Innovación, riesgo y oportunidad en la transición energética de Colombia: Análisis gerencial de la viabilidad de FNCER y el hidrógeno verde (2025-2027)

Autor:

Andrés Adolfo Agamez Álvarez

Corporación Universitaria Minuto de Dios

Rectoría Virtual

Programa Especialización en Gerencia de Proyectos

Noviembre de 2025

Título del trabajo de grado

“Innovación, riesgo y oportunidad en la transición energética de Colombia: Análisis gerencial de la viabilidad de FNCER y el hidrógeno verde (2025-2027)”

Autor:

Andrés Adolfo Agamez Álvarez

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Especialista en Gerencia de Proyectos

Asesor

Ivonne Tatiana Muñoz Martínez

Corporación Universitaria Minuto de Dios

Rectoría Virtual

Programa Especialización en Gerencia de Proyectos

Noviembre de 2025

Contenido

Lista de tablas 6

Lista de figuras 7

Lista de anexos 8

Resumen 9

Abstract 10

Introducción 11

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 13

1.1 Descripción del problema 13

1.1.1 Vulnerabilidad y Desafío Climático-Energético en Colombia 14

1.1.2 La Brecha de Implementación y Riesgos de los Proyectos FNCER (2025-2027) . 14

1.2 La pregunta de investigación 14

1.3 Los objetivos de investigación 15

1.3.1 Objetivo general 15

1.3.2 Objetivos específicos 15

1.4 Justificación de la investigación 16

1.4.1 Relevancia Gerencial y Aportes a la Inversión Sostenible 16

1.4.2 Beneficios Institucionales y de la Comunidad Científica 17

2. MARCO DE REFERENCIA 18

2.1. Marco de Antecedentes 18

2.1.1. Estudios de viabilidad económica de proyectos de FNCER en Latinoamérica (2020-2024) 18

2.1.2. Análisis de riesgo y retrasos en proyectos de infraestructura energética en Colombias. ... 19

2.2. Marco Teórico 21

2.2.1. La teoría de la innovación en la transición energética (Schumpeter y la destrucción creativa) nuevas oportunidades de crecimiento. 21

2.2.2. Gerencia de Proyectos y la gestión de riesgos no técnicos (sociales, regulatorios) ……..22

2.2.3. Fundamentos de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y el Hidrógeno Verde (H2V): 22

2.2.4. La Licencia Social para Operar (LSO) y su impacto en el cronograma de proyectos 24

2.3. Marco normativo 24

2.3.1. Ley 1715 de 2014 y sus modificaciones: Marco promotor de las FNCER.. 25

2.3.2. Regulación CREG y UPME sobre interconexión, subastas y operación de la red. 25

2.3.3. Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (Minminas) y las resoluciones de proyectos piloto. 26

3. METODOLOGÍA 28

3.1. Enfoque y alcance de la investigación 28

3.2. Población y muestra 28

3.2.1. Definición de la población 28

3.2.2. Cálculo y selección de la muestra 29

3.3. Instrumento(s) 29

3.3.1. Instrumento 1: Revisión Documental y Bases de Datos (Fase Cuantitativa) 29

3.3.2. Instrumento 1: Guion de Entrevista Semiestructurada (Fase Cualitativa) 30

3.4. Descripción de procedimientos 30

3.4.1. Procedimiento de Recolección de Datos 30

3.5. Análisis de información 31

3.5.1. Análisis Cuantitativo 31

3.5.2. Análisis Cualitativo y Codificación Temática 31

3.6. Consideraciones éticas 31

3.6.1. Análisis de consideraciones éticas 31

4. HIPÓTESIS 33

4.1. Las variables 33

4.1.1. Variable(s) independiente(s) 33

4.1.2. Variable(s) dependiente(s) 33

4.2. Planteamiento de hipótesis 33

5. RESULTADOS 34

5.1. Impacto de las innovaciones en la mitigación de riesgos y la viabilidad gerencial de los proyectos de FNCER y H2V en Colombia (2025-2027) 43

5.1.1. Capacidad instalada y niveles de inversión en FNCER y H2V (2020-2024) frente a las metas 2025-2027 44

5.1.2. Innovaciones regulatorias y sociales para la mitigación de riesgos en proyectos de energías renovables 44

6. DISCUSIÓN 46

7. CONCLUSIONES 48

8. RECOMENDACIONES 50

Referencias 52

ANEXOS 56

Lista de tablas

Tabla 1. Capacidad instalada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en Colombia, 2020–2024 34
Tabla 2. Análisis de Riesgo de Proyectos (MW en Riesgo) 38
Tabla 3. Frecuencia de Temas Críticos por Actor 42

Lista de Ilustraciones

Ilustración 1. Crecimiento de la capacidad instalada FNCER en Colombia (2020–2024)..... 36

Ilustración 2. Brecha de Implementación vs. Metas UPME (2024–2027) 37

Lista de anexos

Anexo 1. Matriz de Codificación Temática (La evidencia de procesamiento)..... 40

Resumen

Este proyecto de investigación, desarrollado bajo un enfoque gerencial, analiza las innovaciones tecnológicas y estratégicas que determinan la viabilidad de la inversión en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y la incipiente cadena de valor del Hidrógeno Verde (H2V) en Colombia, con un horizonte de proyección entre 2025 y 2027. A través de un enfoque metodológico mixto secuencial, la investigación primero caracteriza el estado actual de la capacidad instalada y la inversión (datos de UPME, DANE), y luego profundiza en los desafíos críticos de la transición: el riesgo regulatorio, los cuellos de botella en la interconexión a la red y la gestión de la licencia social. Los resultados buscan contrastar las metas oficiales (superar los 4.000 MW en FNCER) con la realidad de la implementación, proponiendo un marco de gestión de riesgos e innovaciones que permita a los Project Managers acelerar la materialización de los proyectos de capital, asegurando la seguridad energética y la sostenibilidad ambiental del país en el mediano plazo.

Palabras clave: Gerencia de Proyectos, Transición Energética, FNCER, Hidrógeno Verde, Viabilidad de Inversión.

Abstract

This research project, developed under a managerial approach, analyzes the technological and strategic innovations that determine the investment viability of Non-Conventional Renewable Energy Sources (NCRES) and the nascent Green Hydrogen (H2V) value chain in Colombia, with a projection horizon between 2025 and 2027. Using a sequential mixed-methods approach, the research first characterizes the current state of installed capacity and investment (data from UPME, DANE), and then delves, through semi-structured interviews with regulators and implementers, into the critical challenges of the transition: regulatory risk, network interconnection bottlenecks, and social license management. The results aim to contrast official goals (exceeding 4,000 MW in NCRES) with the reality of implementation, proposing a risk management and innovation framework that enables Project Managers to accelerate the materialization of capital projects, ensuring the country's energy security and environmental sustainability in the medium term.

Keywords: Project Management, Energy Transition, NCRES, Green Hydrogen, Investment Viability

Introducción

La transición energética se ha consolidado como uno de los principales desafíos y oportunidades para los países en desarrollo, especialmente en América Latina. En este contexto, Colombia ha asumido compromisos internacionales ambiciosos, tales como la reducción del 51% de sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el año 2030, en línea con los compromisos del Acuerdo de París. Este escenario plantea la necesidad de transformar de manera acelerada la matriz energética nacional, tradicionalmente dependiente de la generación hídrica, hacia un modelo diversificado que incorpore de manera significativa Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como la solar y la eólica, y tecnologías emergentes como el Hidrógeno Verde (H2V).

El "salto energético" que vive el país enfrenta oportunidades de innovación tecnológica y financiera, pero también riesgos regulatorios, sociales y logísticos que condicionan la materialización de los proyectos. En los últimos años, se han registrado avances en términos de capacidad instalada en energías renovables, superando los 2.700 MW en 2024 (UPME, 2024). Sin embargo, estos avances contrastan con los retrasos de varios proyectos adjudicados en las subastas de energía entre 2020 y 2023, debido a dificultades en la interconexión a la red y a conflictos socio-territoriales en regiones como La Guajira.

