



Vigilada Mineducación

**ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE LAS
TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: EL CASO
COLOMBIA**

**COMPARATIVE STUDY OF PRODUCTION COSTS OF ELECTRIC POWER
GENERATION TECHNOLOGIES: THE CASE OF COLOMBIA**

CATALINA GARCÍA HOYOS
MARITZA FERNANDA GUTIÉRREZ GONZÁLEZ

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de magíster
en Administración

Director:
JUAN ESTEBAN ESCALANTE GÓMEZ, PhD

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN
MEDELLÍN
2025

CONTENIDO

RESUMEN.....	5
ABSTRACT.....	7
INTRODUCCIÓN.....	9
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	10
OBJETIVOS.....	11
<i>OBJETIVO GENERAL</i>	11
<i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i>	11
JUSTIFICACIÓN.....	12
MARCO TEÓRICO.....	13
<i>ADMINISTRACIÓN FINANCIERA</i>	13
<i>DECISIONES DE INVERSIÓN</i>	14
<i>GESTIÓN DE EGRESOS</i>	15
METODOLOGÍA.....	16
<i>ENFOQUE</i>	16
<i>ALCANCE</i>	16
<i>DISEÑO</i>	17
<i>POBLACIÓN</i>	17
<i>INSTRUMENTO</i>	18
PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	19
<i>ETAPA 1: DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL</i>	19
<i>ETAPA 2: IDENTIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE MAYOR USO EN LATAM</i>	23
Energías renovables.....	23
Energías no renovables.....	25
Brasil.....	28
México.....	29
Argentina.....	30
Chile.....	31
Colombia.....	31
<i>ETAPA 3: COMPARATIVO DE COSTOS</i>	33
<i>CAPEX (Capital Expenditure)</i>	34
<i>OPEX (Operting Expenditure)</i>	39
CONCLUSIONES.....	47
REFERENCIAS.....	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura marco teórico	13
Figura 2. Componentes diseño metodológico	16
Figura 3. Matriz Energía eléctrica de Colombia.....	20
Figura 4. Matriz Energía eléctrica de América Latina y el Caribe	26
Figura 5. Ranking de generación eléctrica en América Latina año 2023	27
Figura 6. <i>Matriz Generación eléctrica Brasil</i>	29
Figura 7. Matriz Generación eléctrica México	30
Figura 8. Matriz Generación eléctrica Argentina.....	30
Figura 9. Matriz Generación eléctrica Chile.....	31
Figura 10. Matriz Generación eléctrica Colombia.....	32
Figura 11. Costo Nivelado de la Energía (LCOE) promedio ponderado de proyectos solares a escala de servicios públicos por país entre 2010 y 2023.....	43
Figura 12. Costo Nivelado de la Energía (LCOE) promedio ponderado de proyectos eólicos terrestres a escala de servicios públicos por país entre 2010 y 2023.....	45

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad instalada de generación de energía en Latinoamérica 2014-2023	32
Tabla 2. Capacidad instalada de generación de energía en Colombia 2014-2023..	33
Tabla 3. Costo total instalado, factor de capacidad y tendencias del <i>LCOE</i> por tecnología, 2010 y 2023	34
Tabla 4. Costo total instalado expresado en USD/kW.....	39
Tabla 5. Resumen comparativo de <i>LCOE</i> y <i>OPEX</i> por fuente de generación en América Latina y Colombia	46

RESUMEN

Este trabajo de grado tuvo por objeto el desarrollo de un estudio comparativo de los costos de producción de las tecnologías de generación de energía eléctrica en Colombia. Para tal propósito, se planteó un estudio de enfoque cuantitativo, alcance descriptivo y diseño no experimental en el que se abordaron, a través de una estructura de tres (3) etapas, aspectos claves en el marco de esta temática.

En la etapa 1 (diagnóstico de la situación actual) se evidenció que la matriz energética colombiana depende, en gran medida, de la generación hidroeléctrica. Esta tecnología, que representa el 65,3 % de la capacidad instalada y que bajo condiciones hidrológicas normales puede abastecer a cerca del 85 % de la demanda de eléctrica del país, ofrece ventajas en términos de sostenibilidad ambiental (frente a otras alternativas de mayor impacto). Sin embargo, y dada la alta concentración existente, exhibe vulnerabilidad ante fenómenos climáticos extremos que pueden afectar la oferta disponible, e incluso comprometer la seguridad energética del territorio.

En la etapa 2 (identificación de tecnologías de mayor uso en LATAM) se pudo constatar que, en esta región, la matriz energética se concentra en fuentes de generación renovables. En este sentido, se recalca la participación de la energía hidroeléctrica (la tecnología más usada), así como el crecimiento sostenido de alternativas de generación fotovoltaica y eólica en algunos países como Brasil (líder regional), México y Chile. Este comportamiento, que es impulsado principalmente por el aprovechamiento de recursos naturales abundantes y la formulación de políticas orientadas a la transición energética, evidencia una orientación regional hacia el cumplimiento de compromisos ambientales y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, ofrece oportunidades de replicabilidad en otros territorios (como es el caso colombiano).

En la etapa 3 (comparativo de costos) se encontró que las tecnologías renovables han presentado reducciones significativas en sus estructuras de costos (la solar fotovoltaica disminuyó 86 % en inversión y 90 % en *LCOE*, y la eólica terrestre redujo su *LCOE* en 70 % durante los últimos años). Sin embargo, en Colombia, el costo de generación solar se mantiene por encima del promedio regional, lo que refleja

oportunidades de mejoramiento en las condiciones tecnológicas, logísticas, regulatorias y de competitividad del país. Por otro lado, los resultados evidencian que el uso de tecnologías renovables, con menores costos nivelados como la solar y la eólica, representan una oportunidad estratégica para diversificar la matriz energética, reducir la dependencia hacia la generación hidroeléctrica y avanzar en el cumplimiento de metas ambientales y de sostenibilidad en el país.

Palabras clave: administración financiera, decisiones de inversión, gestión de egresos.

ABSTRACT

This capstone project aimed to develop a comparative study of the production costs of electricity generation technologies in Colombia. For this purpose, a quantitative approach, descriptive scope, and non-experimental design were proposed. The study was structured into three (3) stages, addressing key aspects within the framework of this topic.

In stage 1 (diagnosis of the current situation), it was found that Colombia's energy matrix depends largely on hydroelectric generation. This technology, which represents 65.3% of the installed capacity and under normal hydrological conditions can supply about 85% of the country's electricity demand, offers advantages in terms of environmental sustainability (compared to other higher-impact alternatives). However, due to its high concentration, it is vulnerable to extreme weather events that may affect the available supply and even compromise the territory's energy security.

In stage 2 (identification of the most used technologies in LATAM), it was verified that, in the region, the energy matrix is concentrated in renewable generation sources. In this sense, the participation of hydroelectric power (the most used technology) is highlighted, as well as the sustained growth of photovoltaic and wind generation alternatives in some countries such as Brazil (regional leader), Mexico, and Chile. This trend, mainly driven using abundant natural resources and the implementation of policies aimed at the energy transition, demonstrates a regional orientation towards meeting environmental commitments and emission reduction. Additionally, it offers replicability opportunities in other territories (such as Colombia).

In stage 3 (cost comparison), it was found that renewable technologies have experienced significant reductions in their cost structures (photovoltaic solar decreased 86% in investment and 90% in *LCOE*, and onshore wind reduced its *LCOE* by 70% in recent years). However, in Colombia, the cost of solar generation remains above the regional average, reflecting opportunities for improvement in the country's technological, logistical, regulatory, and competitiveness conditions. On the other hand, the results show that the use of renewable technologies with lower levelized costs, such as solar and wind, represents a strategic opportunity to diversify the energy

matrix, reduce dependence on hydroelectric generation, and advance in meeting the country's environmental and sustainability goals.

Keywords: financial management, investment decisions and expense management.

INTRODUCCIÓN

La energía constituye la piedra angular de la economía moderna: posibilita las inversiones, dinamiza la innovación y favorece el desarrollo de nuevas industrias que impulsan el empleo, el crecimiento inclusivo y la prosperidad/habitabilidad del planeta (Doignon, 2024). Se trata de un tema central en la agenda de política pública de los países y en el que se busca, desde la suficiencia en oferta, responder exitosamente a las exigencias actuales y futuras del mercado.

En el caso colombiano, el sector energético se enmarca hoy en una visión que incorpora compromisos de transición (tendencia a nivel global), responsabilidades ambientales y cambio climático (Ley 1844 de 2017). Este escenario, en el que se integra demanda energética, competitividad y sostenibilidad, representa un hito importante en términos de cumplimiento regulatorio y estándares internacionales de gestión. Además, pone de relieve necesidades de diversificación de la matriz energética nacional (a partir de un análisis previo que permita contrastar a detalle las distintas alternativas existentes desde sus costos, nivel de eficiencia e impacto a las condiciones económico-financieras del sistema actual) y de planes de acción que deriven en la reducción de emisiones (Martínez, 2021).

Teniendo en cuenta lo anterior, el presente trabajo de grado tiene por objeto la formulación de un estudio comparativo de los costos de producción de las tecnologías de generación de energía eléctrica en el país. Para efectos de desarrollo, se aborda, a continuación, el planteamiento del problema, la justificación y los objetivos del estudio. Posteriormente, se estructura el marco conceptual y el diseño metodológico. Por último, se da paso a los resultados y conclusiones derivadas del ejercicio investigativo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente, la matriz energética de Colombia se encuentra soportada principalmente por energía renovable, donde la generación hidráulica representa el (65 %) del total de energía generada, y de esta cerca de un 30 % corresponde a generación térmica con gas y carbón (Sarmiento, 2024). Este panorama, en el que las fuentes renovables presentan una participación minoritaria, pone de manifiesto la dependencia que existe respecto a las condiciones climáticas para lograr los niveles de energía requeridos en el territorio. Además, revela un futuro de notable incertidumbre ante fenómenos naturales (por ejemplo: el fenómeno de El Niño) y situaciones exógenas no controlables (por ejemplo: el cambio climático a nivel global).

Pese a su complejidad aparente, dicho contexto puede convertirse en un punto de quiebre para impulsar la utilización de nuevas tecnologías de generación y acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética nacional. Estos proyectos de transformación permitirían: (a) dar cumplimiento a los compromisos ambientales adquiridos (como signatario del Acuerdo de París, Colombia debe lograr una reducción de sus emisiones proyectadas a 2030 en un 30 %, condicionada a recibir ayuda internacional), (b) garantizar un suministro de energía eléctrica suficiente, confiable y competitivo (en términos de costo y eficiencia) y (c) disminuir el impacto de factores climáticos en la satisfacción de la demanda presente y futura (y ante épocas de sequía atender la demanda energética a través de fuentes de generación renovables y no mediante recursos fósiles poco eficientes en costo y de importante huella ambiental como ocurre en la actualidad).

Cabe precisar, sin embargo, que estas iniciativas de transformación energética requieren de grandes inversiones en sus fases de desarrollo, construcción y operación, por lo que su viabilidad implica un trabajo conjunto entre el Estado y la empresa privada. Bajo este marco y con el propósito de efectuar un análisis a profundidad de los costos de producción de las distintas tecnologías de generación eléctrica en Colombia, se formula el presente trabajo de grado.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un estudio comparativo de los costos de producción de las tecnologías de generación de energía eléctrica en Colombia (con el fin de facilitar el proceso de diversificación de su matriz energética).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el diagnóstico de la situación actual de la matriz energética de Colombia.
- Identificar las tecnologías de generación de energía eléctrica más usadas en América Latina.
- Efectuar un comparativo de los costos de inversión inicial (*CAPEX*) para la construcción de proyectos, así como de los costos de producción de energía de las diferentes tecnologías de generación eléctrica existentes.

JUSTIFICACIÓN

El sector energético colombiano enfrenta hoy grandes retos para diversificar su matriz de generación actual (concentrada principalmente en fuentes hídricas, gas natural, energía solar y carbón). Este imperativo de cambio, motivado también por los compromisos adquiridos en tratados internacionales frente a la descarbonización y el cambio climático, implica el análisis de nuevas tecnologías alternativas bajo un marco comparativo que permita conocer su idoneidad, pertinencia y costos asociados.

