesto un patrón de consistencia en la participación de China en la transición energética de Sudamérica. A lo largo de los seis países analizados, los actores chinos concentran sistemáticamente su actividad en sectores claramente demarcados. Lejos de responder a decisiones aisladas de inversión, este patrón refleja una estrategia de largo plazo impulsada por prioridades relativamente estables que orientan la actuación de los distintos actores chinos en el exterior.

En el caso particular de América Latina y el Caribe (LAC), las prioridades se articulan de forma explícita en el tercer Documento de Política de China sobre LAC, publicado en diciembre de 2025.[1] En el sistema político chino, este tipo de documentos cumple una función que trasciende la mera declaración de intenciones. Su principal propósito es comunicar las prioridades estratégicas del Partido y orientar las decisiones de los distintos actores políticos y económicos hacia esos objetivos. Aunque estos actores conservan un nivel de agencia para decidir cómo alcanzarlos, el espacio de maniobra se encuentra claramente delimitado de antemano.[2]
`

La evolución del sector privado chino refleja con claridad el funcionamiento de este modelo. Los subsidios, el financiamiento preferencial y otras formas de respaldo estatal se concentran en los sectores considerados estratégicos para el desarrollo nacional y la proyección internacional de China. No resulta casual, por tanto, que empresas chinas hayan alcanzado posiciones de liderazgo mundial en industrias como los vehículos eléctricos, las baterías y los paneles solares. Cabe resaltar que el dinamismo de estos sectores no refleja la ausencia de competencia; por el contrario, la competencia entre empresas chinas es intensa.[3] Lo que distingue a este modelo es que esa competencia se desarrolla dentro de una estructura de incentivos que orienta el capital privado hacia los sectores definidos por el Partido, aun a costa de introducir determinadas distorsiones en el mercado.[4]

El documento para LAC cumple, además, una importante función de proyección externa: presenta las líneas de acción de Beijing mediante un lenguaje que conecta con las necesidades y aspiraciones de los países latinoamericanos. El documento no hace referencia a conceptos tradicionalmente asociados a la política exterior occidental, como la democracia, los derechos humanos o la reforma institucional. En su lugar, el discurso se articula en torno a la construcción de infraestructura, la industrialización, la producción de energía, la innovación tecnológica y las cadenas de suministro. En otras palabras, es un “sales pitch” de desarrollo. Esta formulación coincide de manera notable con los resultados del trabajo de campo. Las entrevistas realizadas muestran que, para buena parte de los actores públicos y privados de Sudamérica, la transición energética se entiende menos como un objetivo climático que como una oportunidad para promover el desarrollo nacional. En este sentido, China ha construido un discurso sobre la transición energética en sintonía con la percepción predominante en la región.

Comprender por qué Beijing estructura su relación con la región de esta manera requiere ir más allá del contenido del discurso y examinar la lógica política que lo sustenta. Ello exige desplazar el foco desde las concepciones convencionales del interés nacional hacia la prioridad que organiza el sistema político chino: preservar el monopolio político del Partido Comunista Chino. Como resalta Kevin Rudd, Ex Primer Ministro de Australia: "¿Cuáles son las prioridades centrales de la Administración de Xi Jinping en el país y en el extranjero? Se entrecruzan en esta institución llamada el Partido. El interés del liderazgo político chino es que el Partido permanezca en el poder. Esa es la prioridad No. 1, la prioridad No. 2 y la prioridad No. 3."[5] Desde esta perspectiva, buena parte de las políticas que Beijing presenta como objetivos sectoriales —desde la modernización industrial y el liderazgo tecnológico hasta la seguridad energética o la descarbonización— adquieren un significado distinto. Más que fines en sí mismos, constituyen instrumentos para reforzar la capacidad del Partido para sostener su legitimidad y asegurar su continuidad como actor hegemónico del sistema político.[6]

Esta distinción no es meramente conceptual. Plantear la pregunta "¿Cuál es el interés de China?" suele conducir a respuestas amplias y, en ocasiones, ambiguas. Un marco analítico más útil consiste en preguntarse cómo una determinada política, inversión o proyecto contribuye a los objetivos estratégicos del Partido Comunista Chino. En el contexto de la transición energética, por ejemplo, la pregunta relevante no es únicamente por qué China invierte en litio, redes eléctricas o fabricación de vehículos eléctricos, sino cómo estos sectores fortalecen la capacidad del Partido para sostener el crecimiento económico, el liderazgo tecnológico y, en última instancia, su legitimidad política. Este cambio de perspectiva permite interpretar con mayor claridad la selección de sectores, el comportamiento de los distintos actores chinos y las prioridades que orientan su participación en la región.

Entender esta lógica no implica asumir que China actúa como un actor monolítico ni que todos sus proyectos responden a una planificación centralizada. Significa reconocer que, detrás de la diversidad de actores y proyectos, existe un marco político e institucional común que orienta la actuación de los distintos actores chinos. Para los países sudamericanos, adoptar este marco de análisis permite comprender con mayor precisión la lógica que subyace a la participación de China más allá de la transición energética y formular respuestas de política pública mejor adaptadas a esa realidad.

¿QUÉ DEBE ESPERAR SUDAMÉRICA?

Comprender los fundamentos de la organización política de China tiene implicaciones prácticas que van más allá de explicar su comportamiento internacional. Proporciona, además, una base más sólida para anticipar la orientación general de las acciones de Beijing. Para los gobiernos sudamericanos, ello supone desplazar el foco desde los proyectos individuales y la inversión foránea directa hacia las prioridades estratégicas de China que les dan continuidad. Los actores, las tecnologías y las oportunidades de inversión pueden cambiar con el tiempo; las prioridades estratégicas del Partido, no. Partir de esta premisa permitiría diseñar una política exterior hacia China con perspectiva de largo plazo, en lugar de reaccionar de manera aislada ante cada coyuntura.

Los minerales críticos ilustran con claridad esta lógica. Para Beijing, recursos como el litio, el cobre, las tierras raras o el níquel son insumos estratégicos para la modernización industrial, el liderazgo tecnológico y el fortalecimiento de su posición en las cadenas globales de valor. Su importancia radica, por tanto, en que contribuyen simultáneamente al crecimiento económico de largo plazo, reducen vulnerabilidades externas —particularmente frente a Estados Unidos— y refuerzan las capacidades sobre las que descansa la competitividad y la legitimidad del Partido.

La misma lógica aplica a la infraestructura eléctrica. Los estudios por países muestran que la participación china se ha expandido de manera sistemática más allá de la generación de electricidad hacia la transmisión, la distribución y, cada vez más, la digitalización de los sistemas eléctricos. Este patrón refleja una estrategia orientada a fortalecer su presencia en infraestructuras esenciales para la expansión de las energías renovables, la electrificación y la seguridad energética de largo plazo. Las adquisiciones de activos hidroeléctricos en Colombia por parte de Three Gorges Corporation, el interés de China Southern Power Grid en la modernización de la red de transmisión de Ecuador, las soluciones de redes inteligentes de Huawei, las redes de fibra óptica integradas por State Grid en líneas de transmisión de Brasil y Chile, o los proyectos eólicos de Goldwind con sistemas de control propios en Argentina constituyen distintas expresiones del modelo de base.

A su vez, la investigación sugiere que la participación de China en Sudamérica se está extendiendo gradualmente de las actividades extractivas hacia el desarrollo industrial. Si bien la minería seguirá siendo un pilar de la relación comercial, las principales ventajas comparativas de China se concentran en las industrias asociadas a la transición energética. Los vehículos eléctricos, la fabricación de baterías, las tecnologías fotovoltaicas y la infraestructura digital forman parte de un ecosistema industrial que las empresas chinas están expandiendo de manera sostenida a escala mundial. Esta tendencia, ilustrada en la región por las recientes inversiones de BYD y GWM en Brasil, coincide con las prioridades establecidas en el Documento de Política de 2025.