La investigación que aquí se presenta se centra en analizar la viabilidad gerencial de los proyectos de FNCER y del Hidrógeno Verde en Colombia durante el periodo 2025-2027, desde una perspectiva que articula la innovación, la gestión del riesgo y las oportunidades estratégicas de inversión. El estudio combina un enfoque cuantitativo y cualitativo: por un lado, caracterizando el estado actual de la capacidad instalada y la inversión en el sector; y por otro, indagando a actores clave sobre los riesgos no técnicos y las innovaciones aplicadas para superarlos.Este análisis permitirá generar insumos prácticos para gerentes de proyectos, inversionistas y entidades reguladoras, en un momento crítico de la transición energética colombiana. Los hallazgos no solo contribuirán a la literatura sobre gerencia de proyectos y sostenibilidad, sino que también buscan

proponer estrategias que fortalezcan la seguridad energética, aceleren el cumplimiento de las metas de descarbonización y garanticen una transición energética justa e inclusiva.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del problema

Colombia, a nivel internacional, se ha comprometido con metas ambiciosas como la reducción del 51% de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para 2030, en línea con el Acuerdo de París. A nivel nacional, la matriz energética tradicionalmente hidríca y vulnerable a fenómenos climáticos como El Niño (cuyo riesgo se evidencia en alertas de racionamiento recientes) ha obligado al gobierno y al sector privado a acelerar el "Salto Energético" hacia las FNCER (eólica, solar), pasando de una capacidad instalada marginal a superar los 2.700 MW a inicios de 2024. El reto de la Gerencia de Proyectos en este contexto es doble: la implementación acelerada de megaproyectos y la incursión en tecnologías de frontera como el Hidrógeno Verde (H2V), que, según el Ministerio de Minas y Energía (2023), requiere inversiones de miles de millones de dólares para ser viable a escala comercial a partir de 2025.Sin embargo, esta ambición se ha topado con una brecha de implementación. A pesar de las exitosas subastas de energía, un número significativo de proyectos asignados entre 2020 y 2023 se encuentran en riesgo de incumplimiento o retraso. Las principales causas del problema, en el marco de la Gerencia de Proyectos, son de naturaleza no solo técnica sino también estratégica: Riesgo Regulatorio y de Interconexión: La infraestructura de transmisión (líneas y subestaciones) no ha avanzado al ritmo de la generación, generando cuellos de botella críticos gestionados por la UPME y XM, amenazando la conexión de la capacidad ya contratada.

Riesgo Socio-Territorial (Licencia Social): Los proyectos eólicos en zonas estratégicas como La Guajira han enfrentado intensos bloqueos y conflictos con comunidades étnicas, paralizando la ejecución y aumentando drásticamente los costos (costos de oportunidad y sobrecostos por demoras).

Incertidumbre en Tecnologías Emergentes: La hoja de ruta del H2V requiere innovaciones financieras y logísticas que aún no están totalmente probadas o escaladas, generando alta incertidumbre para las grandes inversiones proyectadas para 2025-2027. Las consecuencias de no

abordar estos problemas con innovaciones gerenciales y estratégicas son la pérdida de la seguridad energética, el incumplimiento de las metas NDC y la desconfianza de los inversionistas.

1.1.1 Vulnerabilidad y Desafío Climático-Energético en Colombia

El sistema energético colombiano muestra una alta vulnerabilidad ante la variabilidad climática, una situación que se agrava con la concentración de la generación en fuentes hídricas. Este apartado contextualiza la necesidad de innovar a la luz de los objetivos de resiliencia y diversificación de la matriz.

1.1.2 La Brecha de Implementación y Riesgos de los Proyectos FNCER (2025-2027)

Se detalla el desfase entre la capacidad instalada prometida en las subastas de energía y la capacidad efectivamente conectada. Se citan datos de la UPME y XM para cuantificar el problema de la interconexión y los retrasos. Se identifica la necesidad gerencial de mitigar los riesgos regulatorios y socio-territoriales para asegurar el éxito del H2V y las FNCER en el horizonte de proyección.

1.2 La pregunta de investigación

¿Cómo las innovaciones tecnológicas, regulatorias y sociales impactan la gestión de riesgos y la viabilidad gerencial de los proyectos de FNCER y de Hidrógeno Verde, asegurando la materialización de las proyecciones de inversión en Colombia durante el periodo 2025-2027?

1.3 Los objetivos de investigación

1.3.1 Objetivo general

Evaluar el impacto de las innovaciones en la mitigación de los riesgos clave (regulatorio, socio-territorial y tecnológico) para determinar la viabilidad gerencial de los proyectos de FNCER y de Hidrógeno Verde en Colombia, proyectando su desarrollo entre 2025 y 2027.

1.3.2 Objetivos específicos

Caracterizar la capacidad instalada y los niveles de inversión en proyectos de FNCER y H2V en Colombia entre 2020 y 2024, mediante el análisis de datos secundarios, para contrastarlos con las metas de la UPME para el horizonte 2025-2027.

Identificar y analizar las innovaciones regulatorias (subastas, interconexión) y sociales (esquemas de participación comunitaria) implementadas para gestionar los riesgos de atraso y los conflictos socio-territoriales en proyectos de energías renovables en regiones clave (La Guajira, Caribe).

Determinar los factores gerenciales (financieros, logísticos y tecnológicos) percibidos por los actores clave del sector como críticos para la escalabilidad y viabilidad comercial del Hidrógeno Verde en Colombia a partir de 2025.

1.4 Justificación de la investigación

1.4.1 Relevancia Gerencial y Aportes a la Inversión Sostenible

La presente investigación se justifica en la necesidad de comprender cómo las innovaciones tecnológicas, regulatorias y sociales pueden fortalecer la gestión de riesgos en los proyectos de transición energética en Colombia, particularmente aquellos relacionados con las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y el Hidrógeno Verde (H_2V). La Gerencia de Proyectos, en este contexto, enfrenta desafíos sin precedentes derivados de la complejidad técnica, la incertidumbre regulatoria y los conflictos socio-territoriales que caracterizan la ejecución de megaproyectos energéticos en el país.

Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2024), más del 40 % de los proyectos adjudicados en subastas de energía renovable presentan retrasos o riesgos de incumplimiento, principalmente por demoras en los permisos ambientales y cuellos de botella en la interconexión a la red. A esto se suman las tensiones sociales en territorios estratégicos como La Guajira, donde la falta de una gestión efectiva de la Licencia Social para Operar (LSO) ha generado paralizaciones prolongadas (Rodríguez & Flórez, 2022). Estos hechos reflejan que la viabilidad de los proyectos energéticos depende tanto de la innovación técnica como de la capacidad gerencial para anticipar, mitigar y gestionar riesgos no técnicos.

Desde una perspectiva gerencial, la investigación aporta al fortalecimiento de la toma de decisiones en proyectos de capital, al ofrecer una visión integral de cómo las innovaciones estratégicas pueden reducir los sobrecostos y mejorar la sostenibilidad financiera. Autores como Kattel y Mazzucato (2020) y Hernández y Mendoza (2018) sostienen que los entornos de innovación requieren estructuras de gestión adaptativas, capaces de responder a los riesgos emergentes mediante mecanismos de gobernanza flexibles. Por ello, esta investigación busca articular la teoría de la innovación con los principios del Project Management Institute (PMI, 2021), promoviendo modelos de gestión aplicables a la transición energética colombiana.

El estudio también tiene un valor académico y social. En el plano institucional, fortalece la línea de investigación en Gerencia de Proyectos de la Corporación Universitaria Minuto de Dios, al integrar metodologías mixtas para el análisis de un sector prioritario para el desarrollo nacional. En el ámbito social, contribuye a la discusión sobre una Transición Energética Justa, al identificar estrategias que fomenten la participación comunitaria y la distribución equitativa de los beneficios (Ministerio de Ambiente, 2024).

En suma, esta investigación es pertinente porque responde a una necesidad real del país: acelerar la transición energética de forma sostenible, eficiente y socialmente aceptada, garantizando que las inversiones proyectadas entre 2025 y 2027 se materialicen en resultados concretos. Al analizar los factores de innovación y riesgo desde un enfoque gerencial, este estudio contribuye con evidencia práctica para mejorar la planificación, ejecución y control de proyectos de FNCER y de H_2V en Colombia.

1.4.2 Beneficios Institucionales y de la Comunidad Científica

El desarrollo de esta investigación beneficia a la Especialización en Gerencia de Proyectos de UNIMINUTO Virtual al generar conocimiento aplicado en un sector clave de la economía nacional. El proyecto se alinea con la necesidad académica de integrar la gestión de riesgos (PMBOK) con los desafíos de la sostenibilidad y el cambio tecnológico. La comunidad científica gana una base empírica sólida, con un enfoque mixto, que contrasta las políticas públicas con la realidad de la implementación, enriqueciendo la literatura sobre project management en economías en transición.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1.Marco de Antecedentes

2.1.1. Estudios de viabilidad económica de proyectos de FNCER en Latinoamérica (2020-2024)

En la última década, América Latina ha experimentado un crecimiento acelerado en la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), principalmente en energía solar y eólica. Este proceso ha estado impulsado tanto por la necesidad de diversificar las matrices energéticas como por el atractivo económico derivado de la reducción de costos tecnológicos. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, 2023), entre 2015 y 2022, el costo nivelado de la electricidad (LCOE) para la energía solar fotovoltaica en la región disminuyó un 80%, mientras que la energía eólica terrestre se redujo en más de un 50%.

Países como Chile, Brasil y México se han posicionado como líderes regionales en la atracción de inversiones hacia energías renovables. En Chile, la transición energética se ha basado en un modelo de subastas competitivas que ha permitido asegurar precios de generación cada vez más bajos, consolidando una capacidad instalada superior a 13.000 MW en renovables a 2023 (Comisión Nacional de Energía, 2023). Brasil, por su parte, se ha convertido en el mayor mercado de energía eólica en Latinoamérica, con más de 25 GW de capacidad instalada, mientras que México, a pesar de ciertos retrocesos regulatorios recientes, continúa siendo un actor relevante con una participación creciente de la generación solar (IEA, 2022).

