



EFICIENCIA Y COMPETENCIA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: UN
ESTUDIO SOBRE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL EN
COLOMBIA.

LEONARDO PÉREZ ÁLVAREZ
ESTEFANIA CORRALES BUILES

Tesis de grado

Asesor
John Jairo García Rendón

ESCUELA DE FINANZAS, ECONOMÍA Y GOBIERNO
MAESTRÍA EN ECONOMÍA APLICADA

MEDELLÍN

2025

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN.....	4
ABSTRACT.....	5
1. INTRODUCCIÓN	6
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
3. JUSTIFICACIÓN	15
4. OBJETIVOS	16
GENERAL	16
ESPECÍFICOS	16
5. DISEÑO METODOLÓGICO.....	17
6. MARCO TEÓRICO O MARCO CONCEPTUAL.....	19
6.1. Funcionamiento del mercado	19
6.1.2. El mercado de transmisión y distribución de energía en Colombia.....	23
6.1.3. Principales mecanismos de remuneración en Colombia.....	26
6.1.4. La experiencia internacional en transición energética	29
6.1.5. La experiencia colombiana	34
7. DESARROLLO DEL TRABAJO	36
7.1. Actores incumbentes frente a nuevos entrantes	36
7.2. Distorsiones regulatorias y de mercado	38
7.3. Modelos internacionales aplicables a Colombia	39
7.4. Implicaciones para la transición energética nacional.....	42
7.5. Síntesis de medidas regulatorias propuestas	43
8. RESULTADOS.....	45
9. CONCLUSIONES	48
10. BIBLIOGRAFÍA	51

ÍNDICE DE TABLA

Tabla 1 *Extracto sobre proyectos de generación para 2023*

13

ÍNDICE DE FIGURA

<i>Figura 1</i> Comportamiento histórico de registro de nuevos agentes del mercado de energía en Colombia.	9
<i>Figura 2</i> Iniciativas de desarrollo de proyectos de generación en Colombia.	10
<i>Figura 3</i> Restricciones del SIN y Crecimiento del Sistema.	12
<i>Figura 4</i> Actores de gobierno y gestión del mercado	19
<i>Figura 5</i> Relaciones de mercado Fuente: XM (2023).	19

RESUMEN

La transición energética en Colombia, impulsada por la lucha contra el cambio climático, requiere no solo aprovechar el alto potencial de energías renovables, especialmente solar y eólica, sino también transformar profundamente la estructura del mercado eléctrico. Este estudio tiene como objetivo evaluar el impacto de los monopolios sobre la competencia en el mercado energético colombiano, con énfasis en su efecto sobre la integración de energías renovables y la eficiencia del sistema. Asimismo, analiza la estructura de incentivos y la desarticulación regulatoria en la planeación de la transmisión. En este contexto, la pregunta de investigación que guía este estudio es ¿cómo la estructura regulatoria y la naturaleza monopólica del Sistema de Transmisión Regional (STR) afectan la competencia y el avance de la transición energética en Colombia?

Los resultados muestran que las empresas integradas verticalmente pueden restringir el acceso de nuevos actores mediante barreras técnicas, con priorización de solicitudes propias, demoras en interconexiones y esquemas tarifarios estratégicos; consolidando su poder de mercado y afectando dicha transición. Se evidencian limitaciones estructurales y regulatorias, como la desarticulación normativa entre resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas (CREG), la ausencia de un mercado intradía con liquidación ex ante eficiente y la planeación descentralizada del STR. En este contexto, experiencias internacionales, como el *redispatch* (redespacho) preventivo en Alemania o los programas *Open Networks* (Redes Abiertas) en Reino Unido, ofrecen modelos de coordinación que requieren adaptación institucional para Colombia. En conclusión, la transición energética colombiana exige un rediseño institucional y regulatorio que asegure eficiencia, competencia y gobernanza robusta para lograr una matriz energética diversificada, confiable y sostenible.

Palabras clave: transición energética, cambio climático, energías renovables, monopolios.