INSTITUCIONES, INCENTIVOS Y ACTORES CHINOS

A fin de relacionarse con China de forma más estratégica, los países sudamericanos necesitan comprender el entorno institucional del que surgen los actores chinos. Esto implica interpretar a dichos actores dentro del contexto político que determina sus incentivos, limitaciones y relaciones con el PCCh.[7]

En la práctica, el análisis de los actores chinos suele oscilar entre dos interpretaciones igualmente limitadas. La primera los concibe como simples instrumentos del Partido-Estado, asumiendo que las empresas estatales actúan bajo instrucciones políticas directas de Beijing y que las empresas privadas operan como meras extensiones del PCCh. La segunda los analiza como actores de mercado convencionales, equiparables a empresas que operan en mercados abiertos bajo instituciones democráticas liberales.

El enfoque analítico más útil se sitúa entre ambos extremos. Las empresas chinas compiten, buscan rentabilidad y toman decisiones comerciales. Sin embargo, esa autonomía opera dentro de límites definidos por el sistema político chino. La lógica económica conserva un margen de actuación, pero no desplaza la primacía de las prioridades políticas del Partido cuando ambas entran en conflicto.

Es precisamente por ello que, en el caso chino, las categorías de empresa estatal y empresa privada pierden parte de su capacidad explicativa. Una empresa estatal como State Grid o China Three Gorges no puede analizarse como el equivalente funcional de Petrobras o Ecopetrol únicamente porque todas sean empresas estatales. Del mismo modo, una empresa privada china como Huawei tampoco puede interpretarse bajo los mismos supuestos analíticos que una empresa comparable establecida bajo un régimen democrático.

La resolución de controversias ilustra bien esta diferencia. Cuando surgen conflictos comerciales con empresas establecidas en economías de mercado democráticas, las contrapartes suelen poder recurrir a sistemas judiciales relativamente independientes, estructuras de gobierno corporativo con un mayor grado de autonomía y mecanismos consolidados de resolución de controversias.

En China, por el contrario, la autoridad que ejerce el PCCh sobre las instituciones responsables de la regulación, la supervisión y la administración de justicia, junto con la estrecha relación entre el Partido-Estado y las empresas consideradas estratégicas, hace que las controversias comerciales se entrelacen con consideraciones políticas y diplomáticas más amplias.

Estas diferencias institucionales adquieren una importancia aún mayor porque la transición energética ya no se limita a la infraestructura energética. Cada vez depende más de infraestructuras digitales, sistemas inteligentes de gestión de redes, plataformas de datos y otras tecnologías con implicaciones regulatorias y de seguridad nacional. En este contexto, comprender el entorno institucional en el que operan los actores chinos resulta fundamental para definir estándares tecnológicos, marcos de gobernanza y mecanismos de protección de datos acordes con los intereses estratégicos de los Estados.

Adoptar este marco de análisis no implica que deba descartarse la colaboración con los actores chinos. Tampoco prescribe la confrontación, la desconexión o la desconfianza como respuestas políticas por defecto. Más bien, aplica un principio básico del análisis político comparativo: las instituciones determinan el comportamiento. Del mismo modo que los gobiernos tienen en cuenta habitualmente las diferencias en los sistemas jurídicos, las tradiciones reguladoras y el gobierno corporativo a la hora de colaborar con socios extranjeros, también deberían tener en cuenta las características institucionales distintivas de la economía política de China y su sistema de gobierno. Hacerlo proporciona una base más realista sobre la que evaluar el riesgo, negociar acuerdos y formular estrategias de desarrollo a largo plazo.

HACIA UN ENFOQUE ESTRATÉGICO

El análisis de la presencia de China en Sudamérica se beneficiaría de un cambio fundamental de perspectiva. Los debates sobre este tema suelen plantearse en términos de falsas dicotomías: si la presencia china debe ser bienvenida o rechazada; si representa una oportunidad o una fuente de dependencia; o si constituye, o no, un riesgo para la seguridad nacional. Estos enfoques ofrecen una utilidad limitada para la formulación de políticas públicas porque parten de marcos analíticos excesivamente reduccionistas. La participación de China en Sudamérica es una realidad estructural que los gobiernos deben gestionar. Además, la dependencia —respecto de China o de cualquier otro actor externo— no es una condición que pueda simplemente evitarse, sino una característica estructural de las cadenas globales de producción y de la histórica dependencia de Sudamérica de tecnologías, capital y conocimiento provenientes del exterior. En consecuencia, la pregunta relevante es cómo pueden los gobiernos relacionarse con China de manera que maximicen las oportunidades para el desarrollo nacional y, al mismo tiempo, minimicen los riesgos y las vulnerabilidades derivados de esa relación.

Para comenzar, los gobiernos deberían cambiar su enfoque, pasando de atraer inversión a construir cadenas de valor. El objetivo no debería ser maximizar el volumen de capital chino que entra en la región, sino identificar los componentes de la estrategia industrial de China que pueden contribuir a las capacidades nacionales. Las políticas centradas exclusivamente en la inversión extranjera directa corren el riesgo de reforzar el papel tradicional de Sudamérica como proveedor de materias primas. Por el contrario, las políticas que dan prioridad a la fabricación, la transferencia de tecnología, el desarrollo de proveedores, la formación de la mano de obra y los ecosistemas industriales tienen más probabilidades de generar beneficios económicos duraderos.

En segundo lugar, la relación con China suele analizarse casi exclusivamente desde las vulnerabilidades de Sudamérica. Este enfoque pasa por alto que Beijing también enfrenta importantes condicionantes estructurales. El modelo de desarrollo chino requiere un acceso seguro a minerales críticos, alimentos, energía, mercados externos y rutas comerciales fiables, precisamente ámbitos en los que Sudamérica posee ventajas comparativas. A medida que se intensifica la competencia estratégica con Estados Unidos y se amplían las restricciones a las tecnologías y exportaciones chinas en las economías avanzadas, aumenta la importancia de Sudamérica para Beijing. En consecuencia, aunque la relación sigue siendo de interdependencia asimétrica, la evolución del entorno internacional tiende a fortalecer la posición negociadora de Sudamérica.

En tercer lugar, la transición energética ya no puede abordarse como una política sectorial. Su alcance trasciende los ministerios de Energía y Medio Ambiente y exige coordinar la política industrial, la política exterior y la seguridad nacional. En consecuencia, su gestión requiere un enfoque de gobierno integral que alinee estos ámbitos en torno a objetivos comunes de desarrollo de largo plazo en lugar de tratarlos como cuestiones sectoriales aisladas.

En cuarto lugar, el renovado interés de otras economías avanzadas por Sudamérica amplía el margen de maniobra de la región. La política de seguridad nacional de Estados Unidos, publicada a finales de 2025, sitúa explícitamente al hemisferio occidental y a la competencia con China entre sus principales prioridades estratégicas. La Unión Europea, por su parte, aceleró la negociación del Acuerdo Mercosur–Unión Europea en un contexto marcado por la creciente competencia geopolítica y la búsqueda de acceso a recursos estratégicos y cadenas de valor críticas. Australia, a su vez, ofrece una amplia experiencia en gobernanza minera y en la gestión de una relación económica compleja con China. Aprovechar estas oportunidades no implica sustituir una dependencia por otra, sino ampliar las opciones disponibles para la región y evitar que cualquier actor externo concentre una posición dominante en sectores estratégicos para el desarrollo sudamericano.