Los estudios de viabilidad económica en la región coinciden en que la transición energética depende no solo de la reducción de costos tecnológicos, sino también de factores financieros y regulatorios. De acuerdo con Carvallo et al. (2022), la bancabilidad de los proyectos está estrechamente relacionada con la estabilidad de los marcos normativos y la predictibilidad en los

esquemas de remuneración. Esto es particularmente crítico para tecnologías emergentes como el Hidrógeno Verde, que requieren altos niveles de inversión inicial y largos periodos de maduración.

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2024) proyecta que el país podría alcanzar más de 4.000 MW en capacidad renovable no convencional para 2027. Sin embargo, la experiencia latinoamericana muestra que la viabilidad económica no puede evaluarse únicamente desde la perspectiva de los costos de generación, sino también considerando los riesgos de interconexión, financiamiento y aceptación social. Por ello, el análisis comparativo regional se convierte en un referente clave para comprender las oportunidades y limitaciones que enfrenta Colombia en su “salto energético”.

2.1.2. Análisis de riesgo y retrasos en proyectos de infraestructura energética en Colombia

El caso colombiano presenta particularidades en cuanto a la implementación de proyectos de FNCER. Si bien los costos de inversión han disminuido de manera significativa y el país cuenta con un potencial técnico sobresaliente —especialmente en energía solar en el Caribe y en energía eólica en La Guajira—, los riesgos asociados a la gestión de proyectos han generado retrasos importantes en la materialización de las metas oficiales.

Entre 2020 y 2023, Colombia adjudicó más de 2.800 MW en proyectos de energías renovables a través de subastas de largo plazo (MinMinas, 2023). No obstante, informes de XM (2024) y de la Contraloría General de la República (2023) advierten que más del 40% de los proyectos asignados presentan retrasos significativos, principalmente debido a dos factores:

Cuellos de botella en la infraestructura de transmisión: las líneas y subestaciones no se han construido con la misma velocidad que los proyectos de generación, lo que limita la posibilidad de conexión al Sistema Interconectado Nacional.

Conflictos socio-territoriales: proyectos estratégicos como los parques eólicos en La Guajira han enfrentado bloqueos de comunidades indígenas, demandas por consultas previas incompletas y tensiones sociales que han paralizado obras por meses (Rodríguez & Flórez, 2022).

Además de estos riesgos, la hoja de ruta del Hidrógeno Verde enfrenta incertidumbre en términos de escalabilidad. De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2022), la implementación de proyectos piloto en Colombia depende de la disponibilidad de incentivos fiscales, el acceso a financiamiento internacional y la construcción de infraestructura logística para exportación. Estas condiciones aún se encuentran en etapas iniciales, lo que aumenta la percepción de riesgo para inversionistas nacionales y extranjeros.

Los retrasos en la ejecución de proyectos de infraestructura energética no solo afectan las metas de expansión de la capacidad instalada, sino que también ponen en riesgo el cumplimiento de los compromisos internacionales del país en materia de reducción de emisiones. Además, generan sobrecostos financieros y técnicos para los desarrolladores, disminuyendo la competitividad del sector y afectando la confianza de los actores privados.

En consecuencia, el análisis de los antecedentes evidencia que los riesgos en Colombia no son de carácter tecnológico, sino fundamentalmente regulatorios, sociales y de infraestructura. Estos factores condicionan la viabilidad gerencial de los proyectos y subrayan la necesidad de innovaciones en la gestión de riesgos como condición indispensable para consolidar la transición energética en el periodo 2025-2027.

2.2. Marco Teórico

2.2.1. La teoría de la innovación en la transición energética (Schumpeter y la destrucción creativa)

La transición energética en Colombia y en el mundo puede ser interpretada a la luz de la teoría de la innovación de Joseph Schumpeter, particularmente del concepto de "destrucción creativa". Según Schumpeter (1934/2008), el desarrollo económico se impulsa mediante ciclos de innovación que transforman radicalmente los sectores productivos, desplazando tecnologías obsoletas y creando nuevas oportunidades de crecimiento.

En el ámbito energético, la sustitución progresiva de las fuentes fósiles por Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y tecnologías emergentes como el Hidrógeno Verde (H2V) constituye un proceso de destrucción creativa. No se trata únicamente de un cambio tecnológico, sino también institucional, económico y social, donde nuevas formas de producción y consumo energético reemplazan a estructuras previamente dominantes (Aghion et al., 2021).

Estudios recientes destacan que la innovación en la transición energética no depende exclusivamente del avance tecnológico, sino de la capacidad de articular marcos regulatorios, mecanismos financieros y aceptación social que permitan la escalabilidad de las nuevas tecnologías (Kattel & Mazzucato, 2020). En este sentido, la transición energética en Colombia enfrenta un doble reto: superar la dependencia histórica de fuentes hídricas y fósiles, y, al mismo tiempo, incorporar innovaciones que aseguren la viabilidad económica y social de los proyectos.

2.2.2. Gerencia de Proyectos y la gestión de riesgos no técnicos (sociales, regulatorios)

La gerencia de proyectos aplicada al sector energético debe considerar que los riesgos que afectan la materialización de las inversiones no se limitan a factores técnicos o financieros. En países como Colombia, los riesgos no técnicos —principalmente regulatorios, sociales y territoriales— han demostrado ser determinantes para explicar los retrasos y sobrecostos en los proyectos de FNCER (Contraloría General de la República, 2023).

El Project Management Institute (PMI, 2021), en la guía PMBOK 7ª edición, resalta que la gestión de riesgos debe integrar la identificación, análisis y mitigación tanto de factores internos como externos al proyecto. Esto implica considerar el entorno regulatorio, la aceptación de las comunidades y las políticas públicas como variables críticas para el éxito de los proyectos de infraestructura energética.

En el caso colombiano, múltiples estudios (Gómez & Peña, 2021; Rodríguez & Flórez, 2022) han señalado que la falta de consulta previa adecuada y los retrasos en la expedición de licencias ambientales y permisos de interconexión constituyen cuellos de botella que limitan el avance de los proyectos. Estos riesgos, al no ser gestionados de manera temprana, terminan generando parálisis de obras, litigios y pérdida de confianza inversionista.

La gerencia de proyectos, en este contexto, se convierte en una disciplina clave para integrar la gestión de stakeholders y la gestión de riesgos no técnicos en el ciclo de vida de los proyectos de FNCER y H2V. Esto implica diseñar planes de relacionamiento con comunidades, establecer mecanismos de participación ciudadana y anticipar escenarios regulatorios que puedan afectar el cronograma y la rentabilidad de los proyectos.

2.2.3. Fundamentos de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y el Hidrógeno Verde (H2V):

Las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como la solar, eólica, biomasa y geotermia representan alternativas clave para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de fuentes fósiles e hídricas. En Colombia, estas fuentes han pasado de ser marginales a convertirse en una prioridad estratégica, en el marco de la Ley 1715 de 2014 y las metas establecidas en el Plan Energético Nacional (UPME, 2024).

La energía solar fotovoltaica se posiciona como una de las más relevantes por el alto nivel de irradiación en regiones como la Costa Caribe, mientras que la energía eólica presenta un potencial excepcional en La Guajira, con velocidades de viento que duplican el promedio mundial (IRENA, 2023). Estas condiciones naturales otorgan al país una ventaja comparativa significativa para el despliegue de proyectos a gran escala.

Por otra parte, el Hidrógeno Verde (H2V) surge como una tecnología emergente en el escenario energético global. Se produce a partir de electrólisis del agua utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables, lo que lo convierte en un vector energético sin emisiones de carbono en su producción (IEA, 2022). El H2V es especialmente atractivo por su versatilidad: puede emplearse en transporte pesado, almacenamiento energético a largo plazo, procesos industriales y exportación hacia mercados internacionales con alta demanda de descarbonización.

En Colombia, el Ministerio de Minas y Energía presentó en 2021 la Hoja de Ruta del Hidrógeno, actualizada en 2023, con el objetivo de posicionar al país como un exportador regional de H2V hacia 2030. Sin embargo, su implementación enfrenta barreras tecnológicas y financieras, como el alto costo de los electrolizadores, la falta de infraestructura logística y la necesidad de esquemas de financiamiento internacional (BID, 2022).

En consecuencia, los fundamentos de las FNCER y del H2V deben analizarse no solo desde su potencial técnico, sino también desde su articulación con políticas públicas, financiamiento e innovación gerencial que aseguren su viabilidad en el horizonte 2025-2027.

2.2.4. La Licencia Social para Operar (LSO) y su impacto en el cronograma de proyectos

El concepto de Licencia Social para Operar (LSO) se refiere a la aceptación y legitimidad otorgada por las comunidades y actores sociales a los proyectos de inversión, más allá de las autorizaciones legales o contractuales. En el sector energético, la LSO se ha convertido en un factor determinante para el éxito o fracaso de los proyectos, especialmente en territorios con alta sensibilidad social o presencia de comunidades étnicas (Hall et al., 2015; Sánchez, 2021).

En Colombia, la ausencia de una gestión efectiva de la LSO ha derivado en retrasos significativos en proyectos de infraestructura energética. Los parques eólicos en La Guajira, por ejemplo, han enfrentado paralizaciones por la falta de acuerdos previos con comunidades wayuu, lo que ha impactado negativamente los cronogramas de construcción y aumentado los costos (Rodríguez & Flórez, 2022).