ABSTRACT

The energy transition in Colombia, driven by the fight against climate change, requires not only leveraging the country's high renewable energy potential, particularly solar and wind, but also profoundly transforming the structure of the electricity market. This study aims to evaluate the impact of monopoly structures on competition in the Colombian energy market, with an emphasis on their effect on renewable energy sources and system efficiency, as well as to analyze the incentive structure and regulatory misalignment in transmission planning. Within this framework, the research addresses the following question: How do the regulatory and market structures of electricity transmission affect competition and the energy transition in Colombia?

The results show that integrated companies can restrict the entry of new actors through technical barriers, prioritizing their own requests, delaying interconnections, and using strategic tariff schemes, consolidating their market power and affecting the transition. Structural and regulatory limitations are also evident, such as regulatory misalignment between resolutions issued by the Energy and Gas Regulatory Commission (CREG), the absence of an efficient intraday market, and decentralized transmission planning. International experiences, such as preventive redispatch in Germany or the Open Networks programs in the United Kingdom, provide coordination models that require institutional adaptation for Colombia. In conclusion, Colombia's energy transition demands an institutional and regulatory redesign that ensures efficiency, competition, and robust governance to achieve a diversified, reliable, and sustainable energy matrix.

Keywords: energy transition, climate change, renewable energies, monopolies.

1. INTRODUCCIÓN

El proceso de cambio climático que sufre el planeta plantea desafíos a las sociedades, especialmente con relación a las formas cómo la electricidad es producida, transformada y utilizada. La convención por el cambio climático de 2015, COP21, durante la cual se firmó el Acuerdo de París, estableció metas ambiciosas para reducir el uso de fuentes fósiles para ser sustituidas por Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) (UNFCCC, 2023). La comprensión de estos acuerdos y los desafíos que plantean es esencial para orientar políticas públicas y el diseño institucional del sector energético colombiano.

De acuerdo con Edenhofer et al. (2013), estas fuentes de electricidad, particularmente la solar y la eólica son de carácter variable y su disponibilidad depende de condiciones climáticas exógenas. Por este motivo, la inclusión de estas nuevas fuentes exige a los reguladores y diseñadores de mercados de electricidad, el reconfigurar los sistemas mismos (York & Bell, 2019). De esta forma, se garantiza el acceso confiable a la energía como derecho fundamental y necesidad de cualquier sociedad, y que las garantías de disponibilidad sin restricciones, se cumplan por parte del Estado de cara a sus ciudadanos y sus empresas (Función Pública, 1994b).

Una de las limitaciones para lograr este objetivo es la ausencia de un mercado intradía con liquidación ex ante que limita la gestión de desvíos y la formación de señales de precio consistentes, condicionando la integración eficiente de FNCER (IRENA, 2019).

En este documento desarrollado mediante métodos analíticos, se busca abordar los desafíos asociados a los monopolios regionales integrados verticalmente en el sector energético colombiano, evaluando sus impactos sobre las barreras de entrada en el

mercado en el contexto de la transición energética a fuentes renovables y procurando responder la pregunta: ¿cómo la estructura regulatoria y la naturaleza monopólica del STR afectan la competencia y el avance de la transición energética en Colombia?

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sistema eléctrico colombiano ha avanzado en este proceso, formulando política pública enfocada en la transición energética (i.e., Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2021). El mercado colombiano ha respondido a estos cambios: la Figura 1 y la Figura 2 evidencian un aumento sostenido desde 2015 en (i) las iniciativas de desarrollo de proyectos de generación a partir de FNCER y (ii) el número de agentes generadores. Esta expansión es coherente con los desafíos que enfrenta el mercado. Entre 1995 y 2024, el número de agentes generadores pasó de 13 a 19, mientras que los comercializadores pasaron de 130 a 137. Por su parte, el número de agentes transmisores del Sistema de Transmisión Nacional (STN) pasó de 8 en 1995 a 24 en 2024, de los cuales alrededor 66% están integrados verticalmente (16) (XM, 2023).