Por último, el estudio sugiere que la fragmentación política de la región no debería impedir el desarrollo de nuevas formas de cooperación. Los gobiernos sudamericanos han tenido históricamente dificultades para sostener iniciativas ambiciosas de integración, y existen pocos motivos para esperar que este patrón cambie en el corto o mediano plazo. Sin embargo, la ausencia de una coordinación política eficaz no implica la inexistencia de dinámicas de integración económica. Las empresas ya están articulando cadenas regionales de suministro; las universidades colaboran en investigación; las asociaciones industriales intercambian conocimientos técnicos; las empresas eléctricas coordinan sistemas transfronterizos; y los clústeres mineros enfrentan desafíos tecnológicos y regulatorios cada vez más similares. Estas redes ofrecen una base más pragmática para impulsar mecanismos de integración que los recurrentes intentos de construir bloques políticos sin instituciones capaces de garantizar su continuidad. En este sentido, una estrategia bottom-up, centrada en el desarrollo de ecosistemas industriales e impulsada por el sector privado, puede resultar más resiliente que los esquemas liderados exclusivamente por los gobiernos, precisamente porque depende menos de los ciclos electorales y de los cambios de orientación política.

Como reflexión final, este estudio deja en evidencia un contraste fundamental. China aborda su relación con Sudamérica a partir de una estrategia de largo plazo, sustentada en prioridades relativamente estables y en un conocimiento cada vez más profundo de cada país de la región. En buena parte de Sudamérica, por el contrario, la relación con China continúa gestionándose de manera predominantemente reactiva y a partir de marcos analíticos que simplifican excesivamente la naturaleza de los actores chinos y de los intereses que orientan su actuación. Si la región aspira a relacionarse con China en mejores condiciones, debe comenzar por diseñar una estrategia propia y desarrollar las capacidades técnicas e institucionales necesarias para sostenerla.

NOTAS

1. *Xinhua*, "Texto íntegro del Documento sobre la Política de China hacia América Latina y el Caribe," 10 de diciembre de 2025, Enlace↗

2. Yuen Yuen Ang, "Ambiguity and Clarity in China's Adaptive Policy Communication," *The China Quarterly* 257 (2024): 20–37, Enlace↗

3. Japan Science and Technology Agency, Policies, Key Industries and Science and Technology Underlying China's Manufacturing Power Strategy, Research Report APRC-FY2022-RR-03 (Tokyo: Japan Science and Technology Agency, 2023), Enlace↗. Barry Naughton, "The Innovation-Driven Development Strategy, 2015–Present," en The Rise of China's Industrial Policy, 1978 to 2020 (Boulder, CO: Lynne Rienner Publishers, 2021), 69–98.

4. Panle Jia Barwick, Myrto Kalouptsidi, and Nahim Bin Zahur, China's Industrial Policy: An Empirical Evaluation, NBER Working Paper No. 26075 (Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research, 2019), Enlace↗

5. Enlace↗

6. David Shambaugh, China's Leaders: From Mao to Now (Cambridge: Polity Press, 2021); Elizabeth C. Economy, *The Third Revolution: Xi Jinping and the New Chinese State*, 2nd ed. (New York: Oxford University Press, 2024).

7. Elizabeth C. Economy, *The Third Revolution: Xi Jinping and the New Chinese* State (New York: Oxford University Press, 2018); David Shambaugh, China's Leaders: From Mao to Now (Cambridge: Polity, 2021); Kjeld Erik Brødsgaard and Kasper Ingeman Beck, *"The Party in Chinese Private Business," Journal of Current Chinese Affairs* (2026), Enlace↗

ANEXOS

METODOLOGÍA

Esta sección presenta el marco teórico, el enfoque de la investigación y los procedimientos seguidos durante el trabajo de campo.

DEFINICIÓN DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El estudio evita deliberadamente adoptar una única definición de "transición energética". Uno de sus objetivos centrales fue documentar cómo se comprende y operacionaliza el concepto en el contexto específico de cada país.

La evidencia recopilada durante el trabajo de campo reveló que el significado de la transición energética varía considerablemente en función de las prioridades nacionales, las capacidades institucionales y las perspectivas sectoriales. En algunos países, el concepto se vincula estrechamente con la sostenibilidad ambiental y la descarbonización; en otros, se enmarca en torno a la seguridad energética, la política industrial o la modernización tecnológica.

Reconocer esta diversidad de interpretaciones fue esencial para desarrollar un análisis contextualizado que refleje la multiplicidad de enfoques presentes en América del Sur. Asimismo, pone de relieve que los procesos de transformación energética en la región están determinados no solo por las tendencias globales del sector, sino también por realidades políticas, económicas y sociales distintas.

LINEAMIENTOS GENERALES

El informe emplea una metodología mixta cualitativa-cuantitativa que combina herramientas descriptivas y analíticas. El componente descriptivo identifica los principales actores, marcos normativos, patrones de inversión y percepciones que configuran la transición energética regional. El componente analítico examina las relaciones, tensiones e implicaciones estratégicas que emergen de estas dinámicas, con especial atención al papel de China en el financiamiento, el desarrollo de infraestructura y la gobernanza energética.

Desde una perspectiva cualitativa, el estudio se apoya en entrevistas semiestructuradas con responsables de políticas públicas, representantes del sector privado, investigadores y otros actores relevantes, complementadas por una revisión de literatura académica, documentos de política, informes institucionales y cobertura de medios especializados. Estas fuentes se utilizaron para identificar y comparar los factores políticos, económicos e institucionales que moldean las estrategias nacionales de transición y la participación de China en los sectores asociados.

El componente cuantitativo apoya el análisis mediante la recopilación y comparación de datos oficiales sobre perfiles energéticos nacionales, participación extranjera, flujos

de inversión, extracción de recursos naturales y proyectos de producción energética. En paralelo, se administraron cuestionarios estructurados a los entrevistados y las respuestas fueron procesadas mediante métodos estadísticos descriptivos para identificar porcentajes, distribuciones y tendencias de respuesta. Los protocolos utilizados para este análisis cuantitativo se detallan en la subsección correspondiente. En conjunto, estos datos permiten realizar comparaciones entre países y sectores, así como identificar convergencias y divergencias en la participación de China en la región.

La investigación se desarrolló en tres fases:

1. **Documentación:** Revisión bibliográfica y de fuentes secundarias orientada a contextualizar las dinámicas regionales de transición tal como son definidas por los actores locales, construir perfiles energéticos nacionales y mapear la presencia de China y de otros actores extrarregionales en los sectores vinculados al proceso de transición.

2. **Trabajo de campo:** Realización de entrevistas estructuradas y recopilación de información empírica en los países seleccionados, con el fin de identificar percepciones, dinámicas institucionales y posicionamientos estratégicos en torno a la transición energética.

3. **Análisis de datos:** Sistematización, clasificación y triangulación de la información recopilada durante las fases anteriores. En esta etapa, los resultados de las entrevistas, los perfiles energéticos y las fuentes documentales fueron integrados para identificar patrones comunes, diferencias nacionales y tendencias regionales relacionadas con la transición hacia una economía baja en carbono y la participación de China.

En conjunto, esta estrategia mixta combina evidencia empírica con análisis interpretativo, ofreciendo una comprensión integral de las dimensiones técnicas, políticas y sociales que configuran los procesos de transición en la región y la participación de China en los sectores asociados.

ALCANCE Y DELIMITACIÓN GEOGRÁFICA

La investigación se concentró en el subcontinente sudamericano, limitando su alcance a seis países seleccionados estratégicamente: Colombia, Ecuador, Chile, Argentina, Brasil y Perú. En conjunto, estos países encarnan contextos económicos, políticos y energéticos diversos, ofreciendo un corte transversal representativo para el análisis comparado.