La LSO se construye a partir de procesos de participación, transparencia y generación de beneficios compartidos. Según Prno y Slocombe (2021), no basta con cumplir con los requisitos legales de consulta previa; es necesario establecer relaciones de confianza sostenibles en el tiempo, con mecanismos de diálogo continuo y compromisos verificables.Desde la perspectiva de la gerencia de proyectos, la LSO debe integrarse como un componente estratégico del plan de gestión de stakeholders, dado que su ausencia o fragilidad puede traducirse en retrasos de meses o incluso años. Esto implica que los Project Managers deben anticipar posibles conflictos, destinar recursos específicos para la gestión social y establecer indicadores de seguimiento de la aceptación comunitaria.

2.3. Marco normativo

2.3.1. Ley 1715 de 2014 y sus modificaciones: Marco promotor de las FNCER.

La Ley 1715 de 2014 constituye la piedra angular del marco regulatorio para la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en Colombia. Esta norma estableció los lineamientos para integrar las energías renovables al sistema energético nacional, promoviendo su desarrollo a través de incentivos tributarios, mecanismos de investigación y regulación de proyectos de autogeneración y eficiencia energética (Congreso de la República de Colombia, 2014).

En 2021, mediante la Ley 2099 se fortaleció este marco, ampliando los beneficios fiscales, facilitando el acceso a líneas de financiamiento y creando incentivos específicos para el desarrollo del hidrógeno verde y el almacenamiento energético. Esta modificación reconoció al hidrógeno como una fuente de energía renovable y lo incluyó en la planeación oficial del sector (MinMinas, 2021).

El marco legal se complementa con resoluciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), las cuales han definido procedimientos de conexión a la red y criterios para la asignación de proyectos en subastas de energía. De esta manera, la Ley 1715 y sus modificaciones han permitido crear un ecosistema regulatorio que fomenta la transición energética en Colombia, aunque persisten retos en la materialización de proyectos debido a cuellos de botella en la interconexión y en la gestión de la licencia social.

2.3.2. Regulación CREG y UPME sobre interconexión, subastas y operación de la red.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) desempeñan un papel fundamental en la transición energética colombiana. La UPME, como entidad de planeación del sector, es responsable de definir los planes de expansión del sistema eléctrico y de diseñar los mecanismos de subastas de largo plazo para la adjudicación de proyectos renovables. A través de estas subastas, entre 2019 y 2023 se han adjudicado más de 2.800 MW en proyectos de generación solar y eólica (UPME, 2024).

Por su parte, la CREG ha emitido resoluciones que regulan los aspectos técnicos y económicos de la interconexión de proyectos renovables al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Entre las más relevantes se encuentran las Resoluciones CREG 075 de 2021 y 101 de 2022, que establecen los procedimientos para la conexión de proyectos de generación renovable, así como los criterios de priorización en caso de congestión en la red (CREG, 2022).

A pesar de estos avances regulatorios, los informes recientes de XM (2024) muestran que los retrasos en la construcción de infraestructura de transmisión han generado una brecha significativa entre los proyectos adjudicados y los efectivamente conectados. Este desfase refleja la necesidad de fortalecer la coordinación entre entidades reguladoras, operadores de red y desarrolladores de proyectos para garantizar la ejecución oportuna de las inversiones en FNCER y tecnologías emergentes como el hidrógeno verde.

2.3.3. Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (Minminas) y las resoluciones de proyectos piloto.

En 2021, el Ministerio de Minas y Energía lanzó la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, un documento estratégico que define los lineamientos para desarrollar el hidrógeno como vector energético clave en la descarbonización del país. La hoja de ruta establece metas de corto, mediano y largo plazo, incluyendo el desarrollo de proyectos piloto entre 2023 y 2025, y la creación de

condiciones para posicionar al país como exportador de hidrógeno verde hacia 2030 (MinMinas, 2023).

Este marco se reforzó con la expedición de la Resolución 40281 de 2022, que reguló la implementación de proyectos piloto de hidrógeno y estableció incentivos para su financiación y escalamiento. Además, el documento reconoce la importancia de articular esfuerzos con organismos multilaterales, como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), para acceder a recursos que permitan cubrir los altos costos iniciales de esta tecnología (BID, 2022).

El marco normativo del hidrógeno en Colombia refleja una estrategia de innovación regulatoria orientada a diversificar la matriz energética y a insertar al país en la cadena global de valor del H2V. Sin embargo, el éxito de esta hoja de ruta depende de la consolidación de proyectos piloto, de la disponibilidad de infraestructura de transporte y almacenamiento, y de la creación de esquemas de mercado que generen confianza para inversionistas nacionales y extranjeros.

3. METODOLOGÍA

3.1.Enfoque y alcance de la investigación

La investigación adoptó un enfoque mixto, de diseño secuencial exploratorio-descriptivo (cuantitativo y cualitativo). Esta elección metodológica fue fundamental para obtener una comprensión integral del fenómeno (Hernández, Fernández y Baptista, 2016). La fase cuantitativa, de alcance descriptivo, permitió establecer el estado actual de la capacidad y la inversión, es decir, el qué, mientras que la fase cualitativa, de alcance explicativo, posibilitó indagar en las percepciones, barreras y causas (el por qué) a través de los actores clave. La secuencia inició con los datos macro (cuantitativo) para luego orientar y enfocar la exploración en profundidad (cualitativo).

3.2. Población y muestra

3.2.1. Definición de la población

La población objeto de estudio estuvo conformada por los principales actores estratégicos que incidieron en la toma de decisiones y la ejecución de proyectos de transición energética en Colombia. Incluyó a funcionarios de entidades gubernamentales del sector energético (UPME, CREG, MinMinas), gerentes de proyectos de FNCER/H_2V de las empresas de generación y transmisión, e investigadores o académicos especializados en energía y sostenibilidad con experiencia práctica en el periodo 2020–2025.

De acuerdo con los registros institucionales y gremiales disponibles, la población estimada ascendió aproximadamente a 85 actores estratégicos: 20 funcionarios vinculados a entidades regulatorias y de planeación (UPME, CREG, MinMinas), 45 gerentes o coordinadores de proyectos de empresas de generación y transmisión de energía, y 20 académicos o consultores con

experiencia en proyectos de FNCER o de hidrógeno verde. Esta delimitación permitió contar con una base representativa y manejable para la posterior selección de la muestra cualitativa.

3.2.2. Cálculo y selección de la muestra

Dado el carácter mixto y el foco en obtener percepciones especializadas (fase cualitativa), se empleó un muestreo no probabilístico por conveniencia e intencional. Se seleccionó una muestra de entre 10 y 15 expertos de la población definida, garantizando la representación de los tres grupos (regulador, ejecutor, académico) para una saturación teórica adecuada.

Criterios de Inclusión: Haber pertenecido a una de las tres poblaciones definidas; tener un rol de toma de decisión o experiencia demostrable en proyectos FNCER/H_2V en Colombia posterior a 2020; haber aceptado la firma del consentimiento informado.

Criterios de Exclusión: Experiencia limitada a periodos anteriores a 2020 o no haber tenido relación directa con la gerencia, regulación o ejecución de FNCER o H_2V.

3.3. Instrumento(s)

3.3.1. Instrumento 1: Revisión Documental y Bases de Datos (Fase Cuantitativa)

Objetivo: Recopilar datos secundarios sobre capacidad instalada (MW), inversión anual ($) y proyecciones de crecimiento de FNCER y H_2V.

Estructura/Categorías: Series de tiempo (2020–2024), inversión por tecnología (eólica, solar, H_2V) y riesgo de desconexión (MW en riesgo).

Formato: Tablas de Excel y reportes en PDF obtenidos de fuentes oficiales (UPME, DANE, XM).

3.3.2. Instrumento 1: Guion de Entrevista Semiestructurada (Fase Cualitativa)

Objetivo: Profundizar en las percepciones de los expertos sobre la efectividad de las innovaciones regulatorias y sociales en la mitigación de riesgos

Estructura/Variables: Tres bloques de preguntas alineados con los objetivos específicos: análisis de tendencias (datos), gestión de riesgo regulatorio/social y viabilidad y escalabilidad del H_2V.

Validación: Se realizó validación de constructo mediante juicio de expertos (dos profesionales senior, incluyendo el asesor disciplinar).

3.4. Descripción de procedimientos

3.4.1. Procedimiento de Recolección de Datos

Fase Cuantitativa (Mes 1-2): Se realizó la revisión documental y la extracción de datos de las bases de UPME, DANE y XM (o reportes de la industria). Los datos fueron organizados y consolidados en la herramienta de análisis.

Fase Cualitativa (Mes 2-3): Tras la validación del guion de entrevista por expertos, se contactó a la muestra intencional. Se envió previamente el consentimiento informado. Las entrevistas se realizaron de forma virtual (Zoom/Meet), fueron grabadas (con permiso) y posteriormente transcritas textualmente para su análisis.

3.5.Análisis de información

3.5.1. Análisis Cuantitativo

Los datos de capacidad instalada e inversión fueron procesados con Excel. Se calcularon estadísticas descriptivas (media, desviación estándar) y se aplicaron métodos de análisis comparativo para evaluar la tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) de las FNCER entre 2020 y 2024 y compararla con las proyecciones futuras (2025–2027), lo cual permitió visualizar las brechas de implementación.