Ante este escenario, y teniendo en cuenta el objetivo principal de este proyecto de grado, se presenta a continuación un listado de argumentos que respaldan su desarrollo:

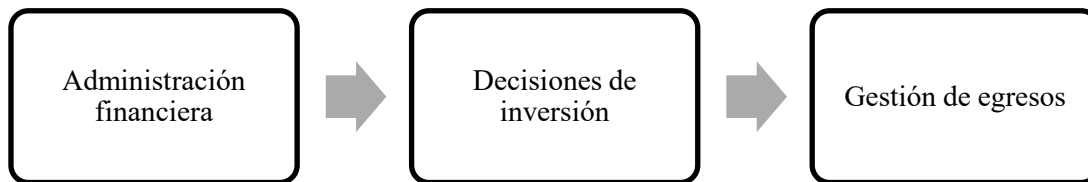
- **Costos:** este trabajo de grado permitirá conocer los costos de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica aplicables en Colombia en sus distintas fases (desde la inversión inicial hasta sus costos de producción de la energía).
- **Sector:** con este trabajo se pretenden identificar los retos y oportunidades que presenta el sector de cara al desarrollo socioeconómico del país (así como las barreras de entrada que enfrentan los promotores de proyectos de generación de energía en Colombia).
- **Toma de decisiones:** este trabajo de grado busca brindar un marco de información actualizada y relevante para la toma de decisiones gerenciales.
- **Mercado:** este trabajo de contribuirá a que el sector de generación eléctrica en el país oriente su adaptación frente a los cambios socioeconómicos y políticos emergentes.
- **Ambiental:** este trabajo pretende identificar alternativas de tecnologías de generación de energía con fuentes renovables, su impacto y contribución ambiental.

MARCO TEÓRICO

Este capítulo presenta una revisión sistemática de la literatura, con el propósito de explorar diferentes términos y variables relevantes para el estudio. Los conceptos y análisis fueron desplegados de manera secuencial a partir de la siguiente estructura:

Figura 1.

Estructura marco teórico



Fuente: Elaboración propia

ADMINISTRACIÓN FINANCIERA

La administración financiera se enfoca en las decisiones de inversión, el financiamiento y la administración de bienes en una organización (Van Horne & Wachowicz, 2010). Se trata de un campo empresarial con responsabilidades gerenciales que impacta, desde sus procesos de planeación, dirección, coordinación y control, las dinámicas de permanencia de una entidad o firma (León García, 2009).

La administración financiera involucra la toma de decisiones (a partir de la recopilación, análisis y evaluación de datos) y el cumplimiento de objetivos en términos de maximización de valor (Perdomo Moreno, A. 1993). Lo anterior requiere de un trabajo coordinado y efectivo en el uso de recursos (reales e intangibles, de corto y largo plazo), que se enmarca en la creación de riqueza para los accionistas (Brealey et al., 2010; García Santillán, 2010; Romero et al., 2024).

La literatura destaca la relevancia estratégica de la administración financiera y la gestión de los flujos de efectivo (cómo se financian y cómo se usan) en el cumplimiento de las metas económicas definidas (Gitman & Zutter, 2012). Además, resaltan el papel de herramientas de análisis como los estados financieros, los ratios

de evaluación (liquidez, endeudamiento, eficiencia y rentabilidad) y las métricas de creación/destrucción de valor (EBITDA, margen EBITDA, EVA, flujos de caja) para los distintos grupos de interés (Robles Román, 2012; Ross et al., 2012). Cabe precisar que, en este sentido, aunque la disciplina continúa enfocándose en optimizar la relación existente entre riesgo y rendimiento, ahora incorpora temas como fluctuaciones en las tasas de interés, en las tasas de cambio, inflación, impacto geopolítico, entre otras variables, por lo que ha surgido la necesidad de incorporar coberturas a dichos riesgos en los análisis y decisiones financieras (Block et al., 2013; Madura, 2015; 2016).

DECISIONES DE INVERSIÓN

Con la finalidad de maximizar el valor de las empresas para sus accionistas, los gerentes financieros se enfrentan a la toma de decisiones de inversión tanto en activos como en proyectos (Brealey et al., 2010). Lo anterior implica una evaluación del retorno otorgado respecto a los costos de adquisición y mantenimiento (Ross et al., 2012). Además, involucra la obtención de una tasa de oportunidad (usualmente el costo promedio ponderado de las fuentes de financiación – WACC) que permita (1) identificar el costo financiero existente (considerando tanto el valor que corresponde al aporte de terceros como el costo del capital proveniente de los socios) (Berk & DeMarzo, 2008) y (2) comparar su magnitud respecto a la rentabilidad esperada (para con ello conocer su capacidad de generación de riqueza) (Fernández, 2004).

Las decisiones de inversión (compra, venta o mantenimiento de activos) involucran siempre una valoración previa (Damodaran, 2012). Para tal fin, se hace uso de distintas técnicas y criterios de evaluación, entre las que destacan el valor presente neto (VPN o VAN), la tasa interna de retorno (TIR), el periodo de recuperación (PRI o *Payback*), los índices de rendimiento (IR, ROI, ROE, ROA) y el valor económico agregado (EVA) (Graham & Smart, 2018; Martínez, 2012). Estas métricas requieren de la formulación de supuestos y estimaciones, por lo que el proceso de toma de decisiones, que se ve expuesto a múltiples riesgos (de mercado, financiero, operativo, tecnológico, ambiental, social, entre otros), debe de presentar distintos escenarios de estudio (probable, optimista, pesimista) bajo un marco de análisis de sensibilidad de

variables que incremente las probabilidades de acierto en contextos de incertidumbre y aleatoriedad (Damodaran, 2012; Koller et al., 2020).

GESTIÓN DE EGRESOS

La gestión de egresos hace referencia a la administración de costos (efectivo o un valor equivalente de efectivo sacrificado por productos y servicios que se espera que aporten un beneficio presente o futuro a una organización) y gastos (partidas que desde su función responden a las necesidades administrativas, comerciales, financieras o tributarias de un negocio) (Hansen, D. & Mowen, M. 2007).

Cabe mencionar que la estructura de egresos de una organización debe de incluir los consumibles y todas aquellas partidas necesarias para llevar a cabo la actividad económica (Perea Sandoval & Urián Tinoco, 2018; Ross et al., 2010). Bajo este marco, debe prestarse atención a los rubros de naturaleza tanto desembolsable (materiales, mano de obra, indirectos de fabricación, administrativos, comerciales, de financiación, tributarios) como no desembolsables (depreciaciones, amortizaciones, valores de oportunidad, faltantes, entre otros), a partir de un modelo de gestión que involucra metas en planos como la liquidez y el retorno (Ross, et al., 2010; Ross, et al., 2012).

Como puede verse, la gestión de egresos (concepto ligado a la maximización de la rentabilidad en las operaciones vía eficiencia) constituye uno de los objetivos de mayor importancia estratégica para las empresas, pues el *OPEX* (rubros asociados al mantenimiento de los bienes de capital y otros gastos operativos) representa un elemento de alto impacto en las dinámicas de desempeño económico de las firmas (Perea Sandoval, & Urián Tinoco, 2018).

METODOLOGÍA

En esta sección se presentan todos los elementos asociados al método. Para tal fin se hace referencia al enfoque elegido, al alcance definido, al diseño seleccionado, a la población objeto de estudio y al instrumento utilizado.

Figura 2.

Componentes del diseño metodológico



Fuente: Elaboración propia

ENFOQUE

Este proyecto de grado contempla un enfoque cuantitativo, pues tiene por objeto el desarrollo de un análisis comparativo de los costos de producción de las tecnologías de generación de energía eléctrica en Colombia, con el fin de facilitar el proceso de diversificación de su matriz energética.

Los trabajos de esta naturaleza se centran en el análisis secuencial, lógico y riguroso de datos y variables de corte numérico (Clavijo Cáceres, 2010). Se trata de una medición que, a partir de un análisis estadístico efectuado mediante técnicas estandarizadas, ofrece resultados objetivos que permiten probar las distintas hipótesis formuladas (usualmente desde la identificación de patrones o la relación entre variables (Hernández-Sampieri et al., 2014).

ALCANCE

Esta investigación presenta un alcance descriptivo, pues se busca comparar los costos de producción de las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica existentes en el país.

Los estudios desarrollados con este alcance permiten una representación detallada y sistémica de los fenómenos analizados, a partir de la identificación de sus propiedades, características, atributos, componentes y variables asociadas, entre otros elementos (Paniagua Freyle et al., 2008). Esta caracterización de situaciones o acontecimientos no implica una profundización en las causas subyacentes ni en las relaciones explicativas, tampoco en la elaboración de inferencias o predicciones poblacionales (Méndez Álvarez, 1999).

DISEÑO

Para dar cumplimiento al objetivo definido (análisis comparativo a profundidad de los costos de producción de las distintas tecnologías de generación eléctrica en Colombia), este trabajo de grado plantea un diseño no experimental.

Cabe mencionar que en este tipo de diseño no se manipulan ni intervienen variables de forma premeditada (Creswell & Creswell, 2017). Por el contrario, se busca observar, medir y analizar los fenómenos objeto de estudio desde su entorno normal/natural de ocurrencia (Hernández-Sampieri & Mendoza Torres, 2018). Bajo este marco, no se ejerce tampoco control sobre los factores externos que influyen en los resultados y, en consecuencia, se obtiene mayores posibilidades de generalización de resultados, pues la validez externa es mayor (Cohen & Gómez Rojas, 2019).

POBLACIÓN

La población se define como la totalidad de elementos e individuos que cuentan con ciertas características similares para efectos de análisis o inferencia (Bernal Torres, 2010). En contraste, la muestra representa un subgrupo finito y representativo extraído de dicha población, ya sea mediante técnicas probabilísticas o no probabilísticas. Su tamaño reducido facilita los procesos de recolección, procesamiento y análisis de los datos obtenidos (McDaniel & Gates, 2011).

Para el caso específico del presente trabajo de grado se define el ecosistema energético colombiano como universo poblacional. Para efectos muestrales se

considerará, exclusivamente y bajo una lógica por conveniencia, un número de cinco (5) tecnologías: hidroeléctrica, PCH, solares, geotérmicas, eólicas.

INSTRUMENTO

Por instrumento se entiende el conjunto de herramientas empleadas para el registro de datos vinculados a los conceptos/variables objeto de estudio (Hernández-Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014). Estos mecanismos, evaluados desde su grado de confiabilidad, validez y objetividad, pueden permitir el acceso a información de forma primaria (cuestionarios, entrevistas, escalas de medición observación, documentos y registros existentes, análisis de datos secundarios de registros públicos y documentación, artículo de revista, informes de entidades gubernamentales, bases de datos en línea) o secundaria (a partir de información recopilada por personas distintas al investigador y para fines diversos) (Weiers, 1996).

Considerando el propósito de este proyecto de grado y de cara a la recolección de la información, se hará uso de fuentes e instrumentos de carácter secundario (se incluyen informes sectoriales, reportes de entidades gubernamentales, documentos emitidos por agremiaciones y artículos especializados de ámbito nacional e internacional).

PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A la luz del objetivo central definido, se procede con el desarrollo de un estudio comparativo de los costos de producción de las tecnologías de generación de energía eléctrica en Colombia. Para tal fin, se desarrollan a continuación tres (3) etapas.