La justificación específica de la inclusión de cada país es la siguiente:

- **Argentina:** Con un vasto potencial renovable sin explotar —particularmente

recursos eólicos en la Patagonia, solar en el noroeste y amplias reservas de litio—, Argentina se destaca como un prospectivo líder en energías renovables en el Cono Sur. Su entorno normativo en evolución y su relacionamiento con socios globales refuerzan su relevancia.

- **Brasil:** Como la mayor economía de América Latina, el predominio de Brasil en hidroelectricidad, biocombustibles y energía eólica offshore lo sitúa como actor central en las tendencias energéticas regionales y globales. Asimismo, su extensa colaboración con empresas estatales chinas ofrece perspectivas fundamentales sobre la intersección entre desarrollo energético y factores geopolíticos.

- **Chile:** Líder mundial en extracción de litio y despliegue de energías renovables, especialmente solar e hidrógeno verde, Chile ejemplifica una política nacional proactiva en materia de transición energética y desempeña un papel determinante en la configuración de estándares regionales.

- **Colombia:** Con un potencial eólico y solar sin aprovechar —en particular en la región de La Guajira— y un creciente interés en minerales críticos como el cobre y el litio, Colombia emerge como un actor en ascenso en la transición energética, combinando potencial de recursos con un marco normativo favorable.

- **Perú:** Sus vastos recursos hídricos y solares, junto con la profunda inversión china en los sectores energético y minero del país, hacen de Perú un caso clave para examinar la relación entre desarrollo local, gobernanza e influencia extranjera.

- **Ecuador:** La sólida base hidroeléctrica del país y su creciente interés en la diversificación renovable lo han convertido en un receptor destacado de inversión china. Su experiencia ilustra tanto las oportunidades como los desafíos de gobernanza asociados al financiamiento externo y al desarrollo energético de liderazgo estatal.

Esta delimitación geográfica proporciona un marco subregional coherente que abarca aproximadamente el 82% del territorio sudamericano y el 85% de su población. La decisión de enfocarse en América del Sur —en lugar de América Latina en su conjunto— responde a diferencias estructurales significativas dentro de la región más amplia. En términos comparativos, los países sudamericanos comparten mayores similitudes en escala territorial, dotación de recursos energéticos, necesidades de infraestructura y marcos institucionales que los Estados de América Central y el Caribe, cuyas economías más pequeñas y dinámicas energéticas particulares requieren con frecuencia un tratamiento analítico diferenciado. México también fue excluido en virtud de su configuración económica y geopolítica singular, determinada en gran medida por su proximidad a los Estados Unidos y su integración en el marco del USMCA/T-MEC. Estos factores generan dinámicas energéticas, comerciales y de inversión que difieren sustancialmente de las observadas en América del Sur.

Caso especial: Colombia

Si bien se realizaron esfuerzos por mantener la estandarización metodológica durante el trabajo de campo, Colombia presentó características que requirieron un enfoque diferenciado. Estas diferencias se derivan de la relación específica del país con China y del alcance aún limitado de la cooperación bilateral en el sector energético.

Iniciativas de investigación previas de la Fundación Andrés Bello – China Latin America Research Center habían identificado que el relacionamiento de Colombia con China se encuentra en una etapa incipiente y comienza apenas a expandirse hacia áreas como la energía renovable. La participación china es notoriamente menos significativa que en los demás países analizados, como se refleja en el menor número de proyectos estratégicos y arreglos de financiamiento.

Desde una perspectiva metodológica, el caso colombiano justificó un tratamiento diferenciado. El menor número de entrevistas —centradas principalmente en funcionarios gubernamentales y académicos— se corresponde con la relativamente baja intensidad de los intercambios bilaterales en el sector energético. Pese a estas limitaciones, esta variación enriquece la comparación regional al introducir matices sobre la asimetría de la presencia e influencia de China en América del Sur.

Dado el reducido número de entrevistas, el material disponible no permitió construir matrices cuantitativas ni distribuciones estadísticas equivalentes a las desarrolladas para los demás países. En consecuencia, cuando se hace referencia a los datos de las entrevistas, las citas remiten colectivamente a “los entrevistados” o, cuando corresponde, por nombre y filiación institucional. En los casos en que se solicitó anonimato, únicamente se indica el sector profesional del respondente (por ejemplo, periodista, funcionario gubernamental, académico o fuente oficial).

PERFILES ENERGÉTICOS

En paralelo con las entrevistas, se elaboraron matrices energéticas nacionales para cada uno de los seis países a partir de datos oficiales de los respectivos gobiernos. Estas matrices incluyeron información sobre:

- **Fuentes de generación total de energía primaria:** Todos los recursos energéticos utilizados en su estado inicial, antes de su transformación, incluidos los combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón), las energías renovables (solar, eólica, hidráulica, biomasa), la energía nuclear y otras fuentes menores como la geotérmica o la generación a partir de residuos.

- **Fuentes de importaciones energéticas:** Todos los recursos energéticos

importados utilizados con anterioridad a su transformación, incluidos combustibles fósiles, renovables y energía nuclear.

- **Generación total de electricidad:** Electricidad suministrada a la red, desagregada por fuente primaria.

- **Principales sectores de consumo energético:** Sectores económicos y sociales donde se concentra el uso final de energía tras la transformación y las pérdidas en el transporte.

La triangulación entre estos datos cuantitativos y la evidencia cualitativa obtenida mediante las entrevistas permitió elaborar perfiles energéticos nacionales comprehensivos. Cada perfil examina la forma en que el país combina hidrocarburos y energías renovables en su matriz energética, e identifica las principales oportunidades y restricciones asociadas a la diversificación.

Los perfiles incluyen asimismo una síntesis del marco normativo nacional, una visión general de las matrices eléctrica y de energía primaria total, y una evaluación de los principales riesgos y desafíos asociados a la transición energética, incluida la participación de China en cada ámbito. Si bien todos los perfiles siguen una estructura analítica común, las experiencias y prioridades específicas de cada país determinan sus énfasis particulares. Esta flexibilidad metodológica busca dar cuenta de las especificidades nacionales y sustentar un análisis anclado en el contexto local.

TRABAJO DE CAMPO Y ENTREVISTAS

El trabajo de campo en cada país tuvo como objetivo capturar percepciones de actores relevantes, dinámicas institucionales y posicionamientos estratégicos en torno a la transición energética y el creciente papel de China en ella. Se realizaron un total de 50 entrevistas y consultas de contextualización en los seis países, abarcando un amplio espectro de actores, entre ellos funcionarios gubernamentales en ejercicio y ex funcionarios, ejecutivos del sector privado, periodistas especializados, representantes de la sociedad civil, académicos, ex responsables de políticas públicas y miembros de la comunidad diplomática.

El proceso de entrevistas combinó tres instrumentos complementarios.

En primer lugar, se realizaron 42 entrevistas mediante un cuestionario estructurado diseñado para generar respuestas comparables entre países. Estas entrevistas constituyeron la base del análisis cuantitativo del informe. La distribución de las entrevistas fue la siguiente: Ecuador (11), Brasil (8), Chile (7), Perú (7), Argentina (5) y Colombia (4). La lista completa de entrevistados, con nombres y filiaciones institucionales cuando se otorgó el consentimiento correspondiente, figura en los anexos.

El cuestionario incluyó 23 preguntas organizadas en seis categorías analíticas:

1. **Definiciones y percepciones de la transición energética:** Identificación de los sectores clave, las prioridades nacionales y los marcos narrativos predominantes en torno a la transición energética.

2. **Toma de decisiones y marcos institucionales:** Examen de los mecanismos de selección de socios extranjeros, así como de la transparencia, calidad y coordinación de los marcos regulatorios.