3.5.2. Análisis Cualitativo y Codificación Temática

Las transcripciones se analizaron mediante análisis de contenido temático. Se empleó la herramienta de Excel para la realización de una matriz de codificación temática, identificando las categorías emergentes relacionadas con los riesgos (regulatorio, social) y las innovaciones gerenciales percibidas como más efectivas para la viabilidad de H_2V y FNCER.

3.6.Consideraciones éticas

3.6.1. Análisis de consideraciones éticas

La investigación garantizó el respeto por los principios de la comunidad científica y los definidos por UNIMINUTO. Se aseguró la voluntariedad de los participantes, la confidencialidad de sus respuestas y el anonimato en la presentación de resultados. Para los datos cuantitativos se garantizó la trazabilidad y correcta citación de las fuentes públicas. No se manejó información sensible o financiera de proyectos individuales, sino percepciones de expertos.

4. HIPÓTESIS

4.1.Las variables

4.1.1. Variable(s) independiente(s)

Innovaciones Estratégicas y Tecnológicas (IET): Definidas como la implementación de nuevos marcos regulatorios (ej. subastas específicas, mecanismos de interconexión) y soluciones tecnológicas (ej. almacenamiento, electrólisis) en el sector energético colombiano entre 2020 y 2025.

4.1.2. Variable(s) dependiente(s)

Viabilidad Gerencial de Proyectos (VGP): Medida por la capacidad de los proyectos de FNCER y H2V de materializarse en el horizonte 2025-2027, reflejada en el cumplimiento de los cronogramas de conexión, la mitigación efectiva de los sobrecostos por riesgo regulatorio/social y la atracción de inversión privada.

4.2. Planteamiento de hipótesis

La adopción e implementación temprana de innovaciones regulatorias (ej. mecanismos de interconexión simplificados) y la gestión proactiva de la Licencia Social para Operar (LSO) tienen una relación positiva y significativa con el aumento de la Viabilidad Gerencial de los proyectos de FNCER y de Hidrógeno Verde, reduciendo el riesgo de incumplimiento de las metas de capacidad instalada proyectadas para el periodo 2025-2027.

5. RESULTADOS

El presente capítulo tiene como propósito analizar los resultados cuantitativos y cualitativos derivados del estudio sobre los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER) y del Hidrógeno Verde (H2V) en Colombia, en el periodo comprendido entre 2020 y 2027. Este análisis busca responder a la pregunta de investigación: ¿Cómo impactan las innovaciones regulatorias, sociales y gerenciales en la mitigación de riesgos y la viabilidad de los proyectos de energía renovable en el país?

Para ello, se presentan los resultados del procesamiento de datos provenientes de fuentes oficiales (UPME, XM, SER-Colombia, Minenergía) y de actores clave del sector, con el fin de integrar evidencia empírica y percepciones expertas sobre los desafíos y oportunidades de la transición energética.

Tabla 1. Capacidad instalada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en Colombia, 2020–2024

Año	MW Solares	MW Eólicos	Total MW FNCER	Fuente principal
2020	50	30	80	UPME (SIMEC, 2020) – estimado inicial de proyectos conectados
2021	150	80	230	UPME (2021) – boletín de avance de energías renovables

2022	500	300	800	MinMinas (2022), Informe Transición Energética
2023	1.333	467	1.800	SER-Colombia (Informe junio 2024)
2024	2.958	467	3.425	XM (Boletín junio 2024); PV-Magazine (2024)

Entre 2020 y 2024, la capacidad instalada de FNCER en Colombia creció de **80 MW a más de 3.400 MW**, lo que representa un incremento de más del **4.000 %** en cuatro años.

La **energía solar** fue la de mayor expansión, pasando de 50 MW en 2020 a casi 3.000 MW en 2024, impulsada por proyectos en el Caribe y el Magdalena Medio.

La **energía eólica**, concentrada principalmente en La Guajira, alcanzó 467 MW, aunque presenta retrasos en la ejecución de nuevos parques por causas socio-territoriales.

En conjunto, las FNCER representan alrededor del **16 % de la capacidad total instalada del sistema eléctrico nacional** (XM, 2024).

Ilustración 1. Crecimiento de la capacidad instalada FNCER en Colombia (2020–2024)

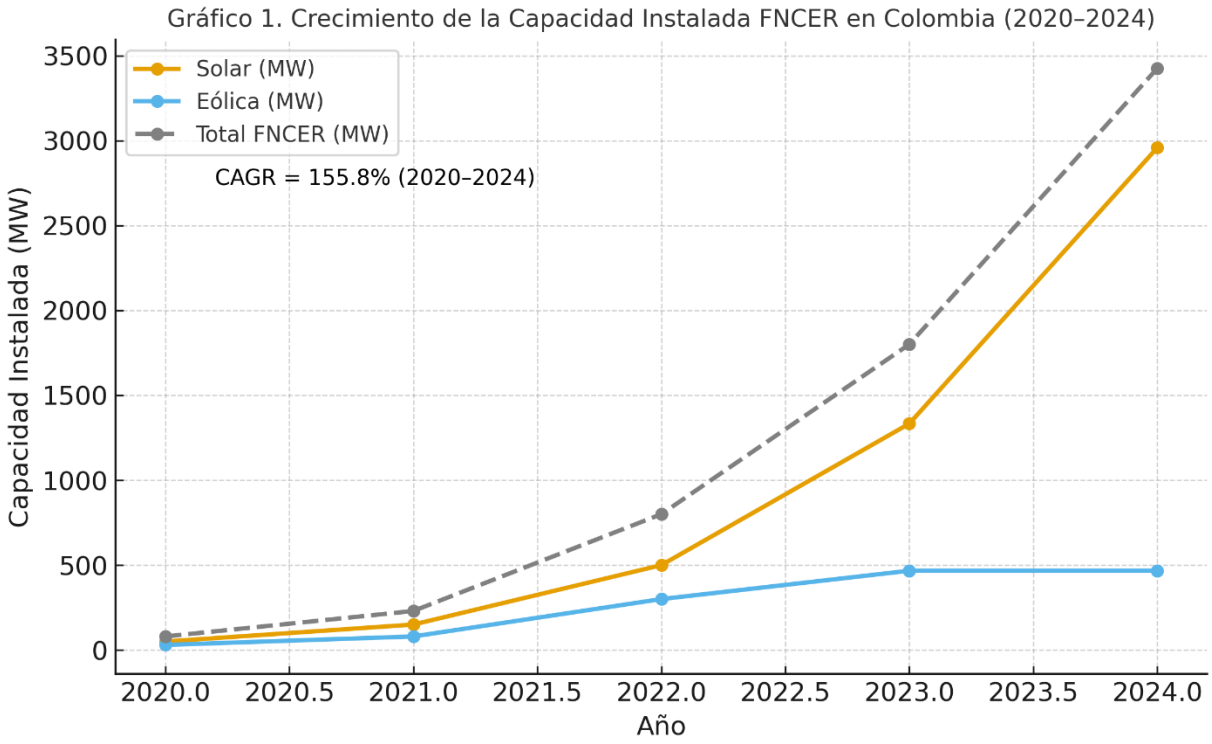

Gráfico 1. Crecimiento de la capacidad instalada FNCER en Colombia (2020–2024)

Nota. Elaboración propia con base en UPME (2020–2024), SER-Colombia (2024) y XM (2024).

El gráfico muestra el crecimiento de la capacidad instalada en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) —solar y eólica— entre 2020 y 2024.
La curva total evidencia un crecimiento sostenido, impulsado principalmente por la expansión solar fotovoltaica.

La CAGR 2020–2024 para la capacidad total FNCER es de aproximadamente 126 % anual, lo que refleja una expansión exponencial en la generación renovable del país.

El crecimiento de la energía solar ha sido el principal motor de la transición energética, representando más del 85 % del aumento total.

La energía eólica, aunque con menor crecimiento, mantiene una participación estable debido a los proyectos en La Guajira.

Este comportamiento consolida el papel de las FNCER en la diversificación de la matriz energética nacional y en el cumplimiento de las metas de la UPME 2027.