ETAPA 1: DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En los últimos 45 años, la población de Colombia se ha duplicado, pasando de 24 a 49 millones de habitantes (DANE, 2020). Esta situación ha implicado un aumento significativo

en el consumo energético a distintos niveles (residencial, industrial y comercial), a la vez que ha traído consigo mayores desafíos en términos de la oferta de energía eléctrica, según la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME, 2020). Este marco de crecimiento ha requerido de grandes inversiones en proyectos de infraestructura para la generación, transporte y distribución de energía (un sector que desde su cadena de valor aporta aproximadamente el 2.4 % del PIB nacional) (DANE, 2020; UPME, 2020). Además, ha puesto de manifiesto la necesidad de transformación de la matriz energética del territorio, incluyendo fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Durante la última década, el gobierno de Colombia ha impulsado la diversificación de su matriz energética —tradicionalmente dominada por combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón— mediante la incorporación de FNCER, entre las que destacan la energía eólica, solar y pequeñas hidroeléctricas. Cabe señalar que la energía hidroeléctrica continúa siendo la principal fuente de generación del país, al representar más del 66 % de la capacidad instalada y, en condiciones de hidrología normal, abastecer a cerca del 85 % de la demanda energética nacional (Energy Global Monitor, 2023).

Una muestra de esta transición energética en Colombia son las leyes 1715 de 2014 —reglamentada por los decretos 2143 de 2015, 1625 de 2016, 829 de 2020, la resolución 203 de 2020 y la circular 035 de 2021— y la ley 2099 de 2022, mediante

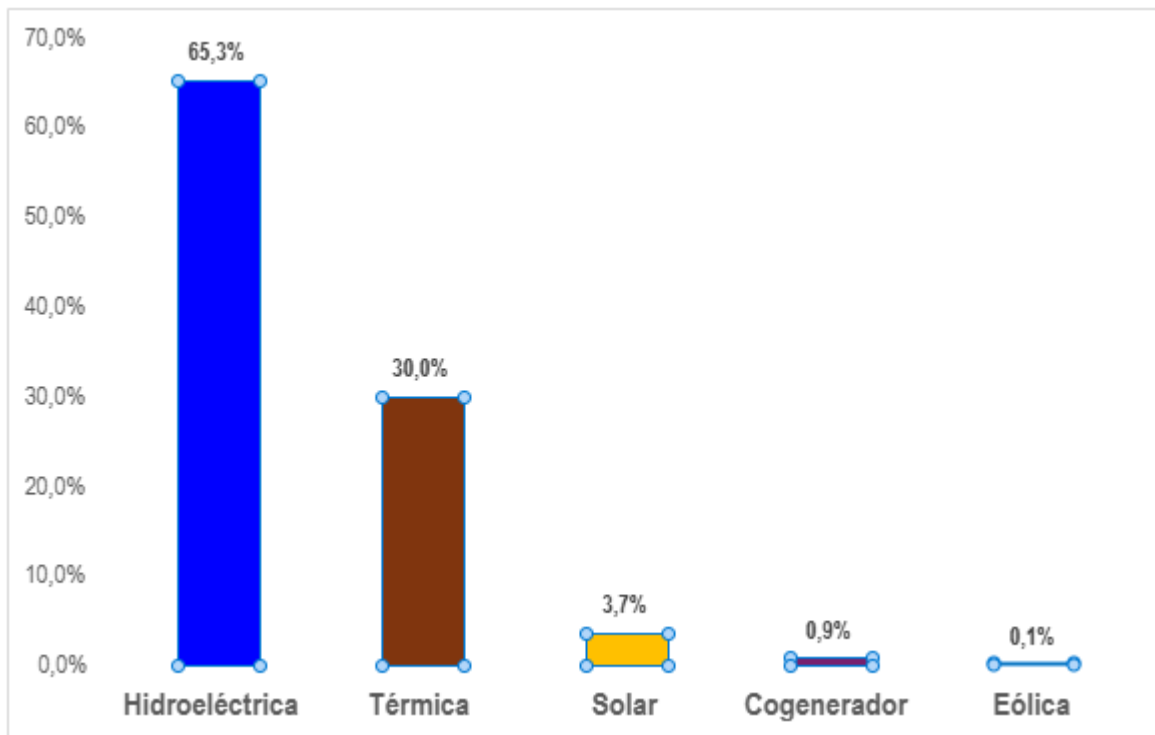
la cual el gobierno nacional busca impulsar el desarrollo de FNCER. Esta última promueve la descentralización de la generación energética a gran escala, creando condiciones más favorables para la incorporación de sistemas de autogeneración a pequeña escala en el mercado eléctrico, lo que facilita el acceso a la energía en zonas no interconectadas. Estas y otras disposiciones adicionales han identificado y otorgado cuatro importantes incentivos y beneficios tributarios para la generación de energía para fuentes renovables no convencionales o energías renovables: (a) deducción especial para determinar el impuesto sobre la renta, (b) exclusión de bienes y servicios del IVA, (c) exención de gravámenes arancelarios y (d) depreciación acelerada.

También, cabe mencionar que, mediante el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 (2023), el gobierno colombiano ha marcado una ruta que incluye la promoción de otras fuentes energéticas como el hidrógeno, la biomasa, la geotermia, la energía mareomotriz, eólica y solar. Así mismo, y a través del Plan de Inversión en Integración de Energías Renovables (elaborado por el gobierno de Colombia bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo - BID) se ha buscado fomentar la adopción de tecnologías limpias y la instalación de nueva infraestructura (Ministerio de Minas y Energía, 2022).

En la actualidad, la matriz de generación eléctrica colombiana es la sexta más limpia del mundo, pues cerca del 68 % de la capacidad instalada proviene de fuentes renovables (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, s. f.). En específico, y tal y como puede verse en la Figura 3, el 65,3 % de la capacidad instalada del país es apalancada por la energía hidroeléctrica; mientras que el 3,7 % es de carácter solar (en contraposición, el 30 % de la generación proviene de fuentes térmicas) (OLADE, 2023). Estos datos evidencian, sin embargo, una alta dependencia hacia la energía hidroeléctrica, lo que deriva en una alta vulnerabilidad frente a escenarios hidrológicos (como el fenómeno de El Niño) u otros eventos climáticos/naturales (IEA, 2023). Además, debe tenerse en cuenta que en las zonas no interconectadas (ZNI) la generación se da, principalmente, a partir de fuentes fósiles como el diésel u otros combustibles (Minenergía, 2025).

Figura 3.

Matriz energía eléctrica de Colombia



Fuente: Elaboración propia

Nota. Información según capacidad instalada de las tecnologías de generación

De acuerdo con XM Compañía Expertos en Mercados, durante el primer trimestre de 2025, se sumaron a la matriz colombiana de generación de energía eléctrica 27,24 MW en nuevas plantas (de estas 16,05 MW provienen de plantas que aprovechan la energía del sol y 11,19 MW corresponden a plantas térmicas). De esta manera, se estima una capacidad total (al 31 de marzo de 2025) de 20.858,6 MW en el sistema, lo que permite satisfacer la demanda de energía eléctrica en el país vía recursos internos (XM, 2025). Sin embargo, y pese a la autosuficiencia actual, se evidencian algunos problemas de cara al futuro (dadas las expectativas proyectadas de crecimiento a largo plazo), las cuales son agudizadas por las dificultades existentes en la construcción de grandes proyectos de generación y transmisión, las potenciales restricciones ambientales en el uso del agua y otros recursos térmicos, y el desmejoramiento de los factores de disponibilidad ocasionados por el envejecimiento de los equipos (UPME, 2020).

Frente a este escenario, el Balance de Energía Útil (BEU¹) en Colombia (realizado por la UPME en 2018) concluye que a través de la adopción de medidas de eficiencia energética es posible lograr la reducción de costos de producción de energía en el país, aumentar la competitividad de las empresas y contribuir con el mejoramiento de los indicadores ambientales. Los resultados de este balance revelan también que en el país tan solo el 31 % se considera útil; mientras que hace referencia a un 67 % de ineficiencia en el consumo (situación que le cuesta anualmente al país entre 6.600 y 11.000 millones de USD). Así mismo, las cifras demuestran que, en Colombia, el consumo de energía final se puede reducir entre un 38 %, a un 50 % a partir de la migración de las tecnologías actualmente usadas en el sector hacia las BAT² de referencia interna, o incluso hasta en un 62 % si se lograra la adopción de las BAT internacionales (UPME, 2018).

Desde el punto de vista ambiental, la adopción de mejoras de eficiencia energética se hace crítica para reducir la utilización de combustibles fósiles por fuentes de bajas emisiones (y de esta manera alcanzar los escenarios de disminución significativa de emisión de gases de efecto invernadero y, posteriormente, la neutralidad del carbono). En este sentido, Colombia ha adquirido un compromiso voluntario ante la Organización de Naciones Unidas (ONU) en los convenios marco de cambio climático como el del Acuerdo de París (adoptado en 2015 y ratificado a través de la Ley 1844 de 2017, aprobada por el Congreso de la República y la Corte Constitucional), definiendo con ello una meta de reducción de emisión de gases de efecto invernadero en un 20 % para 2030 (tomando como base las emisiones de 2010) y un aumento en la participación de energías renovables en la matriz energética nacional. Para lograrlo, el país debe preparar y adaptar su infraestructura, por lo que se hace prioritario analizar las opciones de diversificación de la matriz energética nacional, intensificando el uso de fuentes no convencionales de energía renovable (como la

¹ El BEU es un ejercicio que cuantifica las pérdidas energéticas en los usos finales. En el BEU se compara la energía que consumen las tecnologías que se usan actualmente en el país, con respecto a la que se consumiría si se utilizaran las mejores tecnologías disponibles a escalas nacional e internacional, denominadas Best Available Technologies (BAT).

² BAT (*Best Available Technologies*, por sus siglas en inglés) hace referencia a las tecnologías más eficaces desde el punto de vista ambiental y viables desde el punto de vista económico, que están disponibles para prevenir o reducir la contaminación en las actividades industriales. BAT no solo considera la tecnología en sí, sino también cómo se diseñan, construyen, mantienen, operan y desmantelan las instalaciones.

solar, la eólica o la geotérmica) y la adopción de tecnologías de bajas o cero emisiones (como la nuclear) (Ministerio de Minas y Energía, 2023; UPME, 2020).

ETAPA 2: IDENTIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE MAYOR USO EN LATAM

Las tecnologías de generación de energía son los conjuntos de métodos, procesos, equipos y sistemas utilizados para transformar diversas fuentes de energía (como el sol, el viento, el agua o los combustibles fósiles) en energía eléctrica. Estas tecnologías, que varían según el tipo de fuente empleada, se clasifican en renovables y no renovables (Apas, 2008).

A continuación, y previo al análisis de las tecnologías más usadas en América Latina y el Caribe, se presentan las definiciones de algunas de las alternativas existentes a nivel de generación energética. Con ello se pretende facilitar la interpretación de los datos suministrados y dimensionar el papel de cada fuente en la estructura energética de los territorios analizados.

Energías renovables

- Las energías renovables se obtienen de fuentes naturales que se reponen más rápidamente de lo que se consumen. El sol, el viento, el agua, los residuos orgánicos y el calor de la Tierra son fuentes comunes de energía renovable (Naciones Unidas, 2023).
- Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que, en el país, no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME (Congreso de Colombia, 2009).

Energía hidroeléctrica

Es la electricidad generada mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua en movimiento, como ríos o embalses. En las centrales hidroeléctricas se utilizan turbinas para convertir el flujo del agua en energía eléctrica (en los embalses se valen del agua almacenada y estancada que cae de forma vertical; mientras que en las hidroeléctricas fluviales se utiliza la energía que se produce gracias al flujo de agua en un río) (Naciones Unidas, 2023).

Energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala (Congreso de Colombia, 2009).

Energía eólica

Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el movimiento de las masas de aire (Congreso de Colombia, 2009). En este tipo de energía se aprovecha la cinética del aire en movimiento a través del uso de turbinas ubicadas en superficies terrestres, en alta mar o en aguas dulces (Naciones Unidas, 2023).

Energía solar

Energía obtenida a partir de la radiación electromagnética proveniente del sol (Congreso de Colombia, 2009). De todas las fuentes de energía existentes, esta es la más abundante, pues la Tierra intercepta radiación solar a una velocidad 10.000 veces superior a la que presenta el consumo energético humano (Naciones Unidas, 2023).

Biocombustibles (biomasa)

Energía obtenida a partir de la degradación espontánea o inducida de cualquier tipo de materia orgánica que se ha originado como consecuencia de un proceso biológico (Congreso de Colombia, 2009).