3. **Estándares e impacto social:** Evaluación de los mecanismos de participación comunitaria, consulta e involucramiento de la sociedad civil en la supervisión de proyectos energéticos.

4. **Riesgos, oportunidades y perspectivas estratégicas:** Mapeo de los riesgos y oportunidades de orden económico, social, ambiental, tecnológico y geopolítico asociados al proceso de transición.

5. **Rol y presencia de China en la transición energética:** Análisis de la huella sectorial de China, sus ventajas competitivas y sus modalidades operativas en la región.

6. **Otros actores externos y valor comparativo:** Evaluación de la presencia de otros actores internacionales, identificando áreas de complementariedad, cooperación o competencia.

Estas categorías constituyeron un marco analítico común que facilitó la comparación entre países y permitió identificar tendencias convergentes y divergentes en las percepciones de los actores sobre los riesgos y oportunidades asociados a la participación de actores chinos. Antes de cada entrevista, los participantes suscribieron un formulario de consentimiento informado en el que se especificaba si la conversación podía ser grabada y cómo deseaban ser citados en el estudio: con identificación plena, con anonimización parcial o con anonimato total. Estos formularios se encuentran archivados y referenciados en los anexos. Este procedimiento garantizó el cumplimiento de los estándares éticos de transparencia, confidencialidad y consentimiento informado en todas las etapas de recolección de datos.

En segundo lugar, se realizaron 8 entrevistas semiestructuradas de carácter abierto con el fin de obtener perspectivas contextuales e interpretativas que no podían captarse únicamente mediante cuestionarios estandarizados. Estas entrevistas se centraron en las dinámicas políticas nacionales, las condiciones institucionales, los desafíos de gobernanza, las percepciones de los actores y las comprensiones específicas de cada país sobre la transición energética y el papel de China en el sector. Se emplearon principalmente para fortalecer el

análisis cualitativo y situar los hallazgos cuantitativos en sus contextos locales.

En tercer lugar, la investigación se enriqueció con cinco conversaciones exploratorias de carácter reservado con especialistas y actores con amplio conocimiento del sector. Estos intercambios no fueron tratados como parte del conjunto de datos analítico formal y no fueron incluidos en el procesamiento estadístico de respuestas. En cambio, contribuyeron al mapeo de actores, la identificación de entrevistados adicionales, la selección de material de fuentes relevantes y la contextualización general de las dinámicas nacionales.

FUENTES Y REFERENCIAS

Todas las referencias siguen el Chicago Manual of Style, 17.ª edición, formato de Notas y Bibliografía, con notas a pie de página completas en la primera mención y notas abreviadas en las siguientes. Para fuentes en línea, se utiliza la fecha de publicación en lugar de la fecha de consulta.

Fuentes primarias

- **Entrevistas:** Realizadas entre abril y octubre de 2025 bajo consentimiento informado. Las entrevistas identificadas citan el nombre, cargo, modalidad de entrevista y fecha del entrevistado. Las entrevistas parcial o totalmente anónimas citan únicamente la categoría profesional del respondente, la ciudad y el mes/año.

- **Matrices energéticas y eléctricas nacionales:** Todas las cifras fueron compiladas directamente de fuentes gubernamentales nacionales, principalmente ministerios de energía, comisiones de planificación, operadores de mercado y organismos reguladores (por ejemplo, Ministerio de Energía, ONS/CAMMESA/CENACE/COES/UPME, según corresponda). Cada dato se referencia en nota a pie de página con su publicación, boletín o portal estadístico de origen.

Fuentes secundarias

- Conjuntos de datos y documentos de política de organismos multilaterales (AIE, CEPAL, Banco Mundial, BID, FMI, CAF).

- Artículos revisados por pares y documentos de trabajo académicos (Scopus, JSTOR, ScienceDirect).

- Medios de comunicación de referencia y publicaciones especializadas, utilizados de manera selectiva para contextualizar proyectos específicos.

TRATAMIENTO DE DATOS PARA LAS MATRICES ENERGÉTICAS Y ELÉCTRICAS

Procedencia: Los datos numéricos fueron transcritos a partir de publicaciones oficiales nacionales y portales estadísticos. En los casos en que existían varias series oficiales, se dio prioridad a los reguladores y operadores de sistemas para los datos operacionales, y a los ministerios o agencias de planificación para los datos sobre la composición estructural de la matriz y la capacidad instalada.

Armonización: Las unidades fueron estandarizadas en gigavatios hora (GWh) para las variables eléctricas y en kilotoneladas de equivalente de petróleo (ktep) para las variables energéticas. Los valores monetarios fueron convertidos a dólares estadounidenses (USD) cuando fue necesario, con indicación del año base correspondiente en las tablas pertinentes. Cualquier ruptura metodológica o diferencia de definición se consigna en las notas a pie de página de los anexos nacionales.

Control de calidad: Todas las entradas fueron verificadas por un segundo investigador cotejando la publicación original en formato PDF o el portal de consulta. Cuando se detectaron discrepancias entre dos series oficiales, se aplicó la jerarquía descrita anteriormente y la justificación de la selección final se indica en la nota a pie de página correspondiente.

Transparencia: Los valores de las infografías son trazables a las tablas con etiquetas de fuente incluidas en cada anexo nacional. Los lectores pueden verificar los cálculos directamente a partir de dichas tablas y los documentos gubernamentales citados.

TRIANGULACIÓN Y JERARQUÍA DE FUENTES

En los casos en que los datos oficiales nacionales entren en conflicto con las compilaciones de organismos multilaterales, las fuentes nacionales prevalecen para las matrices energéticas y los datos de operación del sistema. Las fuentes multilaterales se emplean para verificar tendencias o subsanar lagunas de información y se referencian en nota a pie de página de manera correspondiente.

INSTRUMENTO DE ENTREVISTA

PARTE A - Preguntas cerradas (para completar antes de la entrevista): esta sección contiene preguntas cerradas (de selección múltiple, escala o sí/no) que solicitamos sean respondidas por usted antes del encuentro. Le pedimos mantener el formato original del cuestionario al completar sus respuestas, ya que esta información será utilizada para análisis cuantitativo y debe ser comparable entre entrevistados.

PARTE B - Preguntas abiertas (para revisión previa a la entrevista): esta sección incluye las preguntas que serán abordadas durante la entrevista en persona. Las compartimos por adelantado para que usted pueda revisarlas con antelación, identificar los temas clave y, si lo desea, preparar argumentos, ejemplos o elementos que considere relevantes para enriquecer la conversación.

Le agradecemos de antemano su tiempo y colaboración. Si tiene cualquier duda sobre el contenido o el formato de esta guía, no dude en ponerse en contacto con nosotros.

SECCIÓN 1: DEFINICIONES Y PERCEPCIONES DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

1A. ¿Qué tipo de proyectos y/o sectores se asocian principalmente con la transición energética verde en su país? (Marque todos los que correspondan)

[ ] Energías renovables (solar, eólica, hidro, geotérmica, etc.)
[ ] Energía nuclear
[ ] Movilidad eléctrica o transporte sostenible
[ ] Infraestructura eléctrica
[ ] Manufactura de productos relacionados a la transición energética (baterías, paneles, automóviles, etc).
[ ] Otro: _____

1B. Fundamente su selección: ¿por qué considera que esos sectores o proyectos representan el núcleo de la transición energética en su país? Incluya ejemplos o referencias concretas si es posible.

2A. ¿Qué tan importante es la transición energética en las agendas gubernamentales de su país?

(0: Nada relevante – 10: Muy relevante): _____

2B. Fundamente su selección: ¿qué elementos concretos respaldan su percepción? Por ejemplo: Políticas públicas, presión/participación de sociedad civil, proyectos concretos, indicadores.