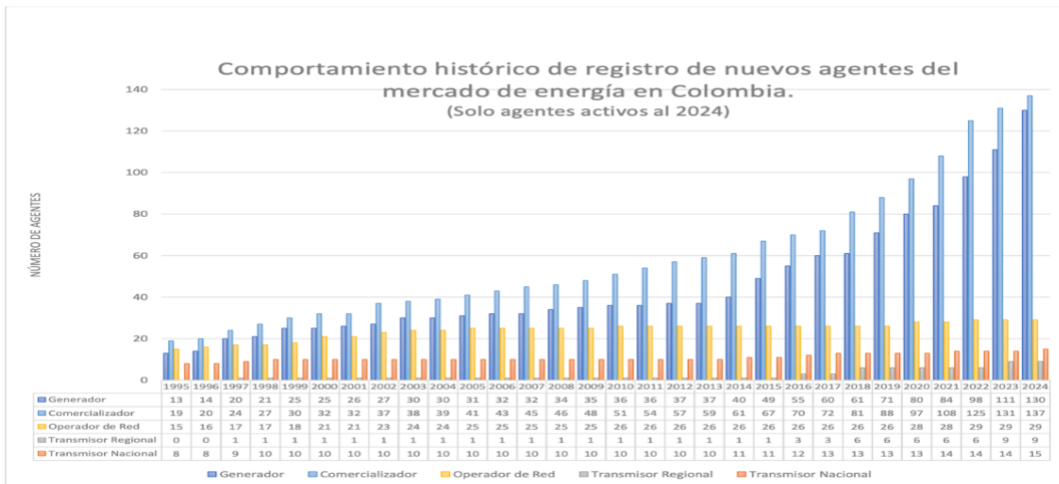
Esto demuestra una tendencia creciente en el número de agentes, a la vez que se evidencia un aumento en el desarrollo de proyectos de generación de FNCER, alineados con los procesos de transición energética. Kelsey y Meckling (2018) evidencian una correlación entre el incremento en número de Productores Independientes de Energía (IPPs, por sus siglas en inglés) y el incremento en capacidad de generación de FNCER nueva en Estados Unidos y Europa, mientras que empresas tradicionales evidenciaron una capacidad sustancialmente menor. Los autores del estudio establecen que este efecto se explica en gran medida por las herramientas del diseño de sistema, gracias a políticas de

apoyo (incluyendo feed-in tariffs o portafolios de renovables) o políticas de mercado liberalización frente a la regulación de los mercados de energía).

A pesar de las ventajas evidenciadas de tener un mayor número de IPPs en el sistema, estos se enfrentan a restricciones y barreras de mercado a la hora de lidiar con los agentes monopolísticos verticalmente integrados (Energy Policy, 2019).

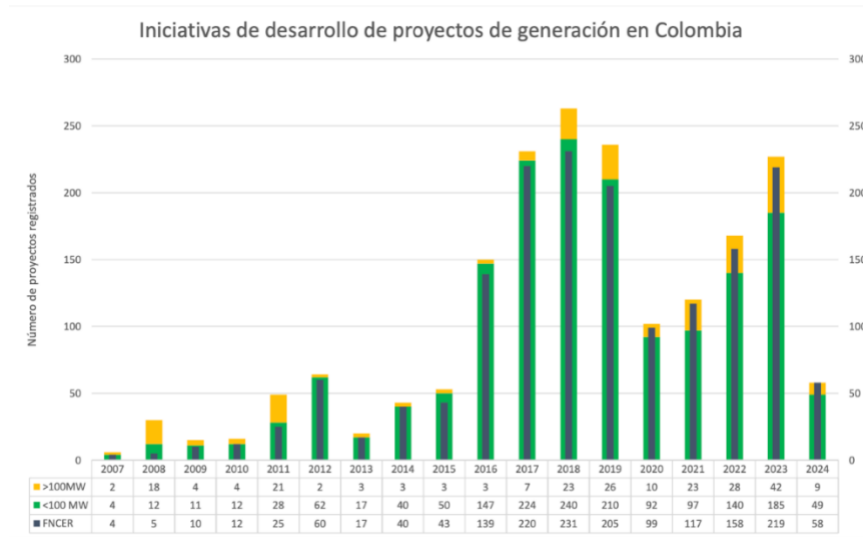
Lo anterior plantea interrogantes relevantes sobre la capacidad del STR de acompañar la evolución del mercado y permitir la entrada de nuevos generadores. Este comportamiento sugiere que la estructura del mercado, en especial el acceso a la red, constituye un factor determinante en la competencia y desarrollo de las energías renovables.