Energías no renovables

- Las energías no renovables provienen de recursos naturales que no se reponen a corto plazo, como los combustibles fósiles y el uranio. Su uso conlleva la emisión de gases de efecto invernadero y otros impactos ambientales.
- Las fuentes de energía no renovables son aquellas que provienen de recursos naturales limitados y que, una vez agotados, no pueden reponerse en un período de tiempo útil para la humanidad. Aunque han sido fundamentales para el desarrollo industrial y tecnológico, su uso intensivo contribuye al cambio climático y a la degradación ambiental (Enel Colombia, 2020).

Gas natural

Es un combustible fósil compuesto principalmente por metano el cual se utiliza, principalmente, para (a) generación de electricidad, (b) calefacción o (c) combustible de transporte (Naciones Unidas, 2023).

Energía nuclear

Se genera mediante reacciones de fisión nuclear, donde los núcleos de átomos pesados, como el uranio, se dividen para liberar energía (Naciones Unidas, 2023).

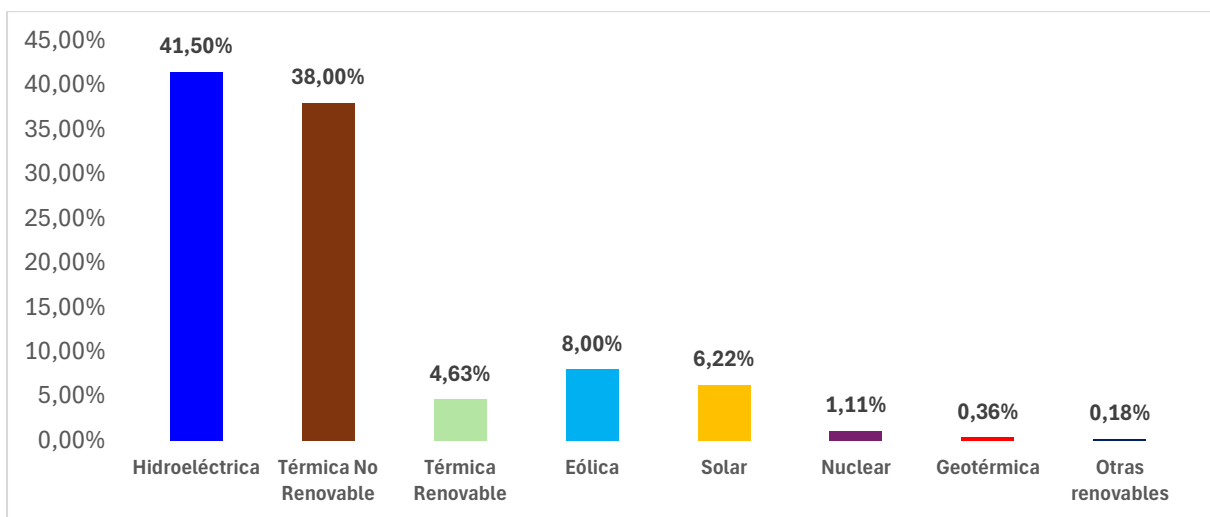
Carbón

Es un combustible fósil sólido formado por la descomposición de materia orgánica (Naciones Unidas, 2023).

En la región de América Latina y el Caribe, las fuentes renovables representaban el 58 % de la generación total de electricidad en 2018. Sin embargo, este paradigma energético se está transformando. Para 2020, las fuentes solar y eólica concentraban conjuntamente cerca del 10 % de la capacidad instalada de generación eléctrica, con participaciones del 3,07 % y 6,5 %, respectivamente (Ministerio de Minas y Energía, 2023). En 2022, la energía hidroeléctrica continuaba siendo predominante, al representar el 41,5 % del total generado en la región (véase Figura 4).

Figura 4.

Matriz energía eléctrica de América Latina y el Caribe



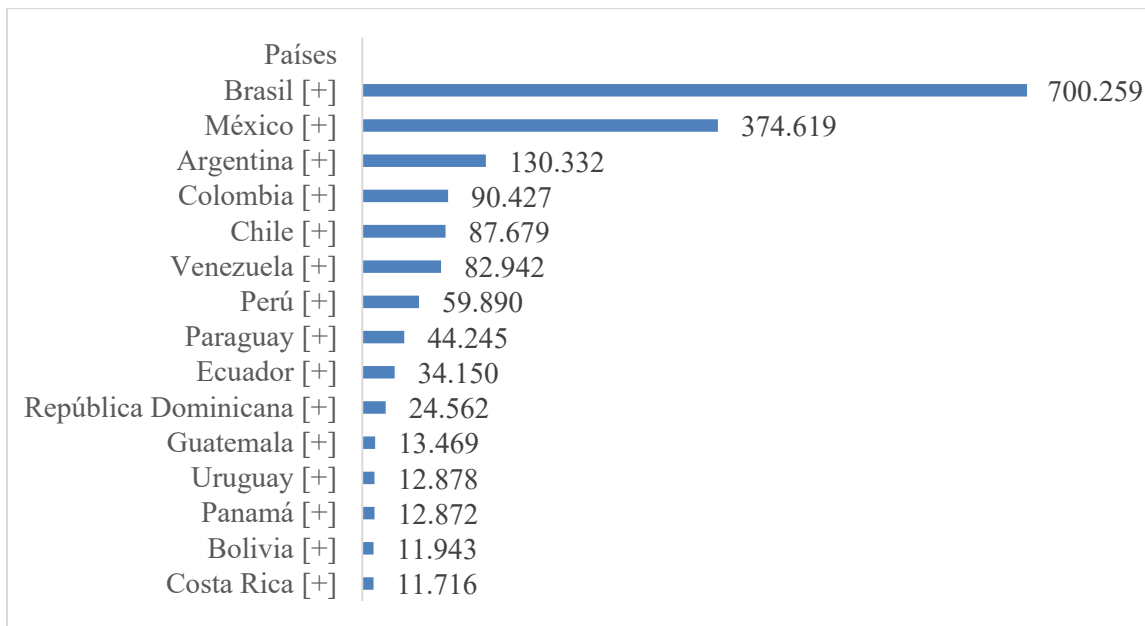
Fuente: www.olade.org

Nota: información con base a capacidad instalada por tecnología.

En complemento a los datos anteriores, se presenta el comparativo de la capacidad instalada (capacidad de generación de energía de una planta) y la generación real de energía eléctrica producida en cada país por tipo de tecnología en 2023 (*ranking* de generación eléctrica expresada en gigavatios-hora (GWh), que refleja cuánta energía fue efectivamente producida) (Expansión, 2025).

Figura 5.

Ranking de generación eléctrica en América Latina año 2023



Fuente: Elaboración propia

Nota: información según generación año 2023 datos de Expansión (2025).

Estos resultados (ver Figura 5) revelan lo siguiente:

- Brasil lidera ampliamente, en la región, con una generación de 700,259 GWh, lo que representa casi el doble de lo generado por México, segundo país del *ranking*. Este liderazgo se explica, principalmente, por el tamaño de su economía, su población y su fuerte dependencia de la energía hidroeléctrica, que representa más de la mitad de su matriz energética.
- México ocupa el segundo lugar, con una generación de 374,619 GWh, destacándose por su matriz basada en gas natural, aunque también cuenta con participación creciente de energías renovables como la solar y la eólica.
- Argentina, con 130,332 GWh, se posiciona en tercer lugar, y aunque aún depende en buena parte de combustibles fósiles, el país ha comenzado a diversificar su matriz con fuentes renovables en los últimos años.
- Colombia, Chile y Venezuela presentan una generación similar, entre 82,000 y 90,000 GWh. Colombia y Venezuela se apoyan principalmente en

hidroeléctricas; mientras que Chile ha avanzado notablemente en generación solar, gracias al potencial del desierto de Atacama.

- Perú, Paraguay, Ecuador y otros países muestran menores niveles de generación, en línea con sus dimensiones económicas y poblacionales. Sin embargo, en algunos territorios (ver Paraguay) casi toda la electricidad se genera a partir de fuentes limpias, como la generación hidroeléctrica de la represa de Itaipú.
- En la parte baja del gráfico aparecen países centro y sudamericanos y del Caribe, como Costa Rica, Panamá, Uruguay y República Dominicana, con cifras menores, pero que en muchos casos presentan altos porcentajes de energía renovable en su mezcla energética.

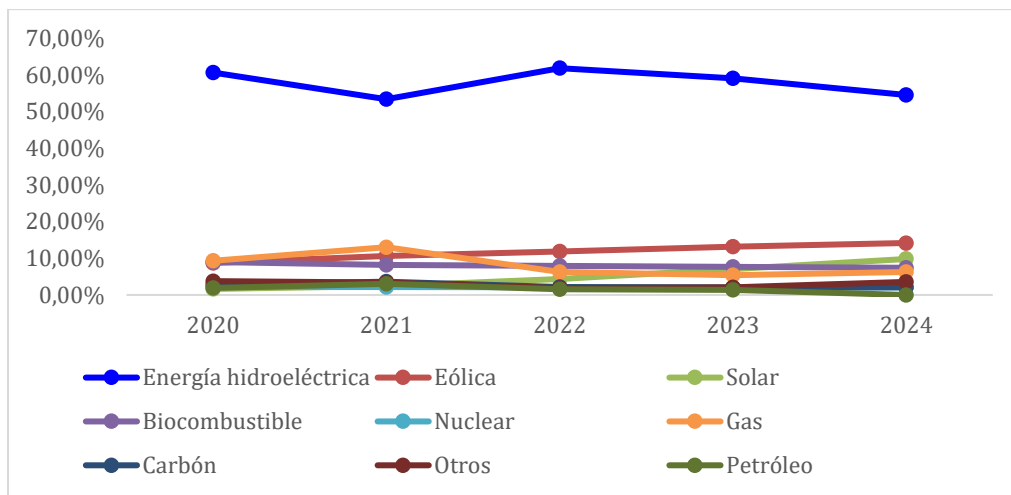
Teniendo en cuenta este escenario regional, se procedió con el análisis discrecional de la composición tecnológica en los países con mayor participación a nivel de generación eléctrica durante los últimos cinco años. Para tal fin, se seleccionaron aquellos países que superan a Colombia en volumen generado: Brasil, México y Argentina. Adicionalmente, y ante la similitud en los niveles de generación, se incluyó también a Chile.

Brasil

Como puede identificarse en la Figura 6, la matriz energética de Brasil ha estado dominada por la energía hidroeléctrica, pero su participación ha ido disminuyendo, hasta alcanzar un porcentaje del 54.5 % en 2024. La generación eólica ha sido la segunda fuente de energía del país (con una participación de cerca del 14.1 %); mientras que la energía solar fotovoltaica ocupa actualmente el tercer lugar (con una participación del 7,4 % para 2024). Los números evidencian una tendencia decreciente de la energía hidroeléctrica; en cambio, se observa un crecimiento significativo en la generación solar y eólica durante los años objeto de análisis.

Figura 6.

Matriz generación eléctrica Brasil



Fuente: Elaboración propia

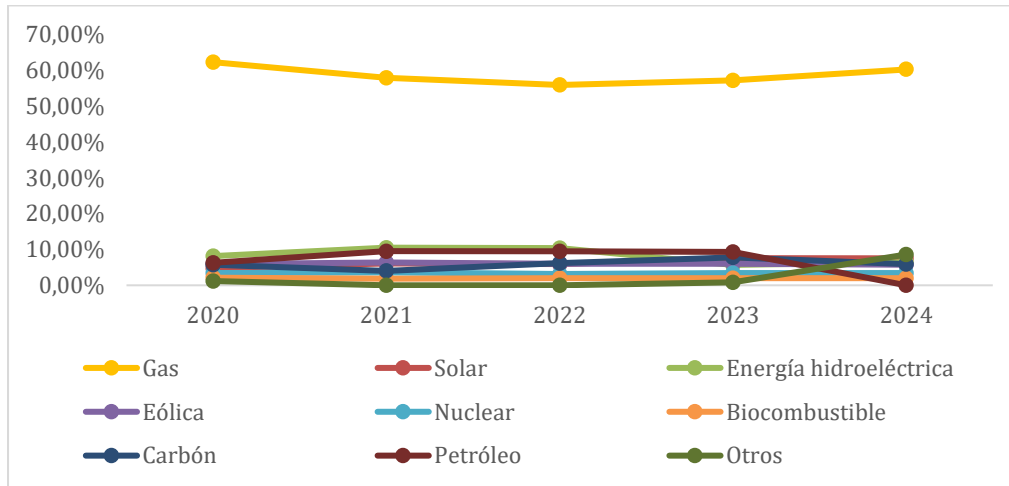
Nota: información según generación últimos 5 años (LowCarbonPower, 2025).