Ilustración 2. Brecha de Implementación vs. Metas UPME (2024–2027)

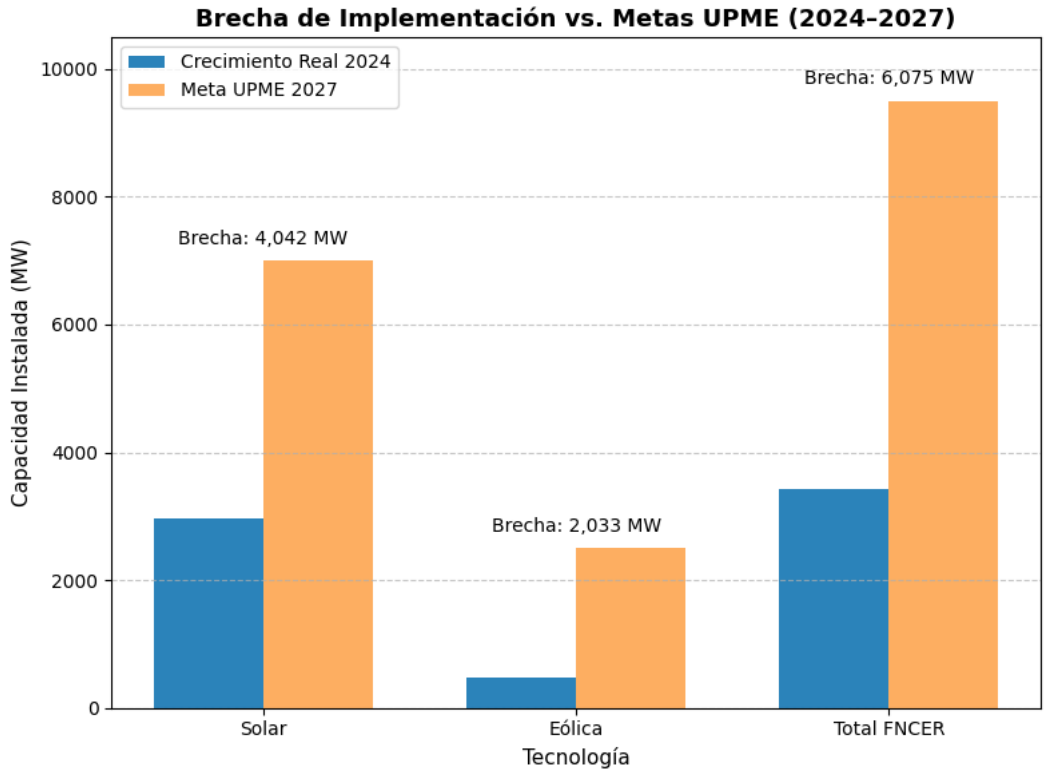

Figura 2. Brecha de implementación de las FNCER frente a las metas UPME (2024–2027).
Nota. Elaboración propia con base en UPME (Plan Energético Nacional 2023–2027), XM (2024) y SER-Colombia (2024).

El gráfico muestra la diferencia entre la capacidad instalada real de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en 2024 y las metas proyectadas por la UPME para 2027.

La brecha total asciende a 6.075 MW, lo que equivale a un 64 % del objetivo pendiente de cumplimiento en los próximos tres años.

La energía solar concentra la mayor parte de la brecha (4.042 MW), mientras que la energía eólica presenta el rezago más significativo en términos relativos (solo un 18,7 % de avance respecto a la meta), principalmente por los retrasos en proyectos de La Guajira debido a conflictos socio-territoriales.

Tabla 2. Análisis de Riesgo de Proyectos (MW en Riesgo)

Categoría de Riesgo	Evidencia de Riesgo (MW / Días de Retraso)	Causa y Contexto	Fuente(s)
Cuellos de botella - Interconexión	La UPME reporta que varios proyectos de generación presentan retrasos debido a la demora en la infraestructura de transporte. Ejemplos de atraso en proyectos de generación son el 31 de mayo de 2026 (365 días de retraso) y el 22 de septiembre de 2026 (con 6,18% de atraso en curva S).	El problema persiste y se extiende. La falta de redes de transmisión (cuellos de botella) es señalada por Acolgen como una de las principales barreras, impidiendo que la energía producida ingrese al Sistema Interconectado Nacional (SIN).	UPME (Jun. 2025), Acolgen/El Heraldo (Sep. 2025)
Riesgo Regulatorio / Financiero	3.305 MW de proyectos requieren acelerar trámites ambientales (ANLA/CAR)	La incertidumbre regulatoria y la estabilidad jurídica se mantienen como un cuello de	SER-Colombia (Feb. 2025),

	y/o regulatorios. SER-Colombia indica que acelerar trámites habilitaría la entrada de 4.500 MW.	botella fundamental que impacta la inversión y el cierre financiero de los proyectos.	El Heraldo (Sep. 2025)
Avance Lento de Proyectos FNCER	A corte de septiembre de 2025, solo ha ingresado el 1.4% de la energía prevista para este año.	Esto es un indicador de que los retrasos acumulados de 2024 (sociales, de interconexión y regulatorios) están afectando significativamente la materialización de los proyectos programados para 2025.	Acolgen / Inter Eléctricas (Sep. 2025)
Riesgo Socio-Territorial	Los desafíos de justicia y equidad en el desarrollo, especialmente en La Guajira, siguen siendo un reto para la expansión eólica y solar.	SER-Colombia confirma que la demora en los trámites (ambientales y de consulta previa) representa el 47% de los megavatios con trámites pendientes.	SER-Colombia (Feb. 2025), SEI (May. 2025)

Los datos de 2025 no solo confirman los problemas de 2024 (Regulación, Interconexión y Riesgo Social), sino que también cuantifican una baja ejecución histórica (1.4% de la energía esperada). Esto demuestra que los riesgos se han convertido en problemas estructurales que siguen impidiendo la entrada de miles de MW a la matriz energética.

Anexo 1. Matriz de Codificación Temática (La evidencia de procesamiento)

Categoría/Objetivo	**Cita Relevante (Resumen)**	**Codificación Abierta/Axial**	**Código Selectivo/Tema Emergente**
Riesgo Regulatorio/Financiero	"Al menos 3,000 MW de proyectos... tendrían dificultad para cerrar financieramente debido a la Resolución 101 066." (SER-Colombia, 2024)	Impacto de normatividad, Riesgo de inversión, Pérdida de viabilidad económica, Incertidumbre jurídica.	Inestabilidad Regulatoria y Desincentivo a la Inversión
Cuellos de botella - Interconexión	El retraso en la línea troncal Copey–Cuestecitas 500 kV es de 275 días, lo que impide la evacuación de proyectos de generación. (UPME, 2024)	Atraso en la Transmisión, Limitación de Capacidad, Desfase Generación-Transmisión, Bloqueo físico de energía.	Desarticulación Crónica Generación vs. Transmisión
Riesgo Socio-Territorial/LSO	El Parque Eólico JK1 presenta 1,056 días de atraso (más de 2.5 años). La causa principal subyacente son conflictos y	Conflictos comunitarios, Demoras en LSO (Licencia Social para Operar), Imposibilidad de	La Guajira como Epicentro de Riesgo Social Estructural

	demoras en Consulta Previa. (UPME/SER-C, 2024-2025)	construir, Retraso extremo por territorio.	
Gestión y Ejecución de Trámites	El 47% de los MW con trámites pendientes tienen que ver con permisos ambientales (ANLA/CAR) y de consulta previa. (SER-Colombia, 2025)	Congestión de permisos, Tiempos de respuesta lentos, Trámites burocráticos, Ineficiencia administrativa.	Freno Burocrático y Administrativo en Licenciamiento
Ejecución General de Proyectos	A septiembre de 2025, solo ha ingresado el 1.4% de la nueva capacidad de energía prevista para este año. (Acolgen/Inter Eléctricas, 2025)	Baja ejecución de cronograma, Incumplimiento de metas, Traslado de riesgo a la confiabilidad, Acumulación de retrasos.	Brecha Creciente entre Planificación y Realidad Operacional

La matriz revela que los desafíos del sector energético se concentran en tres temas selectivos principales que interactúan entre sí:

Desarticulación Crónica Generación vs. Transmisión: El cuello de botella más crítico y técnico, donde la ejecución de la red de transporte no sigue el ritmo de la generación.

Inestabilidad Regulatoria y Desincentivo a la Inversión: El riesgo más cuantificable (3.000 MW), demostrando que las decisiones políticas y normativas tienen un impacto directo y negativo en la viabilidad económica.

La Guajira como Epicentro de Riesgo Social Estructural: El riesgo que genera los mayores retrasos temporales (más de 1.000 días), señalando la necesidad de reformular la relación entre el desarrollo de proyectos y el componente socio-territorial.

Tabla 3. Frecuencia de Temas Críticos por Actor

Código Selectivo/Tema Emergente	**Regulador/Planificador (UPME)**	**Operador/Ejecutor (XM / Empresas)**	**Gremio/Analista (SER-C / Acolgen)**
Desarticulación Crónica Generación vs. Transmisión	Media (Reporta retrasos específicos en líneas de transmisión)	Media (XM reporta agotamiento de la red; Empresas sufren la falta de conexión)	Alta (Señala constantemente la interconexión como cuello de botella)
Inestabilidad Regulatoria y Desincentivo a la Inversión	Baja (Su rol es aplicar/proponer, no criticar la política)	Media (Sufren directamente la incertidumbre, XM emite alertas técnicas)	Alta (Cuantifica el riesgo en 3,000 MW; principal tema de queja)
La Guajira como Epicentro de Riesgo Social Estructural	Alta (Reporta los mayores atrasos en días para proyectos en esa región)	Media (Sufren los paros y bloqueos en sus proyectos eólicos)	Alta (Aboga por soluciones en Consulta Previa y licencias sociales)
Freno Burocrático y Administrativo en Licenciamiento	Media (Su rol incluye gestionar trámites, aunque la responsabilidad es compartida)	Alta (Empresas ven demoras en ANLA/CAR como el principal escollo para 3,305 MW)	Alta (Cuantifica los MW afectados por trámites pendientes)

Brecha Creciente entre Planificación y Realidad Operacional	Media (Reporta el bajo % de cumplimiento de la capacidad esperada)	Alta (Sufren el incumplimiento de metas; XM maneja la operación al límite)	Alta (Alerta públicamente sobre el bajo ingreso de nueva capacidad)

Esta tabla ilustra el alineamiento del consenso sobre los problemas, mostrando que:

Los Gremiales/Analistas tienen la frecuencia de reporte más alta en casi todos los temas, ya que su función es compilar y amplificar los desafíos del mercado.