Figura 1 *Comportamiento histórico de registro de nuevos agentes del mercado de energía en Colombia.*



Fuente: (XM, 2023). Elaboración propia.

Figura 2 *Iniciativas de desarrollo de proyectos de generación en Colombia.*



Fuente: (UPME, 2024). Elaboración propia.

Jones (2020) encontró que la operación vertical integrada puede generar múltiples barreras para potenciales competidores en mercados europeos, entre ellas: (i) manipulación del mercado a partir del acceso a información privada por ejemplo, las condiciones de los contratos de compraventa de energía a largo plazo (Power Purchase Agreements, PPAs); (ii) restricción de la capacidad de red que impide la entrada de nuevos agentes; y (iii) prácticas contables que desvían los subsidios originalmente destinados a la generación hacia actividades de distribución y transmisión.

En el caso colombiano, parte de estas barreras son observables al analizar datos de restricciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las restricciones son limitaciones en la operación de la red (por congestiones, fallas o condiciones de seguridad) que impiden aplicar el despacho puramente económico y obligan a programar generación por fuera de mérito para garantizar la operación (Ministerio de Minas y Energía, 2023). Los datos sobre restricciones del SIN muestran, por un lado, que estas persisten en el

tiempo y, por otro, que su evolución no acompaña el ritmo de crecimiento de la nueva capacidad de generación (véase Figura 3).

Para comprender mejor la situación del mercado y las dificultades evidenciadas, a continuación analizaremos históricamente algunos indicadores clave que permiten comprender la evolución del mercado, con el fin de entender el grado de preparación para hacer la transición energética. Esta revisión plantea algunas preguntas fundamentales sobre la estructura del SIN. A continuación se analizan (i) el crecimiento de la demanda, (ii) el crecimiento de la oferta y (iii) la evolución de la capacidad de transporte.

Crecimiento de la demanda, oferta y de la capacidad de transporte

Entre 2021 y 2023 la demanda de energía mostró un crecimiento sostenido por encima de 4% anual, como demuestran datos de XM, operador del mercado eléctrico (2023). En 2022, el total demandado correspondió a 76.908 gigavatios-hora (GWh) creciendo 4,02% frente a lo visto durante 2021 (73.934 GWh). Durante 2023, la demanda alcanzó 80.687 GWh, creciendo a una tasa de 4,91% frente al año precedente.

Con respecto a la capacidad instalada, el crecimiento fue más acelerado que la demanda. En 2022 se evidenció un crecimiento de 5,71% frente a 2021, pasando de 17.762 megavatios (MW) a 18.777 MW. En 2023, la generación alcanzó 19.918 MW escalando 6,07% frente al 2022 (XM, 2023). Ahora bien, vale la pena destacar que si bien el crecimiento de la oferta es superior al de la demanda efectiva, el aumento en la energía disponible es menor. Esto se explica dado que el crecimiento en potencia instalada no se traduce proporcionalmente en energía disponible, dada la menor disponibilidad relativa de las centrales solares y eólicas que se integran al sistema.