México

El panorama mexicano difiere significativamente del observado en Brasil, pues su matriz de generación eléctrica está dominada por fuentes no renovables. Como se muestra en la Figura 7, la principal fuente de generación es el gas natural, con una participación cercana al 60 %. Le siguen otras fuentes no renovables con un 8,6 %, y, en tercer lugar, la generación a partir de carbón, con un 7 %.

Figura 7.

Matriz generación eléctrica México



Fuente: Elaboración propia

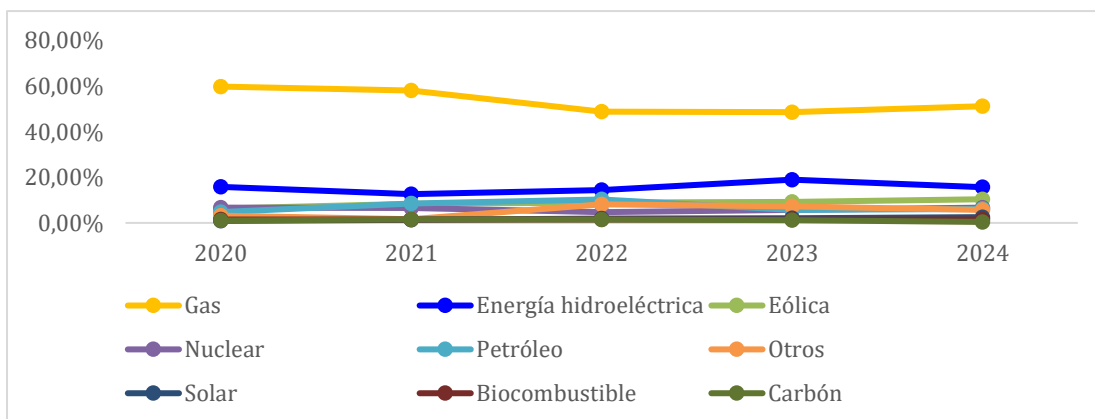
Nota: información según generación últimos 5 años (LowCarbonPower, 2025).

Argentina

De manera similar al caso de México, la matriz energética de Argentina está altamente concentrada en la generación vía gas natural (con una participación del 51,1 % en 2024). Como se muestra en la Figura 8, las fuentes de energía renovable, específicamente la hidroeléctrica y la eólica, presentan participaciones significativas (con valores similares cercanos al 15 % cada uno).

Figura 8.

Matriz generación eléctrica Argentina



Fuente: Elaboración propia

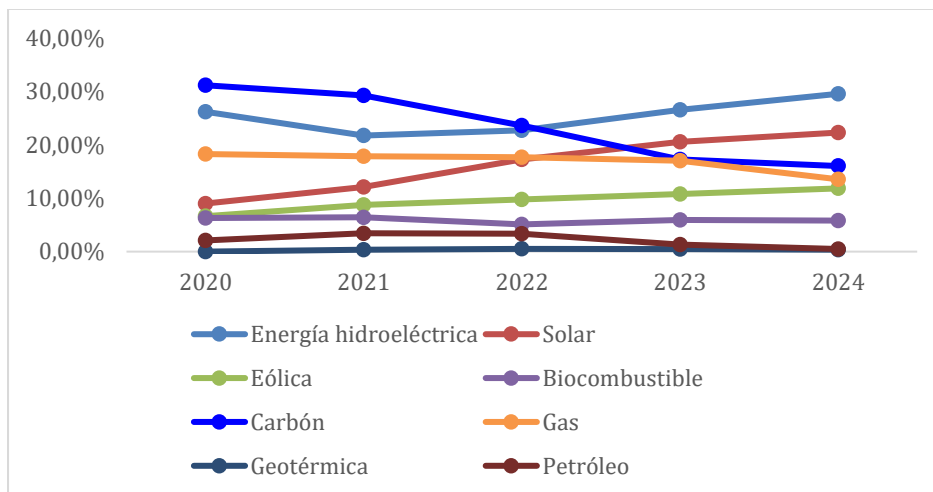
Nota: información según generación últimos 5 años (LowCarbonPower, 2025).

Chile

A diferencia de Brasil, México, Argentina y Colombia, la matriz de generación de energía eléctrica en Chile no se encuentra concentrada en una única tecnología. Según los datos presentados en la Figura 9, la energía hidroeléctrica representa el 29,6 % de la generación total, seguida por la energía solar, con una participación del 22,3 %. En tercer lugar, se encuentra la generación a base de carbón, con un 16 %; no obstante, esta fuente ha mostrado una disminución sostenida y pronunciada en su participación durante los últimos cinco años.

Figura 9.

Matriz generación eléctrica Chile



Fuente: Elaboración propia

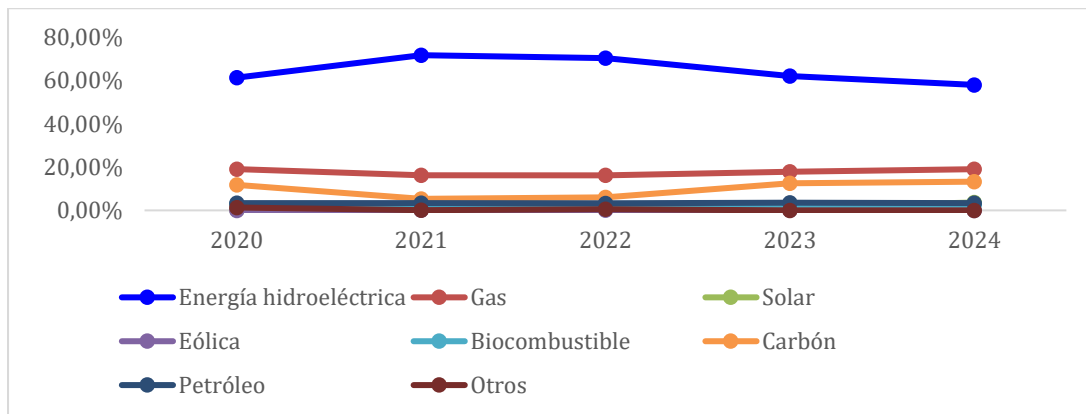
Nota: información según generación últimos 5 años (LowCarbonPower, 2025).

Colombia

En Colombia, al igual que en Brasil, la matriz energética se concentra en la energía hidroeléctrica. Como se constata en la Figura 10, más del 60 % en la generación se obtiene a partir del agua; mientras que el gas y el carbón constituyen las fuentes de respaldo energético del país (con un 19 % y un 13 % respectivamente).

Figura 10.

Matriz generación eléctrica Colombia



Fuente: Elaboración propia

Nota: información según generación últimos 5 años (LowCarbonPower, 2025).

En términos generales y, de acuerdo con las estadísticas publicadas en 2024 por la Agencia Internacional de Energía Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), las tecnologías de mayor uso en LATAM (según capacidad instalada) son la hidroeléctrica, la solar fotovoltaica, la eólica y la biomasa. A continuación (ver Tabla 1) se detalla la evolución de la capacidad instalada en Latinoamérica de estas tecnologías durante la última década (2014-2023).

Tabla 1.

Capacidad instalada de generación de energía en Latinoamérica 2014-2023

Tecnologías de Generación	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidroeléctrica renovable	297.092	305.194	325.901	333.381	343.739	353.595	354.678	355.015	358.087	359.975
Hidroeléctrica aislada	288.217	295.854	292.456	247.808	251.818	239.953	241.034	235.593	236.360	236.741
Solar fotovoltaica aislada	107.668	129.467	147.527	170.828	151.385	170.046	186.160	217.131	267.690	304.094
Eólica terrestre	13.055	19.841	25.844	31.420	38.246	41.351	48.414	59.472	67.158	79.701
Bioenergía	29.090	30.451	32.226	33.188	33.785	34.966	35.518	37.244	39.104	40.696
Biocombustibles sólidos y residuos	28.558	29.839	31.116	32.428	32.936	33.931	34.480	35.969	37.719	39.273
Solar fotovoltaica	906	1.801	3.059	7.425	11.304	17.158	26.845	42.300	69.179	98.567
Bagazo	21.364	22.991	23.663	24.346	24.743	25.535	25.939	26.209	26.770	27.224

Fuente: Elaboración propia

Este mismo informe (IRENA) entrega los datos sobre capacidad instalada de manera individual para Colombia en el mismo período de análisis (ver Tabla 2).

Tabla 2.

Capacidad instalada de generación de energía en Colombia 2014-2023

Tecnologías de generación	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidroeléctrica renovable	10.900	11.501	11.611	11.731	1.842	11.926	11.954	11.949	12.553	13.211
Solar fotovoltaica aislada	1.418	1.463	1.520	1.520	3.577	4.636	11.826	22.262	37.233	50.800
Bioenergía	215	237	257	310	320	320	329	351	353	353
Bagazo	215	237	253	306	316	316	319	336	338	338
biocombustibles sólidos y residuos renovables	215	237	253	306	316	316	319	342	343	343
Solar fotovoltaica	1	1	2	11	13	23	83	181	480	716
Eólica terrestre	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Hidroeléctrica aislada		0	0	5	5	9	9	4	4	5

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta tanto la información de referencia regional como el potencial de recursos existente en Colombia, se procede con un análisis detallado de tres (3) tecnologías de generación de energía: (1) PCH (Pequeñas centrales hidroeléctricas) que se encuentran inmersas en la categoría hidroeléctrica renovable, (2) solar fotovoltaica aislada y (3) eólica en tierra.

ETAPA 3: COMPARATIVO DE COSTOS

En el marco de la transición energética global, el análisis comparativo de los costos y el desempeño de las tecnologías renovables resulta fundamental para la toma de decisiones en materia de política energética e inversión. El informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2023) presenta una evolución detallada de los costos totales instalados, los factores de capacidad y los costos nivelados de electricidad (*LCOE*, por sus siglas en inglés) para diversas tecnologías limpias entre los años 2010 y 2023, expresados en dólares constantes de 2023 (ver Tabla 3).

De acuerdo con los datos recopilados, se registra una disminución significativa en los costos de instalación y generación para tecnologías como la solar fotovoltaica, cuyo costo total por kW se redujo en un 86 %, acompañado de una caída del 90 % en el *LCOE*. La energía eólica terrestre y la concentración solar de potencia (CSP) también presentaron mejoras notables, con reducciones superiores al 70 % en el costo nivelado. Estas transformaciones reflejan avances tecnológicos, economías de escala y condiciones de mercado más competitivas.

En contraste, algunas tecnologías como la geotérmica y la hidroeléctrica registraron incrementos en los costos de inversión (52 % y 92 % respectivamente), lo cual puede estar relacionado con mayores exigencias técnicas, ambientales o sociales en la ejecución de proyectos. Aun así, estas fuentes continúan ofreciendo altos factores de capacidad (superiores al 50 %), manteniéndose como opciones relevantes para una matriz energética diversificada y confiable.

Tabla 3.