3A. ¿Qué actores impulsan activamente la transición energética en su país? (Marque todos los que correspondan)

[ ] Ministerios o agencias gubernamentales
[ ] Gobiernos subnacionales
[ ] Empresas estatales
[ ] Empresas privadas nacionales
[ ] Empresas extranjeras
[ ] Sociedad civil / ONGs
[ ] Organismos multilaterales
[ ] Otro: _____
[ ] Ninguno

3B. Describa el rol de los actores seleccionados: ¿de qué forma participan en la transición?

4A. ¿Existen actores que se resistan o hagan lobby en contra de la transición energética?

( ) Sí ( ) No ( ) No sabe

4B. En caso afirmativo, identifique quiénes son estos actores y explique sus intereses, motivaciones o formas de influencia. Si es posible, mencione episodios recientes o documentos.

SECCIÓN 2: TOMA DE DECISIONES E INSTITUCIONALIDAD

5A. ¿Cuáles considera que son los principales factores que influyen en la selección de empresas extranjeras para el desarrollo de proyectos energéticos y/o infraestructura en su país? (Marque un máximo de tres opciones)

[ ] Costo
[ ] Velocidad de ejecución
[ ] Condiciones financieras
[ ] Alineación política
[ ] Experiencia previa
[ ] Cumplimiento de estándares medioambientales, sociales y gubernamentales [ ] Corrupción/ tráfico de influencias
[ ] Otro: _____

5B. Justifique su selección: ¿qué factores suelen priorizarse y por qué? ¿Existen ejemplos donde alguno haya sido decisivo?

6A. ¿Qué puntuación les da a las leyes y las regulaciones ambientales de su país?

(0: Muy pobres – 10: Excelentes): _____

6B.01. Justifique su respuesta.

6B.02. ¿Cuáles entidades u organismos oficiales están a cargo de vigilar y supervisar la implementación de esas leyes y regulaciones?, ¿Considera que estas instituciones son independientes, y cuentan con los medios y mecanismos suficientes para hacer cumplir las leyes y regulaciones?

7A. ¿Qué tan pública es la información sobre participación de empresas extranjeras en el país?

(0: Nada pública – 10: Muy pública): _____

7B. Fundamente su evaluación: ¿Cómo se accede a esta información?

8A. ¿Qué rol juegan los gobiernos subnacionales (provincias, estados, municipios) en la decisión de asociarse con actores extranjeros en proyectos de energía o infraestructura? (Marque todas las opciones que correspondan)

[ ] Participan activamente en decisiones de asociación
[ ] Implementan proyectos definidos a nivel nacional
[ ] Pueden vetar u obstaculizar proyectos
[ ] No tienen rol relevante
[ ] Otro:_____

8B. Fundamente su respuesta con ejemplos o casos relevantes, si los conoce.

SECCIÓN 3: ESTÁNDARES E IMPACTO SOCIAL

9A. ¿Qué tanto se toman en cuenta las comunidades locales en la planeación y aprobación de proyectos de gran envergadura (por ejemplo: oportunidades laborales, impacto ambiental, desplazamiento de comunidades, entre otros)?

(0: Nulo, no se toman en cuenta - 10: Siempre se toman en cuenta): _____

9B. Justifique su respuesta

10A. En el contexto del desarrollo de proyectos de gran envergadura ¿Existen mecanismos efectivos de consulta o reclamo para las comunidades locales?

( ) Sí ( ) No

10B. Justifique su respuesta

SECCIÓN 4: RIESGOS, OPORTUNIDADES Y PERSPECTIVAS ESTRATÉGICAS

11A. ¿Cuáles considera que son los principales riesgos asociados a la transición energética en su país? (Marque todas las opciones que correspondan)

[] Riesgos económicos (costos de inversión, sostenibilidad financiera, dependencia tecnológica)
[ ] Riesgos ambientales (impactos ecológicos, degradación por infraestructura energética) [ ] Riesgos sociales (conflictos con comunidades, pérdida de empleo en sectores tradicionales)
[ ] Riesgos de gobernanza (falta de transparencia, corrupción, debilidad regulatoria, afectación institucional)
[ ] Riesgos geopolíticos (dependencia de un solo país o proveedor, tensiones internacionales)
[ ] Riesgos tecnológicos (obsolescencia, falta de capacidades locales para operar nuevas tecnologías)
[ ] Otro: _____

11B. Justifique su evaluación: ¿Puede darnos ejemplos puntuales o referencias de los riesgos?

12A. ¿Considera que existe una representación dominante de empresas extranjeras de algún país particular en alguno de los siguientes sectores? (Marque todas las opciones que correspondan)

[ ] Energías renovables (solar, eólica, hidro, geotérmica, etc.)
[ ] Energía nuclear
[ ] Movilidad eléctrica o transporte sostenible
[ ] Infraestructura eléctrica
[ ] Manufactura de productos relacionados a la transición energética (baterías, paneles, automóviles, etc).
[ ] Otro: _____
[ ] No considera que exista una representación dominante de empresas extranjeras de un país particular en ningún sector.

12B. Justifique su respuesta.

13A. ¿Qué tan importante considera la cooperación internacional en la transición energética?

(0: Nada importante – 10: Muy importante): _____

13B. Fundamente su valoración: ¿qué beneficios concretos ofrece la participación internacional? ¿Hay experiencias exitosas que pueda mencionar?

14A. ¿Existen dinámicas regionales o subregionales que influyan en la política energética del país?

( ) Sí ( ) No

14B. Describa esas dinámicas: ¿hay cooperación o competencia con países vecinos? ¿Qué proyectos o acuerdos regionales son relevantes?

SECCIÓN 5: ROL Y PRESENCIA DE CHINA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

15A. ¿Qué roles significativos desempeñan los actores chinos (públicos y/o privados) actualmente en su país? (Marque todas las opciones que correspondan)

[ ] Inversionistas
[ ] Constructores
[ ] Financiadores
[ ] Reguladores
[ ] Actores políticos
[ ] Otro: _____
[ ] No desempeñan roles significativos en el país

15B. Fundamente su respuesta: ¿cómo se manifiesta ese rol y qué ejemplos ilustran la participación china en el país?

16A. ¿En qué industrias están más activos los actores chinos en su país? (Marque hasta 3)

[ ] Generación de energía
[ ] Transmisión de energía
[ ] Minería
[ ] Manufactura
[ ] Construcción de infraestructura
[ ] Otro: _____
[ ] No están activos en ninguna industria

16B. Describa las industrias donde mayor presencia tienen las empresas chinas. ¿Qué tipo de proyectos lideran? Incluya los ejemplos concretos que conozca.

17A. ¿Existen diferencias sustanciales entre cómo operan las empresas chinas (públicas y/o privadas) y otras empresas extranjeras?

( ) Si ( ) No

17B. Si la respuesta es afirmativa, ¿Cuáles son esas diferencias? Incluya los ejemplos concretos que conozca.

18A. ¿Qué ventajas competitivas percibe que tienen las empresas chinas frente a otros actores extranjeros en las industrias del sector energético y de infraestructura? (Marque un máximo de tres opciones)

[ ] Menor costo
[ ] Mayor velocidad de ejecución
[ ] Apoyo estatal directo (financiamiento, garantías, etc.)
[ ] Coordinación diplomática activa (embajadas, MOUs, etc.)
[ ] Mayor tolerancia al riesgo o flexibilidad ante condiciones locales
[ ] Otro: _____
[ ] No percibe ventajas competitivas

18B. Justifique su respuesta: ¿por qué cree que estas ventajas se hacen efectivas? ¿Ha observado casos que lo demuestren?

19A. ¿La embajada de China u otras agencias del gobierno chino promueven activamente a empresas chinas en su país?