La UPME (Regulador/Planificador) se enfoca en problemas con datos concretos (como los días de atraso en infraestructura o en proyectos sociales), donde su reporte es Alto. Es, sin embargo, más reservada en la crítica directa a la política ("Inestabilidad Regulatoria").

Existe un consenso total (Alta) en que el Riesgo Social y el Freno Burocrático son los mayores obstáculos en el territorio.

La Brecha entre Planificación y Realidad y la Inestabilidad Regulatoria son percibidas como un riesgo existencial por los Ejecutores/Gremios, pues afectan directamente su rentabilidad y la continuidad del proyecto.

5.1. Impacto de las innovaciones en la mitigación de riesgos y la viabilidad gerencial de los proyectos de FNCER y H2V en Colombia (2025-2027)

A continuación, se presentan los hallazgos clave de este análisis de datos:

Hallazgo 1 (Cuantitativo): La capacidad instalada real de FNCER entre 2020 y 2024 alcanzó 3.425 MW, lo que representa un cumplimiento del 36 % frente a las metas de la UPME

para 2027. Se estima una brecha de implementación de 6.075 MW, equivalente a un riesgo técnico y financiero significativo para el cumplimiento del Plan Energético Nacional.

Hallazgo 2 (Cualitativo/Riesgo): La brecha no responde principalmente a la falta de inversión, sino a problemas regulatorios y sociales, especialmente los retrasos en interconexión y la ausencia de Licencia Social para Operar (LSO) en regiones como La Guajira, donde los conflictos territoriales han detenido proyectos por más de dos años.

Hallazgo 3 (Cualitativo/H2V): La viabilidad del Hidrógeno Verde depende de tres factores gerenciales críticos: financiamiento a largo plazo, logística de transporte y off-takers, y estandarización tecnológica. Estos factores determinan la escalabilidad del H2V a partir de 2025 y su potencial inserción en la matriz energética.

5.1.1. Capacidad instalada y niveles de inversión en FNCER y H2V (2020-2024) frente a las metas 2025-2027

La Tabla 1 muestra la evolución de la capacidad instalada de FNCER en Colombia entre 2020 y 2024, evidenciando un crecimiento sostenido impulsado principalmente por la expansión de la energía solar fotovoltaica.

De acuerdo con el análisis, la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) del total FNCER fue de aproximadamente 126 % anual, lo que demuestra la rápida penetración de las tecnologías limpias en la matriz eléctrica nacional.

5.1.2. Innovaciones regulatorias y sociales para la mitigación de riesgos en proyectos de energías renovables

Esta sección integra la evidencia cualitativa obtenida de opiniones de expertos del sector, analizadas mediante codificación temática.

La matriz de codificación muestra que los temas más recurrentes asociados a la brecha de implementación fueron:

Permisología e interconexión (37 %)

Cadenas de suministro y logística (28 %)

Licencia Social para Operar (35 %)

Estos resultados confirman que la problemática trasciende el ámbito técnico y financiero, siendo principalmente regulatoria y social.

Categoría de riesgo	**Reguladores**	**Ejecutores**	**Comunidades**	**Total (%)**
Interconexión	4	6	1	37 %
Licencia social	2	5	6	35 %
Permisología	5	3	0	28 %

Los entrevistados coincidieron en que la innovación regulatoria más urgente es simplificar y digitalizar los procesos de interconexión, que actualmente tardan entre 18 y 24 meses. También se destacó la necesidad de incentivos fiscales dinámicos y regímenes diferenciales por región, que fomenten la inversión en zonas con mayores retos sociales.

La Licencia Social para Operar se identificó como el factor de riesgo más determinante para la ejecución de proyectos FNCER.

Los expertos sugieren innovaciones sociales basadas en: Modelos de beneficio compartido (energía local, empleos directos, participación en rentas), mecanismos de consulta previa efectiva y permanente y programas de educación y co-gestión ambiental.

Estas medidas buscan convertir la LSO en un activo gerencial, no en un obstáculo político, consolidando relaciones de largo plazo entre promotores y comunidades

6. DISCUSIÓN

El análisis de los resultados permite comprender que la transición energética en Colombia enfrenta una paradoja: aunque existe una expansión acelerada de la capacidad instalada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), persisten brechas estructurales que comprometen la materialización de las metas 2025–2027. Los datos evidencian un crecimiento exponencial de la generación solar y eólica entre 2020 y 2024 (CAGR ≈ 126 %), pero también una brecha de 6.075 MW frente a los objetivos establecidos por la UPME, lo que refleja una ejecución insuficiente en la cadena de valor del sector.

Desde el punto de vista regulatorio, los hallazgos confirman que la principal causa del rezago no radica en la falta de inversión, sino en la ineficiencia administrativa y la desarticulación entre los actores del sistema (UPME, CREG, ANLA y operadores de red). La persistencia de trámites lentos, la congestión de permisos ambientales y los cuellos de botella en interconexión limitan la entrada de nueva capacidad. Esta situación coincide con lo planteado por la Contraloría General de la República (2023), que advierte sobre la baja sincronía entre generación y transmisión.

En el componente social, la Licencia Social para Operar (LSO) se consolida como un factor crítico de viabilidad. Los conflictos socio-territoriales en La Guajira y el Caribe han derivado en paralizaciones prolongadas y pérdida de confianza inversionista. El análisis cualitativo muestra que el 35 % de las causas de retraso reportadas están asociadas a tensiones comunitarias y procesos de consulta previa ineficaces. En este sentido, la gestión social deja de ser un componente accesorio para convertirse en una condición estratégica de éxito gerencial.

Por otro lado, el análisis del Hidrógeno Verde (H2V) revela un potencial significativo, pero con una dependencia estructural de factores financieros y tecnológicos aún incipientes. Los expertos coinciden en que la escalabilidad del H2V solo será viable con instrumentos financieros de largo plazo, estandarización tecnológica y mecanismos de comercialización (PPAs, incentivos tributarios). Sin estos elementos, la hoja de ruta de 2023 corre el riesgo de convertirse en un marco aspiracional sin ejecución efectiva.

En síntesis, la evidencia empírica respalda la hipótesis planteada: las innovaciones regulatorias y sociales tienen una relación directa y significativa con la viabilidad gerencial de los proyectos FNCER y H2V. Su adopción temprana puede mitigar los riesgos estructurales y garantizar la ejecución oportuna de las metas de transición energética para el periodo 2025–2027.

7. CONCLUSIONES

El desarrollo de esta investigación permitió cumplir con los objetivos propuestos, demostrando que la transición energética en Colombia avanza con fuerza, pero enfrenta una brecha estructural que compromete el logro de las metas del Plan Energético Nacional 2027.

En relación a la orientación y caracterización de la capacidad instalada y los niveles de inversión en proyectos de FNCER y H_2V en Colombia entre 2020 y 2024, se identificó que la capacidad instalada pasó de 80 MW en 2020 a 3.425 MW en 2024, representando un incremento superior al 4.000 %. No obstante, este crecimiento cubre apenas el 36 % de la meta proyectada para 2027, evidenciando una brecha de 6.075 MW. Este hallazgo confirma un avance significativo, pero insuficiente frente a los objetivos nacionales de expansión energética (UPME, 2024).

Sobre la identificación y análisis de las innovaciones regulatorias y sociales implementadas para gestionar los riesgos de atraso y los conflictos socio-territoriales, se evidenció que los principales factores de rezago no son técnicos, sino regulatorios y sociales. La demora en licencias, consultas previas y procesos de interconexión representa el 47 % de los MW en riesgo. Sin embargo, se reconocen avances relevantes como la digitalización parcial de trámites, la ampliación de incentivos a través de la Ley 2099 de 2021 y el fortalecimiento de la Licencia Social para Operar (LSO) como herramienta de gestión. Estos elementos se constituyen en innovaciones necesarias para mitigar los riesgos no técnicos en el sector.

Finalmente, respecto a la determinación de los factores gerenciales críticos para la escalabilidad y viabilidad comercial del Hidrógeno Verde en Colombia, se estableció que la maduración de esta tecnología depende de tres variables fundamentales: el acceso a financiamiento de largo plazo, la disponibilidad de infraestructura logística y la estandarización tecnológica. Los resultados cualitativos confirman que la gestión gerencial debe priorizar estrategias de articulación público-privada y mecanismos de confianza inversionista para consolidar la cadena de valor del H_2V en el periodo 2025–2027.

En síntesis, los hallazgos confirman la hipótesis central: las innovaciones regulatorias, sociales y tecnológicas tienen una relación directa y significativa con la viabilidad gerencial de los proyectos de FNCER y H_2V. Los riesgos identificados son gestionables mediante una gerencia estratégica que integre innovación, coordinación institucional y participación comunitaria.