Costo total instalado, factor de capacidad y tendencias del *LCOE* por tecnología, 2010 y 2023

Tecnología	Costo instalado			Factor de capacidad			<i>LCOE</i> (USD/kWh)		
	(2023 USD/kW)			(%)			(2023 USD/kW)		
	2010	2023	Cambio	2010	2023	Cambio	2010	2023	Cambio
Bioenergía	3 010	2 730	-9%	72	72	0%	0,084	0,072	-14%
Geotérmica	3 011	4 589	52%	87	82	-6%	0,054	0,071	31%
Hidroeléctrica	1 459	2 806	92%	44	53	20%	0,043	0,057	33%
Solar fotovoltaica	5 310	758	-86%	14	16	14%	0,46	0,044	-90%
CSP	10 453	6 589	-37%	30	55	83%	0,93	0,117	-70%
Eólica terrestre	2 272	1 160	-49%	27	36	33%	0,111	0,033	-70%
Eólica marina	5 409	2 800	-48%	38	41	8%	0,203	0,075	-63%

Fuente: International Renewable Energy Agency (2024).

CAPEX (Capital Expenditure)

Décadas de reducción continua de costos y mejora en el rendimiento de las tecnologías de generación de energía renovable (sumado a sus beneficios sociales,

de desarrollo y ambientales) han permitido que estas alternativas ganen cada vez mayor terreno frente las opciones basadas en combustibles fósiles (IRENA, 2023).

Según el informe publicado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en 2023, la energía solar ha registrado una significativa disminución en su costo total instalado, atribuida principalmente a la flexibilización de las cadenas de suministro y a la reducción de la inflación en los precios de las materias primas. Esta tecnología ha sido la que ha experimentado la reducción más acelerada de costos desde 2010, con una caída acumulada del 86 % hasta 2023. Por su parte, el mismo informe evidencia que la tecnología eólica en tierra (*onshore*) ha presenciado una reducción en su costo instalado del 36 % desde 2010, derivado de la reducción en los costos de producción y venta de las turbinas eólicas y al aumento en el factor de capacidad de estas.

En el caso de la energía hidroeléctrica se requiere un alto valor de inversión inicial (especialmente por ser intensivas en obras civiles), pero sus costos de operación y de reemplazo son poco significativos. A diferencia de la energía solar y eólica, entre 2010 y 2023, el costo total instalado promedio ponderado global de plantas hidroeléctricas aumentó en un 92 %, principalmente, debido a la construcción de proyectos más complejos en ubicaciones remotas, al incremento en los costos de obras civiles, materiales y mano de obra, así como a mayores exigencias ambientales y sociales (IEA, 2010).

Cabe mencionar que el costo de capital o inversión de capital varía de acuerdo con cada región, y está compuesto por diferentes insumos dependiendo de la tecnología a construir.

Hidroeléctrica

El CAPEX de las plantas de generación hidroeléctrica en países en desarrollo y economías emergentes (como es el caso de América Latina) implica, por lo general, la construcción de grandes obras civiles (represas, desvío de ríos, etc.) que suelen representar la mayor parte de este concepto (superior al 50,% del costo total). Este costo depende, a su vez, del costo de la mano de obra; debido a esto, la inversión

inicial de los proyectos hidroeléctricos depende en gran medida de las características del sitio y de la disponibilidad de conexiones a la red eléctrica (IEA, 2010).

Según la International Energy Agency, en el informe *Hydropower Special Market Report* del 2021, el CAPEX de las plantas de generación hidroeléctrica está compuesto así:

- Estudios preliminares y diseño: comprende el costo de elaboración de estudios geológicos, hidrológicos y topográficos, diseño conceptual, básico y detallado, y permisos ambientales y sociales.
- Obras civiles: todas las obras relacionadas con la construcción de represas o presas (cuando aplica), canales de conducción y túneles de desvío, vertederos (*spillways*), cámaras de carga y descarga, casas de máquinas, vías de acceso y obras auxiliares. En las plantas hidroeléctricas, este es el rubro de mayor peso, representando hasta el 70 % de total del costo de inversión de capital.
- Equipamiento electromecánico: turbinas hidráulicas, generadores, válvulas y compuertas, sistemas de control y automatización y los equipos auxiliares (bombas, sistemas de refrigeración, etc.).
- Infraestructura eléctrica: transformadores, subestaciones, líneas de transmisión hasta el punto de interconexión con la red.
- Costos indirectos (*Soft Costs*): comprende los costos de gestión del proyecto, supervisión técnica, costos legales y administrativos, capacitación del personal, planes de manejo de impacto ambiental y social.
- Financiamiento y contingencias: intereses financieros y seguros durante la construcción, provisión para imprevistos o sobrecostos.

Solar fotovoltaica aislada

Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2023), el CAPEX de un parque solar fotovoltaico incluye todos los costos necesarios para diseñar, construir y conectar el proyecto a la red eléctrica. Aunque este valor puede variar según la ubicación, tamaño del parque, tecnología utilizada y condiciones del sitio, sus

componentes generales son bastante estandarizados. A continuación, se presentan estos elementos constitutivos:

- Sistema solar: es el motor principal de la planta de generación solar, y está compuesto por los siguientes componentes:
 - Módulos solares (paneles): son los encargados de convertir la radiación solar en electricidad de corriente continua (DC), y representan entre el 40 % de la inversión inicial.
 - Inversores: convierten la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC). Pueden ser inversores centrales o *string*.
 - Estructuras de soporte: pueden ser fijas o con seguimiento solar (*trackers*). Su función es mantener los paneles en posición óptima para captar la radiación solar.
 - Cableado eléctrico y protecciones: incluye cableado DC/AC, cajas combinadores, protecciones contra sobrecorriente, y otros elementos eléctricos menores.
- Obras civiles y balance de planta (*BOS - Balance of System*): agrupa el movimiento de tierra y nivelación del terreno, cercado perimetral, caminos internos, bases y cimentaciones de estructuras o *trackers* y la instalación y montaje del sistema solar. En las plantas solares, este rubro no representa más del 10 % del costo de inversión inicial.
- Infraestructura eléctrica: subestación elevadora y transformadores, sistemas SCADA (control, monitoreo y adquisición de datos) y las líneas de transmisión hasta el punto de interconexión.
- Costos indirectos (*Soft Costs*): ingeniería, estudios previos y permisos ambientales y sociales, supervisión y gestión de la obra, costos legales y administrativos.
- Financieros y contingencias: costos de financiamiento durante la construcción, seguro de construcción y contingencias por imprevistos.

Eólica en tierra

Según el NREL (2024), la inversión inicial de una planta de generación eólica puede variar según el tipo de proyecto, ubicación, tipo y condiciones del terreno, capacidad instalada de la turbina a instalar, entre otras variables. Sin embargo, los principales componentes del CAPEX de una planta eólica en tierra (*onshore*) son los siguientes:

- Estudios preliminares y diseño: análisis previos para efectos de referencia y partida.
- Turbina eólica: está compuesto por el rotor, la torre y Nacelle (incluye generador, caja multiplicadora, freno y otros equipos menores). Representa alrededor del 60 % del costo de la planta de generación.
- BOS (*Balance of System* - Balance de planta): el balance de planta representa cerca del 20 % del costo de inversión inicial, y está compuesto por
 - Obras civiles: cimentaciones, vías de acceso internas y plataformas de montaje.
 - Instalación: montaje de las turbinas y el transporte de equipos.
 - Infraestructura eléctrica: cableado interno y externo, subestaciones, sistemas de conexión a la red.
- Costos indirectos (*Soft Costs*): es el costo compuesto por la inversión en ingeniería, estudios y diseños, gestión y supervisión del proyecto, trámites, licencias y permisos ambientales y sociales.
- Financiamiento y contingencias: costos financieros y seguros durante la construcción, reservas para imprevistos o sobrecostos.

Como puede observarse, existen rubros transversales en las distintas alternativas de generación exploradas, como lo son los costos de desarrollo, permisos, diseños y estudios previos al inicio de la construcción, los “Soft Costs”, los costos “BOS”, los costos de infraestructura eléctrica y los costos financieros y de contingencia. No obstante, cada alternativa presenta unas particularidades (costos únicos en maquinaria, equipos y obras civiles). Por esta razón, para elaborarse un adecuado comparativo de costos de inversión de capital inicial, se hace uso de una medida estándar mundial de USD/kW, la cual hace referencia a los dólares necesarios para

construir cada kW de energía. A continuación, se presenta una tabla de costos totales instalados, expresados en USD/KW, que contrasta 2010 versus 2023 (ver Tabla 4).

Tabla 4.

Costo total instalado expresado en USD/kW

Tecnología de Generación de energía	2010			2023		
	5th Percentil	Promedio ponderado	95th Percentil	5th Percentil	Promedio ponderado	95th Percentil
Eólica en tierra	1659	2462	3853	1083	1563	2044
Solar fotovoltaica	5411	5411	5411	526	758	1663
Hidroeléctrica	1459	1459	1459	500	2806	5000

Fuente: Elaboración propia

Nota: costos CAPEX por kW instalado variación años 2010 a 2023.

OPEX (Operting Expenditure)

Para evaluar los costos de producción de energía debe mencionarse que la métrica utilizada y aceptada a nivel internacional para tal fin es el *LCOE*. Esta medida se emplea para (a) determinar el costo de generación de electricidad, (b) estimar el impacto total debido a cambios en el diseño tecnológico y (c) comparar los costos de todos los tipos de generación (Stehly et al., 2024).

La modelación matemática del *LCOE* (Short et al., 1995) es la siguiente:

$$LCOE = \frac{(CapEx * FCR) + OpEx}{\left(\frac{AEP_{net}}{1,000}\right)}$$

Donde:

- LCOE = Costo nivelado de energía (\$/MWh)
- FCR = Tasa de cargo fijo (%)
- CAPEX = Gastos de capital (\$/kW)
- AEPnet = Producción neta anual promedio de energía (MWh/MW/año)
- OPEX = Gastos operativos (\$/kW/año)

A continuación, se describen los principales componentes de los *OPEX* para cada una de las alternativas objeto de análisis:

Hidroeléctrica

Según el World Bank (2018), los principales componentes de los *OPEX* de la energía hidroeléctrica se concentran en los siguientes rubros:

- Personal: costos de salarios del personal de operación y mantenimiento, que pueden variar dependiendo del tamaño del proyecto, grado de automatización, país, y tipo de operación. Incluye personal técnico, ingenieros, operarios, trabajadores generales, administrativos y servicios auxiliares.
- Mantenimiento rutinario: incluye trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo en equipos electromecánicos y obras civiles. Se recomienda un presupuesto anual de
 - 2.0–2.5 % del costo de inversión inicial para equipos electromecánicos.
 - 0.4–0.6 % del costo de inversión inicial para obras civiles.
- Repuestos y consumibles: *stock* de repuestos: 2.5–3.0 % del valor *FOB (Free on Board)* de los equipos. Incluye consumibles necesarios para mantenimiento y operación continua.
- Servicios contratados: servicios especializados de terceros (empresas de operación y mantenimiento [O&M] externas) para mantenimiento o soporte técnico.
- Seguro: generalmente estimado en torno al 0.5 % del *CAPEX*.
- Tasas e impuestos: puede incluir tasas de concesión, tasas por uso del agua y arrendamiento de terrenos (dependen del país).

Teniendo en cuenta los componentes del *CAPEX* se pudo encontrar que el *LCOE*, para proyectos hidroeléctricos comisionados en 2023 (USD 0.057 por kWh), disminuyó en un 7 % respecto a 2022 (IRENA, 2023). No obstante, en comparación con 2010, se observa un incremento del 33 %, puesto que en dicho año el *LCOE* era de USD 0.043 por kWh. Este aumento se atribuye principalmente a la construcción

de proyectos en ubicaciones menos favorables y al incremento de los costos de desarrollo en determinadas regiones.

En complemento, la Agencia Internacional de Energía (IEA) estima que los costos de O&M para proyectos hidroeléctricos representan aproximadamente el 2.2 % del costo de inversión en el caso de las grandes centrales, y entre el 2.2 % y el 3 % para proyectos de menor escala (con un promedio global que se aproxima al 2.5 %) (IEA, 2010). Estos valores sitúan las plantas hidroeléctricas de gran escala en un rango comparable al de la energía eólica en términos de O&M como proporción del costo de instalación, aunque siguen siendo ligeramente superiores a los observados en la energía solar fotovoltaica.