( ) Sí ( ) No ( ) No sabe

19B. De ser afirmativo, describa cómo se manifiesta esa promoción. (Ejemplos: Lobby político, financiamiento ligado, eventos diplomáticos, apoyan la firma de convenios, otros mecanismos)

SECCIÓN 6: OTROS ACTORES EXTRANJEROS Y VALOR COMPARATIVO

20A. ¿En qué sectores vinculados con la transición energética tienen una presencia destacada actores extranjeros no chinos? (Marque hasta 3 opciones)

[ ] Generación de energías renovables (solar, eólica, hidro, etc.)
[ ] Transmisión y distribución eléctrica
[ ] Almacenamiento de energía (baterías, tecnologías emergentes)
[ ] Financiamiento verde (bonos verdes, fondos de inversión sostenible) [ ] Consultoría en estándares ESG, sostenibilidad y gobernanza
[ ] Eficiencia energética e infraestructura urbana sostenible
[ ] Otro: _____
[ ] No existen sectores con una presencia destacada de actores extranjeros no chinos

20B. De existir, proporcione ejemplos concretos de presencia extranjera no china en esos sectores: ¿qué proyectos lideran o en cuáles participan?

21A. ¿Hay actores extranjeros no chinos en los sectores asociados a la transición energética cuya presencia desearía ver más?

( ) Sí ( ) No

21B. En caso afirmativo, cuáles son esos actores y en qué sectores?

22A. ¿Hay actores extranjeros no chinos en los sectores asociados a la transición energética cuya ausencia considere llamativa?

( ) Sí ( ) No

22B. En caso afirmativo, ¿cuáles son esos actores y en qué sectores?

23A. ¿Ha observado colaboración o tensiones entre actores extranjeros chinos y no chinos? (Seleccione una opción)

( ) Solo colaboración
( ) Solo tensiones
( ) Ambas
( ) Ninguna
( ) No sabe

23B. Describa uno o más casos de colaboración o tensión entre actores extranjeros chinos y no chinos. ¿Qué revelan sobre relaciones de poder, coordinación o competencia?

CIERRE: ¿Hay algún aspecto sobre transición energética y participación de actores extranjeros en su país que no hayamos abordado y que usted considere importante para este estudio?

Agradecemos sinceramente su tiempo, disposición y la valiosa información compartida durante esta entrevista. Su perspectiva es fundamental para comprender mejor los desafíos y dinámicas de la transición energética en la región. Toda la información será tratada con confidencialidad y utilizada exclusivamente con fines de investigación

PERFILES DE ENTREVISTADOS:

La siguiente sección presenta perfiles concisos de los entrevistados, elaborados de acuerdo con sus preferencias expresadas respecto al anonimato, según lo indicado en los formularios de consentimiento informado firmados antes de cada entrevista. Estos perfiles reflejan el nivel de identificación autorizado por cada participante y se incluyen para brindar una comprensión contextual de la diversidad de perspectivas recabadas. Para más detalles sobre el instrumento de consentimiento y su estructura, los lectores pueden consultar el documento de muestra proporcionado en los anexos.

En total, el estudio comprende 50 entrevistas realizadas en los seis países analizados. Adicionalmente, se llevó a cabo una serie de entrevistas en el Reino Unido para fundamentar la sección del informe centrada específicamente en la cooperación entre el Reino Unido y América del Sur.

DIVULGACIÓN COMPLETA: ENTREVISTADOS QUE ACEPTARON QUE SUS PERFILES SE HICIERAN PÚBLICOS

1. **Dra. Carolina Viola** es politóloga y Directora del Observatorio Socioambiental sobre la Inversión China en Ecuador y América Latina en la PUCE, donde también es docente. Su investigación se centra en la transición energética, la gobernanza, la geopolítica y los impactos socioambientales de las inversiones chinas en la región.

2. **Edison Andrés Pogo Macas** es un experto ecuatoriano en energía. Se desempeñó como Asesor Eléctrico en el CELE, lideró iniciativas de transición energética con USAID y ocupó cargos de asesoría en el Ministerio de Energía del Ecuador, con experiencia en proyectos hidroeléctricos, petroleros y de automatización.

3. **El Dr. Pablo Hidalgo** Romero es economista, con un doctorado en Economía del Desarrollo, especializado en análisis de datos, investigación de mercados y cooperación económica internacional. Su trabajo conecta la academia con la investigación aplicada, con experiencia en ciencia de datos, economía social y solidaria, y diseño de políticas basadas en evidencia.

4. **Xabier Cobeña** es candidato a doctor en Estudios Internacionales e investigador en FLACSO Ecuador. Con experiencia en administración pública y academia, su trabajo se enfoca en la planificación territorial, el extractivismo, la transición energética y la política ambiental en América Latina.

5. **Maia Bárbara Seeger** Pfeiffer es periodista chilena y Directora Ejecutiva de Sustentarse, especializada en gobernanza ambiental, derechos humanos y

rendición de cuentas en las industrias extractivas. Participa en foros nacionales e internacionales sobre transparencia, cumplimiento ESG y participación de la sociedad civil en el financiamiento del desarrollo.

6. **Claudio Coloma** es académico y Profesor Asistente en la Universidad de Las Américas, especializado en teoría crítica de las relaciones internacionales. Su investigación examina las relaciones entre América Latina y China a través de marcos posmarxistas y de análisis del discurso, centrándose en la ideología, el pragmatismo y los cambios en el poder global.

7. **Diego Luna Quevedo** es un especialista uruguayo en gobernanza ambiental radicado en Chile y Asesor Senior de Política y Gobernanza en Manomet Conservation Sciences. Con más de dos décadas de experiencia, promueve la conservación inclusiva y la gobernanza de la biodiversidad en toda América Latina a través de la colaboración multiactor.

8. **Juan Enrique Serrano Moreno** es académico y jurista en la Universidad de Chile, especializado en economía política internacional y relaciones entre América Latina y China. Su investigación explora las dimensiones geopolíticas y regulatorias de la inversión china, con énfasis en energía, infraestructura e integración regional.

9. **Renato Carlos Sersale di Cerisano** es un diplomático argentino y ex embajador en el Reino Unido y Sudáfrica. Con más de cuatro décadas de experiencia, es reconocido por su liderazgo en diplomacia internacional, gobernanza global, y la política exterior e integración energética de América Latina.

10. **María José Alzari** es una experta argentina en temas legales y de sostenibilidad, y Coordinadora de Transparencia y Licencia Social en CEADS. Con más de veinte años de experiencia, asesora a empresas en cumplimiento ESG, debida diligencia en derechos humanos y participación de partes interesadas en los sectores minero, energético y de infraestructura.

11. **Pablo Fernando Palomares** es Secretario de Integración Regional y Relaciones Internacionales del Gobierno de Jujuy, Argentina. Lidera la estrategia de cooperación transfronteriza y participación internacional de la provincia, impulsando el desarrollo regional, la diplomacia energética y la participación subnacional en los esfuerzos globales de sostenibilidad.

12. **Pablo Bergese** es un ingeniero químico argentino y Coordinador de Sostenibilidad Minera de la Secretaría de Minería e Hidrocarburos de Jujuy. Con casi veinte años en la función pública, se enfoca en la extracción sostenible de litio, el monitoreo ambiental y la coordinación de políticas entre el gobierno, las comunidades y la industria.

13. **Exequiel José Lello Ivacevich** es abogado argentino y Director de JEMSE, la empresa estatal de energía y minería de Jujuy. Anteriormente Ministro de Desarrollo Económico y Producción, ha sido central en el impulso de la estrategia de litio y energías renovables de Jujuy a través de asociaciones público-privadas e inversión sostenible.