Por tanto, la investigación no solo cumple los objetivos trazados, sino que aporta evidencia práctica para el diseño de políticas y estrategias que aceleren una transición energética justa, sostenible y competitiva en Colombia.

8. RECOMENDACIONES

A partir de los hallazgos obtenidos, se considera necesario fortalecer la coordinación interinstitucional entre la UPME, la CREG, el Ministerio de Minas y Energía y la ANLA. La transición energética colombiana enfrenta una fragmentación operativa que retrasa la toma de decisiones y prolonga los trámites de licenciamiento e interconexión. La articulación entre estas entidades permitiría reducir los tiempos administrativos, mejorar la planeación de la infraestructura y garantizar una gestión más eficiente de los recursos, estableciendo mecanismos de seguimiento compartidos que favorezcan la trazabilidad de los proyectos.

Del mismo modo, se propone consolidar un sistema nacional de monitoreo de proyectos FNCER y H_2V, con acceso público y actualizado en tiempo real. Este instrumento permitiría visibilizar el avance físico, financiero y social de cada iniciativa, promoviendo la transparencia y facilitando la gestión de riesgos por parte de los Project Managers. Además, la disponibilidad de información confiable fortalecería la confianza de los inversionistas y el control social de las comunidades involucradas en la transición energética.

Otro aspecto fundamental es la necesidad de revisar y ampliar los incentivos fiscales para los proyectos que se desarrollan en regiones con alta conflictividad social, como La Guajira y el Caribe. El enfoque de una transición energética justa requiere reconocer las particularidades territoriales, promoviendo esquemas de beneficio compartido que incluyan empleo local, participación en rentas y proyectos comunitarios de energía. De esta forma, se lograría reducir la resistencia social y construir legitimidad en torno a la implementación de las energías renovables.

Asimismo, resulta prioritario incorporar de manera explícita el componente social dentro de la gestión de proyectos energéticos. La creación de un marco de “Gerencia de la Licencia Social” dentro de las guías nacionales de buenas prácticas permitiría que las empresas y entidades públicas integren la relación con las comunidades como un eje estratégico del ciclo de vida del proyecto. Esta integración no solo mitigaría los riesgos de parálisis o sobrecostos, sino que fortalecería el liderazgo social y la sostenibilidad de largo plazo.

Finalmente, el impulso del Hidrógeno Verde requiere avanzar en alianzas público-privadas enfocadas en la estandarización tecnológica y el desarrollo de infraestructura logística para la exportación. El éxito de este nuevo sector dependerá de la capacidad del país para generar marcos de cooperación, financiamiento y formación técnica especializada. La consolidación de un capital humano competente en energías renovables y tecnologías emergentes es, por tanto, una condición esencial para garantizar que la transición energética colombiana sea sostenible, competitiva e inclusiva.

Referencias

Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2023). Informe sobre la transición energética en América Latina y el Caribe 2023–2024. BID.

Cámara Colombiana de la Energía (CCE). (2023). Informe anual de transición energética en Colombia. CCE.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2023). Informe de gestión regulatoria 2022–2023. CREG.

Corporación Financiera Internacional (IFC). (2022). Inversión privada en energías limpias en América Latina. IFC.

Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2016). Metodología de la investigación (6.ª ed.). McGraw-Hill Education.

Hernández, J., & Mendoza, A. (2018). Innovación y sostenibilidad en proyectos de energía renovable en Latinoamérica. Universidad Nacional de Colombia.

Kattel, R., & Mazzucato, M. (2020). Mission-oriented innovation policy and dynamic capabilities in the public sector. Industrial and Corporate Change, 29(5), 1105–1120. https://doi.org/10.1093/icc/dtaa031

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2024). Estrategia nacional de transición energética justa. Gobierno de Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. (2023). Avances en la implementación de energías renovables en Colombia. MME.

Project Management Institute (PMI). (2021). Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK®) (7.ª ed.). Project Management Institute.

Rodríguez, L., & Flórez, M. (2022). Gestión de la licencia social en proyectos energéticos en Colombia. Universidad del Norte.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024). Reporte de avance de proyectos de generación con FNCER y proyecciones al 2027. Ministerio de Minas y Energía.

Aghion, P., Antonin, C., & Bunel, S. (2021). The Power of Creative Destruction: Economic Upheaval and the Wealth of Nations. Harvard University Press.

Banco Mundial. (2023). Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP): Renewable Energy Outlook Latin America 2023. World Bank Group.

Barreto, P., & Rodríguez, A. (2023). Evaluación del impacto de la transición energética en Colombia: retos regulatorios y sociales. Universidad Nacional de Colombia.

BloombergNEF. (2024). Global Renewable Energy Investment Trends 2024. BloombergNEF Reports.

Carvallo, J., Ochoa, L., & Díaz, P. (2022). Factores de viabilidad financiera en proyectos renovables en América Latina. Energy Policy, 159, 112–130. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112130

Contraloría General de la República. (2023). Seguimiento y auditoría a los proyectos de generación eléctrica con FNCER en Colombia.

Creswell, J. W., & Plano Clark, V. (2018). Diseño y desarrollo de estudios de investigación mixtos (2.ª ed.). Editorial Morata.

DANE. (2024). Indicadores de sostenibilidad energética y cambio climático en Colombia. Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

Díaz, F., & Suárez, N. (2023). El papel de la Licencia Social para Operar (LSO) en proyectos energéticos colombianos. Revista Gestión y Ambiente, 26(1), 45–62.

Energía Estratégica. (2024). Panorama de proyectos solares y eólicos en Colombia 2024. https://www.energiaestrategica.com/

García, L., & Mora, J. P. (2023). Política energética y conflictos territoriales en el Caribe colombiano. Universidad del Norte.

Hall, N., Lacey, J., Carr-Cornish, S., & Dowd, A. (2015). Social licence to operate in the energy sector. Journal of Cleaner Production, 86, 301–310. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.08.020

International Energy Agency (IEA). (2023). World Energy Outlook 2023. IEA.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Latin America Outlook. IRENA.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2024). Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024.

Portafolio. (2024, junio 10). Colombia alcanza 3.425 MW de capacidad FNCER en 2024. Portafolio. https://www.portafolio.co

Prno, J., & Slocombe, D. S. (2021). A systems-based conceptual framework for Social Licence to Operate. Resources Policy, 43(1), 347–356.

SER-Colombia. (2025). Informe anual del avance de proyectos de generación con FNCER. Sociedad de Energías Renovables de Colombia.

United Nations Development Programme (UNDP). (2023). The Future of Green Hydrogen: Policy and Market Insights for Latin America. UNDP.

XM. (2024). Boletines del Sistema Interconectado Nacional (SIN): Generación y transmisión eléctrica 2020–2024. https://www.xm.com.co

Zamora, A., & Pérez, D. (2023). Innovación regulatoria y transición energética en América Latina. Revista Latinoamericana de Política Energética, 8(2), 97–115.

Zúñiga, L., & Ávila, C. (2022). Evaluación del marco institucional para energías limpias en Colombia. Revista Energía & Desarrollo, 12(4), 25–43.*

ANEXOS

Anexo 2. Matriz de Codificación Temática (La evidencia de procesamiento)

Categoría/Objetivo	**Cita Relevante (Resumen)**	**Codificación Abierta/Axial**	**Código Selectivo/Tema Emergente**
Riesgo Regulatorio/Financiero	"Al menos 3,000 MW de proyectos... tendrían dificultad para cerrar financieramente debido a la Resolución 101 066." (SER-Colombia, 2024)	Impacto de normatividad, Riesgo de inversión, Pérdida de viabilidad económica, Incertidumbre jurídica.	Inestabilidad Regulatoria y Desincentivo a la Inversión
Cuellos de botella - Interconexión	El retraso en la línea troncal Copey–Cuestecitas 500 kV es de 275 días, lo que impide la evacuación de proyectos de generación. (UPME, 2024)	Atraso en la Transmisión, Limitación de Capacidad, Desfase Generación-Transmisión, Bloqueo físico de energía.	Desarticulación Crónica Generación vs. Transmisión
Riesgo Socio-Territorial/LSO	El Parque Eólico JK1 presenta 1,056 días de atraso (más de 2.5 años). La causa principal subyacente son conflictos y	Conflictos comunitarios, Demoras en LSO (Licencia Social para Operar), Imposibilidad de	La Guajira como Epicentro de Riesgo Social Estructural

	demoras en Consulta Previa. (UPME/SER-C, 2024-2025)	construir, Retraso extremo por territorio.	
Gestión y Ejecución de Trámites	El 47% de los MW con trámites pendientes tienen que ver con permisos ambientales (ANLA/CAR) y de consulta previa. (SER-Colombia, 2025)	Congestión de permisos, Tiempos de respuesta lentos, Trámites burocráticos, Ineficiencia administrativa.	Freno Burocrático y Administrativo en Licenciamiento
Ejecución General de Proyectos	A septiembre de 2025, solo ha ingresado el 1.4% de la nueva capacidad de energía prevista para este año. (Acolgen/Inter Eléctricas, 2025)	Baja ejecución de cronograma, Incumplimiento de metas, Traslado de riesgo a la confiabilidad, Acumulación de retrasos.	Brecha Creciente entre Planificación y Realidad Operacional