Según la UPME (s.f.), los rangos estimados del *LCOE*, para proyectos hidroeléctricos en Colombia, oscilan entre 0,035 y 0,045 USD/kWh para PCH (dependiendo de factores como la ubicación, capacidad instalada y condiciones hidrológicas) y entre 0,030 y 0,040 USD/kWh, para grandes Centrales Hidroeléctricas, ya que estas se benefician de economías de escala y mayor eficiencia operativa.

Solar o fotovoltaica

Los componentes del *OPEX* de la generación eléctrica mediante sistemas solares fotovoltaicos (PV) incluyen los siguientes elementos principales:

- **Mantenimiento preventivo y correctivo:** el mantenimiento preventivo se realiza a intervalos regulares y sus costos se ajustan según la inflación; por su parte, el mantenimiento correctivo incluye la sustitución de componentes, cuyo costo se calcula con base en la probabilidad de fallas anuales estimadas mediante datos actuariales y modelos estadísticos como Weibull o log-normal.
- **Gestión de activos:** incluye tareas administrativas, contables y de supervisión del desempeño del sistema.
- **Arrendamiento del terreno:** costos asociados al uso del terreno donde se instalan los sistemas fotovoltaicos.

- Impuestos a la propiedad: gravámenes locales o estatales aplicables al terreno o la infraestructura.
- Seguros: coberturas frente a daños por desastres naturales, robos u otras contingencias.
- Seguridad: servicios para proteger los activos físicos del sistema, como vigilancia o sistemas de monitoreo.
- Gestión de suscriptores: (específicamente para proyectos de comunidades) administración de usuarios, facturación, adquisición de nuevos suscriptores y control de bajas.

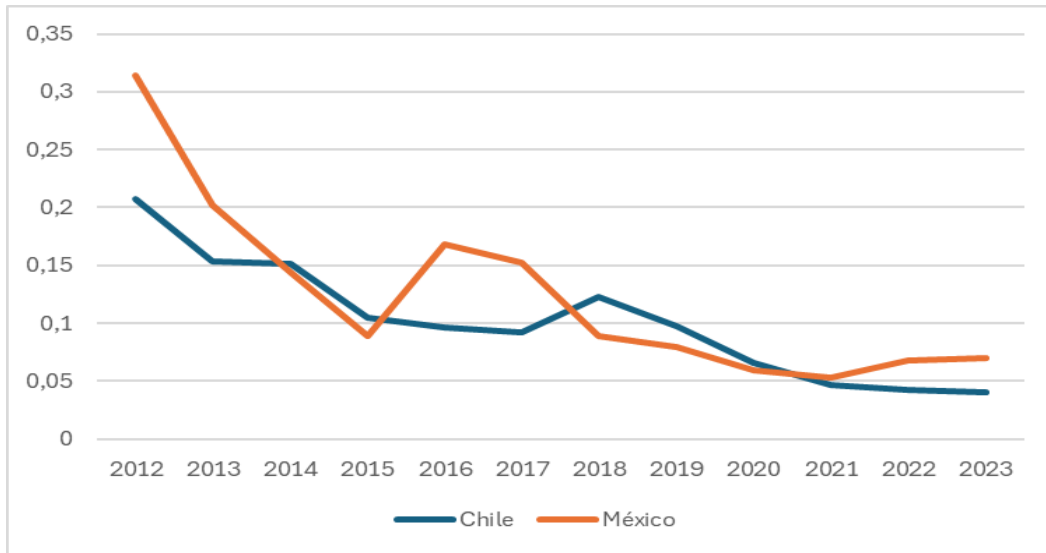
Estas categorías reflejan las prácticas recomendadas por el NREL y forman parte de un modelo detallado de costos de operación y mantenimiento desarrollado para estimar los gastos anuales de sistemas solares residenciales, comunitarios y a escala de servicios públicos (Ardani et al., 2023).

Según el reporte de costos de generación de energía renovable en 2023 de IRENA, el *LCOE* promedio ponderado a nivel mundial de las plantas fotovoltaicas a escala de servicios públicos disminuyó un 90 % entre 2010 y 2023, pasando de 0.460 USD/kWh a 0.044 USD/kWh. Esta estimación, para 2023, también representó una reducción del 12 % con respecto al año anterior (2022); mientras que la disminución entre 2021 y 2022 fue del 3 %.

Aunque el informe no incluye todos los países de América Latina, sí presenta datos detallados para Chile y México, los cuales pueden observarse en la Figura 11.

Figura 11.

LCOE promedio ponderado de proyectos solares a escala de servicios públicos por país entre 2010 y 2023



Fuente: International Renewable Energy Agency (s.f.).

Para el año 2023, el *LCOE* se ubicó en USD 0.0409/kWh en Chile y en USD 0.0695/kWh en México. Esta información muestra una significativa reducción en los costos de esta tecnología en la última década. En efecto, en el año 2013, el *LCOE* correspondiente fue de USD 0.1535/kWh para Chile y de USD 0.2026/kWh para México. Estos datos reflejan una tendencia sostenida a la baja en el costo de generación solar, en línea con los avances tecnológicos y la expansión del mercado, según las fuentes consultadas (International Renewable Energy Agency, 2024).

Eólica en tierra

Para el caso de los componentes asociados al *OPEX* de la generación de energía eléctrica de fuente eólica terrestre (*onshore*), se han encontrado las siguientes partidas:

- Mantenimiento preventivo y correctivo: incluye inspecciones periódicas, lubricación, reemplazo de componentes desgastados y reparaciones imprevistas.
- Costos de personal: salarios y formación de técnicos especializados en operación y mantenimiento.
- Arrendamiento de terrenos: pagos a propietarios por el uso del suelo donde se instalan los aerogeneradores.
- Seguros: coberturas frente a riesgos operativos y daños a equipos.
- Costos administrativos y de gestión: incluyen gastos generales, licencias y cumplimiento normativo.

El *LCOE* de un parque eólico terrestre está determinado por los costos totales de instalación, el factor de capacidad a lo largo de su vida útil, los costos de O&M, la vida económica del proyecto y el costo del capital. Al respecto de LATAM, el reporte de IRENA (2023) presenta como referencia los costos de O&M para la energía eólica terrestre en Brasil para 2023 (aproximadamente 20 USD/kWh). Además, se ha encontrado que los rubros de O&M (fijos y variables) representaron típicamente entre el 10 % y el 30 % del *LCOE* de la estructura de egresos en los proyectos.

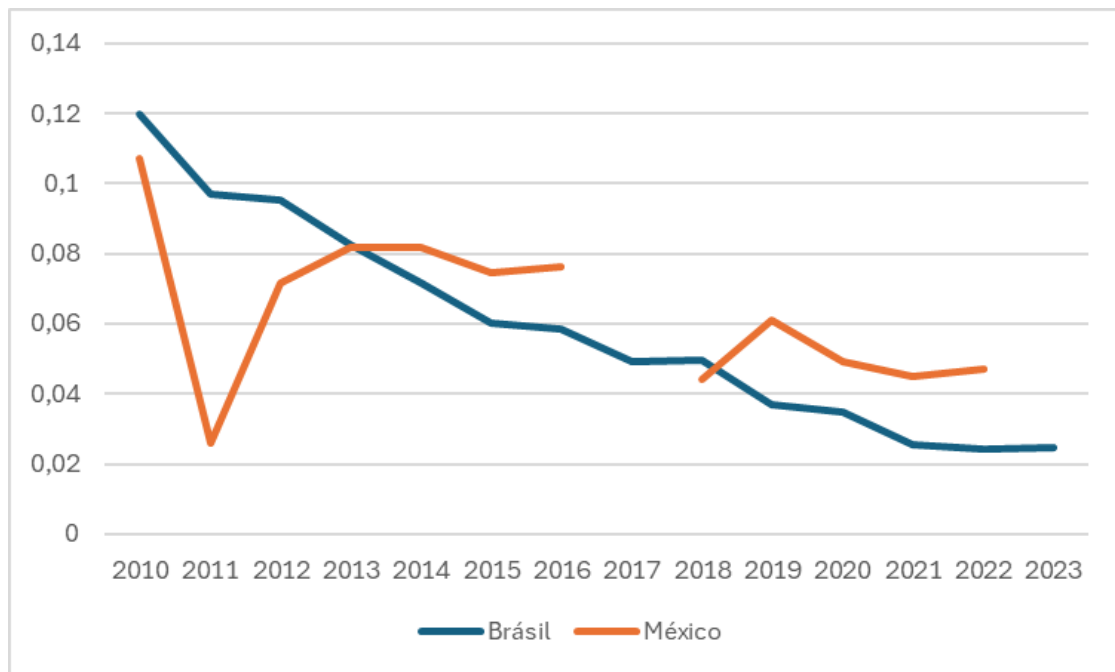
El análisis de la información consolidada revela que la reducción de los costos de O&M ha sido cada vez más importante para disminuir el *LCOE* (por encima de la caída en los precios de las turbinas). Así mismo, es importante considerar que las tecnologías digitales han permitido mejorar el análisis de datos y las inspecciones automatizadas. Esto ha ido acompañado de mejoras en la fiabilidad y durabilidad de las nuevas turbinas; mientras que el aumento en el tamaño de las turbinas ha reducido la cantidad necesaria para una determinada capacidad.

Las mejoras en las prácticas de O&M también han contribuido a la reducción de los costos de O&M. Además, cada vez más actores están ingresando al sector de servicios de O&M para la energía eólica terrestre, lo que está aumentando la competencia y reduciendo los costos, según la International Renewable Energy Agency (2024).

La mayor reducción de *LCOE*, entre 2010 y 2023, se observó en Brasil, donde cayó un 79 % (de 0.120 USD/kWh a 0.025 USD/kWh). Esta trayectoria decreciente puede observarse en la Figura 12.

Figura 12.

LCOE promedio ponderado de proyectos eólicos terrestres a escala de servicios públicos por país entre 2010 y 2023



Fuente: International Renewable Energy Agency (s.f.).

Por último, en la Tabla 5 se sintetizan los rangos estimados de *LCOE* para las fuentes de generación de energía hidroeléctrica a gran escala y en pequeñas centrales (PCH), eólica terrestre y marina, así como solar fotovoltaica. La información recoge datos provenientes tanto de entidades locales como de la UPME a través de su plataforma GeoLCOE, como de organismos internacionales, particularmente IRENA y el Banco Mundial. Esta comparación regional permite identificar las condiciones locales que inciden en la estructura de costos de generación. Es importante resaltar que los costos de generación de energía eléctrica eólica en Colombia, hasta ahora, son teóricos, teniendo en cuenta que, a la fecha, el país cuenta con dos parques eólicos en operación: Guajira I, con una capacidad instalada de 20 megavatios (MW) y WESP 01, con una capacidad de 12 MW, ambos ubicados en el departamento de La Guajira; sin embargo, es de considerar que estos proyectos están en fase de pruebas técnicas

y aún no han iniciado su operación comercial formal; así mismo, se presenta como referencia teórica por referencia de costos proyectados los valores estimados de generación eólica marina en Colombia, calculada con evaluación del potencial del país para este tipo de generación.

Tabla 5.