14. **Carlos Renato Ungaretti** es investigador brasileño y candidato a doctor en la UFRGS. Se desempeña como investigador asistente en el IPEA y miembro senior de Observa China, especializándose en energía, sostenibilidad y las relaciones estratégicas entre Brasil y China.

15. **Laura Urrejola** tiene un doctorado en Relaciones Internacionales por la Universidad de Brasília, especializada en las inversiones en infraestructura de China en América Latina. Su investigación y experiencia profesional se centran en la presencia china en los sectores de energía y logística, complementadas por su trabajo como Gerente Ambiental en Transnorte Energia.

16. **Nikolas Carneiro** es investigador en FGV Energia, especializado en el sector eléctrico de Brasil. Es licenciado en Economía por la Unicamp y cursa una maestría en Economía Política Internacional en la UFRJ, enfocándose en investigación energética y análisis de datos.

17. **Cynthia Sanborn** es politóloga y Directora del Centro de China y Asia-Pacífico de la Universidad del Pacífico. Con un doctorado de Harvard, es una experta destacada en las relaciones entre América Latina y China, enfocándose en industrias extractivas, desarrollo sostenible y gobernanza de recursos naturales.

18. **Juan Manuel Saldarriaga** es periodista especializado en minería, hidrocarburos y energía. Como Reportero Económico y de Negocios de Día1 del Grupo El Comercio, ofrece cobertura profunda de las industrias extractivas y la inversión china, contribuyendo a los debates nacionales sobre transparencia y transición energética.

19. **José Antonio de Echave Cáceres** es economista y cofundador de CooperAcción, especializado en gobernanza ambiental y política minera. Ex Viceministro de Gestión Ambiental, es una voz clave en los conflictos socioambientales, la transparencia y la participación comunitaria en el sector extractivo peruano.

20. **Jack Lo Lau** es periodista en Dialogue Earth y Director del Programa de Periodismo de la PUCP. Con más de veinte años de experiencia, ha trabajado en importantes medios de comunicación e iniciativas ambientales, enfocándose en la sostenibilidad, las industrias extractivas y la comunicación ambiental.

21. **Camilo de Felipe** es Profesor de Relaciones Internacionales en la Pontificia Universidad Javeriana. Tiene un doctorado de la Universidad Normal del Este de China y realiza investigaciones sobre el discurso de la Iniciativa de la Franja y la Ruta en América Latina y el papel de China en la transición energética de Colombia.

22. **Juan Sebastián de Mesa Zapata** es economista con una maestría en Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de Colombia. Tiene experiencia en la elaboración de licencias ambientales para proyectos como líneas de transmisión eléctrica y plantas hidroeléctricas, incluido el Proyecto Hidroeléctrico Ituango, donde trabajó en reasentamiento y restitución de derechos para las comunidades afectadas. Actualmente trabaja para el Departamento Nacional de Planeación de Colombia y el Banco Interamericano de Desarrollo.

23. **Cesar Felipe Gutierrez Peña** es ingeniero mecánico y expresidente de Petroperú (2006-2008). Analista energético y columnista destacado, es conocido por su experiencia en hidrocarburos, servicios públicos y regulación energética, así como por abogar por la transparencia y la reforma en las empresas estatales.

24. **Maurício Santoro** es politólogo brasileño con doctorado en Ciencia Política por el Iuperj. Es Profesor Asistente en la Universidad Estatal de Río de Janeiro (UERJ), donde investiga la política exterior de Brasil, las relaciones Sur-Sur y la geopolítica de la presencia china en América Latina.

25. **Igor Patrick es** periodista brasileño y analista de China con dos maestrías, en Asuntos Globales (Universidad de Tsinghua) y en Estudios de China (Universidad de Pekín). Becario Schwarzman y Yenching, se desempeña como el primer corresponsal a tiempo completo para América Latina del South China Morning Post, enfocándose en la influencia mediática y el poder blando de China en la región.

26. **Niklas Weins** es Profesor Asistente en la Universidad Xi'an Jiaotong-Liverpool. Tiene un doctorado en Medio Ambiente y Sociedad de la Universidad Estatal de Campinas, y títulos de maestría y licenciatura de universidades de Brasil y Alemania, especializándose en sociología ambiental, estudios del desarrollo y economía política.

27. **Fundación Mil Hojas** es una organización ecuatoriana de periodismo de investigación dedicada a promover la transparencia, la rendición de cuentas y el acceso a la información pública. Se enfoca en destapar casos de corrupción, problemas ambientales y abusos de poder mediante un periodismo independiente basado en datos.

28. **Carlos de la Torre** es sociólogo y politólogo ecuatoriano, actualmente Director del Centro de Estudios Latinoamericanos de la Universidad de Florida. Su investigación se centra en el populismo, la democracia y el cambio político en América Latina, con una amplia obra sobre la política y el discurso ecuatorianos.

29. **Juliana González Jáuregui** es politóloga argentina e investigadora especializada en las relaciones entre China y América Latina. Se enfoca en la política exterior, la cooperación internacional y las dimensiones geopolíticas de la presencia de China en el Cono Sur.

30. **Javier Nicolás Lewkowicz** es periodista argentino, licenciado en Economía por la Universidad de Buenos Aires. Se especializa en comercio internacional, política industrial y relaciones económicas entre China y América Latina.

ANONIMATO PARCIAL: ENTREVISTADOS QUE OPTARON POR NO REVELAR SUS NOMBRES PÚBLICAMENTE

Los entrevistados que solicitaron anonimato parcial se identifican con la letra P (de Anonimato Parcial) seguida de un número único (por ejemplo, P1, P2, P3).

1. **P1:** Académico especializado en economía ecológica, enfocado en la relación entre los sistemas económicos y la sostenibilidad ambiental. Su trabajo explora el metabolismo social, el extractivismo y la transición hacia modelos de desarrollo equitativos y basados en el conocimiento.

2. **P2:** Abogado ecuatoriano y Presidente de la Fundación Anticorrupción. Profesor en la Universidad Internacional del Ecuador, se especializa en filosofía del derecho, derecho legislativo y electoral, propiedad intelectual y transparencia en la gobernanza pública.

3. **P3:** Ingeniero ecuatoriano y ex Ministro de Energía e Hidrocarburos (2017-2019). Con más de cuarenta años en la industria de petróleo y gas, lideró reformas clave para atraer inversión privada, diversificar las alianzas energéticas y modernizar el sector hidrocarburífero del Ecuador.

4. **P4**: Asesor chileno en energía y medio ambiente, y Líder Regional para América Latina en G-advisory (Grupo Garrigues). Con más de veinte años de experiencia, se especializa en estrategia regulatoria, gestión de riesgos ESG y desarrollo sostenible de energía e infraestructura en la región.

5. **P5:** Economista peruano y profesor en la Universidad Nacional Mayor de San

Marcos, especializado en economía asiática e internacional. Doctorado por la Universidad de Kobe, es un experto destacado en las relaciones entre Asia y América Latina, el comercio y la presencia económica de China en la región.

6. **P6:** Profesional colombiano con formación en Gobierno, Asuntos Públicos y Economía de la Universidad de los Andes, y una maestría en Política Ambiental (iMEP) de la Universidad Duke Kunshan. Su trabajo abarca la política ambiental y el cambio climático, con experiencia en la academia, la sociedad civil y organismos multilaterales.

ANONIMATO TOTAL:

Asimismo, 14 entrevistados adicionales solicitaron anonimato total; por lo tanto, sus perfiles han sido omitidos de este informe conforme a los acuerdos de confidencialidad.

FUNDACIÓN
ANDRÉS BELLO
CENTRO DE INVESTIGACIÓN
CHINO LATINOAMERICANO