Resumen comparativo de LCOE y OPEX por fuente de generación en América Latina y Colombia

Fuente de energía	LCOE (USD/kWh)	País/Región	Fuente
Hidroeléctrica (PCH)	0.035 – 0.045	Colombia	GeoLCOE – UPME
Hidroeléctrica (grande)	0.030 – 0.040	Colombia	GeoLCOE – UPME
Eólica terrestre (<i>onshore</i>)	0.025 – 0.033	Brasil, América Latina	IRENA (2024)
Solar fotovoltaica	0.0409 – 0.0695	Chile, México	IRENA (2024)
Eólica marina (<i>offshore</i>)	~0.053	Colombia (proyección)	Banco Mundial (2022)
Solar (Guajira, Colombia)	0.111 – 0.281	Colombia	Estudios UNAB/UDEA

Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

Una vez finalizado este trabajo de grado, cuyo objetivo era el desarrollo de un estudio comparativo de los costos de producción de las tecnologías de generación de energía eléctrica en Colombia, es posible concluir lo siguiente:

- La actual matriz energética colombiana depende significativamente de la generación hidroeléctrica. Esta tecnología, que representa el 65,3 % de la capacidad instalada y que bajo condiciones hidrológicas normales puede abastecer a cerca del 85 % de la demanda de eléctrica del país, ofrece ventajas en términos de sostenibilidad ambiental, frente a otras alternativas de mayor impacto. Sin embargo, y dada la alta concentración existente, exhibe vulnerabilidad ante fenómenos climáticos extremos que pueden afectar la oferta disponible e incluso comprometer la seguridad energética del territorio.
- Colombia ha avanzado en la adopción de políticas que promueven la diversificación de la matriz energética mediante la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). No obstante, y pese al respaldo brindado por el actual marco regulatorio (como la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2022 y el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026), aún subsisten retos en el aseguramiento de la sostenibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional, si se consideran los desafíos climáticos y el crecimiento poblacional y económico del país. En particular, se destacan los desafíos asociados al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica, a la optimización del consumo energético y al aceleramiento de la diversificación tecnológica de la matriz de generación actual.
- El análisis regional efectuado revela que, en América Latina, la matriz energética se basa significativamente en fuentes de generación renovables. En este sentido, se recalca la participación de la energía hidroeléctrica (la tecnología más usada), así como el crecimiento sostenido de alternativas de generación fotovoltaica y eólica en algunos países como Brasil (líder regional), México y Chile. Este comportamiento, que es impulsado principalmente por el aprovechamiento de recursos naturales abundantes y la formulación de políticas orientadas a la transición energética, evidencia una orientación

regional hacia el cumplimiento de compromisos ambientales y la reducción de emisiones. Además, ofrece oportunidades de replicabilidad en otros territorios (como es el caso colombiano).

- Las tecnologías renovables han presentado reducciones significativas de costos (la solar fotovoltaica disminuyó 86 % en inversión y 90 % en *LCOE*, y la eólica terrestre redujo su *LCOE* en 70 % durante los últimos años). Sin embargo, en Colombia, el costo de generación solar se mantiene por encima del promedio regional, lo que refleja oportunidades de mejoramiento en las condiciones tecnológicas, logísticas, regulatorias y de competitividad del país. Por otro lado, los resultados muestran que el uso de tecnologías renovables, con menores costos nivelados como la solar y la eólica, representan una oportunidad estratégica para diversificar la matriz energética, reducir la dependencia de la generación hidroeléctrica y avanzar en el cumplimiento de metas ambientales y de sostenibilidad en el país.

REFERENCIAS

- Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgen). (s. f.). Acolgen - Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica. <https://acolgen.org.co/>
- Apas, A. (2008). *Tecnologías y costes de la generación eléctrica*. Academia.edu. https://www.academia.edu/15212389/TECNOLOG%C3%8DAS_Y_COSTES_DE_LA_GENERACI%C3%93N_EL%C3%89CTRICA
- Ardani, K., Margolis, R., & Fu, R. (2023). *Cost projections for utility-scale battery storage and solar photovoltaic systems*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/87303.pdf>
- Berk, J., & Demarzo, P. (2008). *Finanzas corporativas* (Edición en español trad. J. Enríquez Brito). Pearson Educación.
- Bernal Torres, C. (2010). *Metodología de investigación: Administración, economía, humanidades y ciencias sociales* (3.ª ed.). Pearson Educación.
- Block, S., Hirt, G., & Danielsen, B. (2013). *Fundamentos de administración financiera* (14.ª ed.). McGraw Hill.
- Brealey, R., Myers, S., & Allen, F. (2010). *Principios de finanzas corporativas* (9.ª ed.). McGraw Hill.
- Clavijo Cáceres, D. (2010). *El proyecto de la investigación haciendo posible la tesis de grado* (1.ª ed.). Universidad Libre Seccional Cúcuta.
- Cohen, N., & Gómez Rojas, G. (2019). *Metodología de la investigación, ¿para qué?: La producción de los datos y los diseños*. Teseo.
- Congreso de Colombia. (2009). *Ley 1437 de 2011: Por la cual se expide el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo*. Departamento Administrativo de la Función Pública. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- Creswell, J. W., & Creswell, J. D. (2017). *Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches* (5.ª ed.). SAGE Publications.
- Damodaran, A. (2012). *Investment Valuation* (3ª ed.). Wiley.
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). (2020). *Serie nacional de población por edad, sexo y área para el periodo 1950-2070 con base en el CNPV 2018*. DANE. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>

- Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2023). *Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026*. DNP. <https://www.dnp.gov.co/plan-nacional-desarrollo/pnd-2022-2026>
- Doignon, Y. (2024). *Energía*. Banco Mundial. <https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview#1>
- Enel Colombia. (2020). *¿Cuál es la diferencia entre energía renovable y no renovable?* Enel Colombia. <https://www.enel.com.co/es/historias/a202011-diferencia-energia-renovable-no-renovable.html>
- Expansión. (2025). *Generación de electricidad*. Datosmacro.com. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-generacion>
- Fernández, P. (2004). *Valoración de empresas: Cómo medir y gestionar la creación de valor* (3.ª ed.). Gestión 2000.
- García Santillán, A. (2010). *Administración financiera I*. ISSUU. https://issuu.com/victore.cardozodelgado/docs/administraci__n_financiera_i-arturo
- Gitman, L., & Zutter, C. (2012). *Principios de administración financiera* (12.ª ed.). Pearson.
- Global Energy Monitor. (2023). *Perfil energético: Colombia*. GEM. https://www.gem.wiki/Perfil_energ%C3%A9tico:_Colombia
- Graham, J., & Smart, S. (2018). *Introduction to Corporate Finance: What Companies Do* (4.ª ed.). Cengage Learning.
- Hansen, D. & Mowen, M. (2007). *Administración de Costos: Contabilidad y Control*. Editorial CENGAGE Learning.
- Hernández-Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la investigación* (6.ª ed.). McGraw Hill.
- Hernández-Sampieri, R., & Mendoza Torres, C. (2018). *Metodología de la investigación: Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta* (1.ª ed.). McGraw Hill Education.
- International Renewable Energy Agency. (s.f.). *Solar costs*. IRENA. <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Solar-costs>
- International Renewable Energy Agency. (2021). *Hydropower Special Market Report, Analysis and forecast to 2030*. IEA. <https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report>

- International Renewable Energy Agency. (2024). *Renewable Power Generation Costs in 2023*. IRENA. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- International Energy Agency (IEA). (2023). *Hydropower*. IEA. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/hydroelectricity>
- Koller, T., Geodhart, M., & Wessels, D. (2020). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies* (7.^a ed.). McKinsey Company Inc.
- León García, O. (2009). *Administración financiera: Fundamentos y aplicaciones* (4.^a ed.). Bernalibros S.A.S.
- Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Mayo 13 de 2014. DO: N. 49150.
- Ley 1844 de 2017. Por medio de la cual se aprueba el “Acuerdo de París”, adoptado el 12 de diciembre de 2015, en París, Francia. Julio 14 de 2017. DO: N. 50294.
- LowCarbonPower. (2025). *Electricidad en Brasil en 2024*. LowCarbonPower. <https://lowcarbonpower.org/es/ranking>
- Madura, J. (2015). *Administración financiera internacional* (12.^a ed.). Florida Atlantic University.
- Madura, J. (2016). *Mercados e instituciones financieras* (11.^a ed.). Florida Atlantic University.
- Martínez Abascal, E. (2012). *Finanzas para directivos* (2.^a ed.). McGraw Hill.
- McDaniel, C., & Gates, R. (2011). *Investigación de mercados* (8.^a ed.). Cengage Learning.
- Martínez, A. (2021). *Transición energética y retos del sector energético en Colombia* [Presentación]. Fedesarrollo. https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4110/Report_Abril_2021_Mart%C3%ADnez_Presentaci%C3%B3n.pdf?sequence=1
- Méndez Álvarez, C. (1999). *Metodología: Guía para elaborar diseños de investigación en ciencias económicas, contables y administrativas* (2.^a ed.). McGraw Hill.
- Ministerio de Minas y Energía. (2022). *Plan de inversión bajo el programa de integración de energías renovables para Colombia*. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/plan-de-inversi%C3%B3n-bajo-el-programa-de-integraci%C3%B3n-de-energ%C3%ADas-renovables-para-colombia/>.

- Ministerio de Minas y Energía. (2023). *Transición energética en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía. https://www.minenergia.gov.co/documents/5856/TRANSICION_ENERGETICA_COLOMBIA_BID-MINENERGIA-2403.pdf#:~:text=Subimos%209%20posiciones%20en%20el%20%C3%8Dndice%20de,34%20al%2025%2C%20en%20el%20%C3%BAltimo%20a%C3%B1o.&
- Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Hoja de ruta transición energética justa TEJ 2025*. Ministerio de Minas y Energía. https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf
- Naciones Unidas. (2023). *¿Qué es la energía renovable?* Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy>
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2023). *Panorama energético 2023*. OLADE. <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/12/PANORAMA-2023.pdf>
- Paniagua Freyle, R., Pinilla Muñoz, P., & Chajín Flórez, M. (2008). *Metodología de la investigación: Fundamentos para nivel de especialización*. Uniautónoma.
- Perdomo Moreno, A. (1993). *Administración financiera del capital de trabajo*. Ediciones Contables y Administrativas.
- Perea Sandoval, J., & Urián Tinoco, M. (2018). *Una apuesta al mejoramiento continuo y a la optimización de los resultados empresariales*. Editorial Universidad ECCI.
- Robles Román, C. (2012). *Fundamentos de administración financiera* (1.^a ed.). Red Tercer Milenio S.C.
- Romero, R., Rodríguez, M., Ramírez, S., Álvarez, L., & Gutiérrez, S. (2024). *Fundamentos teóricos de administración financiera*. EDICAP Pacífico. <https://idicap.com/omp/index.php/editorial/catalog>
- Ross, S., Westerfield, R., & Jordan, B. (2010). *Fundamentos de finanzas corporativas* (9.^a ed.). McGraw-Hill Interamericana Editores.
- Sarmiento, C. (2024). *Las claves de la fortaleza del modelo energético de Colombia*. El Heraldo. <https://www.elheraldo.co/atlantico/2024/11/03/por-que-el-modelo-energetico-del-pais-es-referente-a-nivel-internacional/>

- Stehly, T., Duffy, P., & Mulas Hernando, D. (2024). NREL. Cost of Wind Energy Review: 2024 edition. National Renewable Energy Laboratory. <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/cost-of-wind-energy-review-2024-edition>
- Short, W., Packey, D. J., & Holt, T. (1995). *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies* (NREL/TP-462-5173). National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (s.f.). *GeoLCOE – Costos nivelados de generación de electricidad*. UPME. <https://lcoev2.upme.gov.co/>
- Unidad de Planeación Minero Energético (UPME). (2018). *Primer balance de energía útil para Colombia y cuantificación de las pérdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética*. UPME. <https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/estudio-primer-balance-energia-util-para-Colombia.aspx>
- Unidad de Planeación Minero Energético (UPME). (2020). *PEN 2020 – 2050: Transformación energética para el desarrollo sostenible*. UPME. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN.aspx>.
- Van Horne, J., & Wachowicz, M. J. (2010). *Fundamentos de administración financiera* (13.^a ed.). Pearson Educación.
- Weiers, R. (1996). *Investigación de mercados* (4.^a ed.). Prentice-Hall Hispanoamericana.
- Ross, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. F. (2012). *Finanzas corporativas* (9.^a ed.). McGraw Hill.
- World Bank. (2018). *Hydroelectric power: A guide for developers and investors*. World Bank Group. <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/917841468188335073/hydroelectric-power-a-guide-for-developers-and-investors>
- XM. (2025, abril 28). *En el primer trimestre del 2025, 17 proyectos nuevos entraron para fortalecer el sistema interconectado nacional*. XM. <https://www.xm.com.co/noticias/7831-en-el-primer-trimestre-del-2025-17-proyectos-nuevos-entraron-para-fortalecer-el-sistema-interconectado>