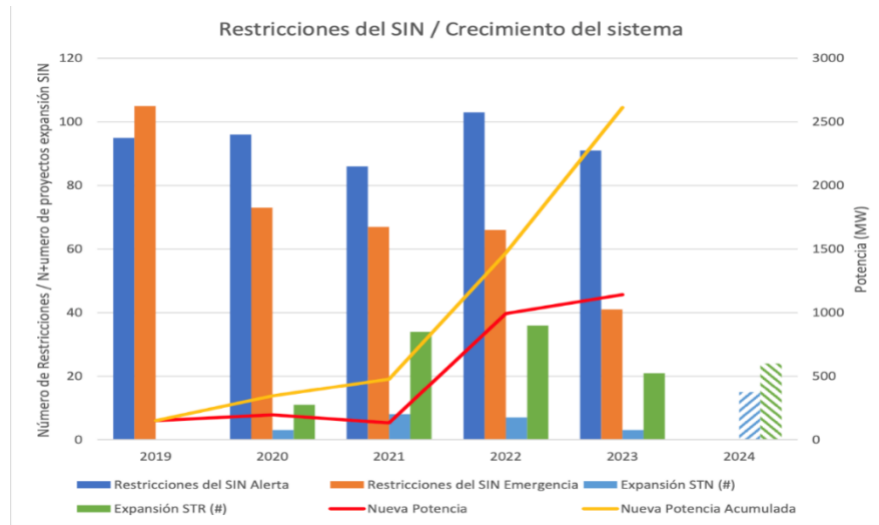
Adicionalmente, el sistema de transporte debe dimensionarse con base en otra serie

adicional de condiciones críticas, teniendo en cuenta escenarios de generación máxima con demanda mínima como para escenarios de generación mínima con demanda máxima.

La Tabla 1 evidencia precisamente la expansión en el SIN en términos de adiciones de plantas de generación y cómo responde a las restricciones eléctricas u operativas.

Para entender la transición energética en este contexto también es relevante analizar que la entrada de nuevas plantas de generación FNCER no implica la salida de plantas de generación con fuentes fósiles, como gas o carbón. Este proceso se conoce como adición energética y se opone al proceso de sustitución, en el cual la capacidad es inmediatamente reemplazada, para generar matrices menos contaminantes. Esta sustitución se explica principalmente por motivos regulatorios y técnicos relacionados con la seguridad del suministro, por lo que la red atraviesa por un período de superposición entre fuentes convencionales y FNCER. Esto implica que el número de plantas conectadas incrementa, elevando las exigencias sobre el STR y sobre los servicios de flexibilidad, incluso cuando la energía generada no crece al mismo ritmo de la potencia instalada. En consecuencia, esto hace que algunos aspectos se conviertan en críticos para afrontar esta situación: (i) despejar cuellos de botella en nodos del STR; (ii) habilitar mercados de corto plazo (intradía con liquidación ex ante); y (iii) alinear incentivos para que la expansión de red acompañe la entrada efectiva de los IPP. (Véanse Figura 3 y Tabla 1).

Figura 3 *Restricciones del SIN y Crecimiento del Sistema.*



Fuente: XM (2023). Elaboración propia.

Si entendemos las restricciones como un costo de transacción fundamental, y analizamos el comportamiento relativo en la Figura 3, tenemos:

- Las expansiones del STN son relativamente constantes.
- El STR crece todos los años, mostrando una aceleración en 2021 y 2022, pero desacelerando su crecimiento en 2023 comparado con los años anteriores.
- Las restricciones en alerta permanecen constantes, las restricciones de emergencia tienden a la baja y las restricciones totales son relativamente constantes.
- La generación crece tanto en potencia instalada como en número, transicionando a un modelo de generación distribuida y altamente dependiente de la expansión del STR. Este proceso está marcado por la gran penetración de proyectos solares fotovoltaicos de pequeña y mediana escala, con potencias unitarias inferiores a 100 MW.
- Con estos datos de expansión del SIN cabría esperarse una reducción en las

restricciones, especialmente cuando la expansión de la oferta se orienta hacia un modelo con mayor capacidad instalada y menor generación media, característico de los proyectos solares y eólicos (Edenhofer, 2013). En esta línea, el Operador del Mercado, XM, ha señalado en su comunicado de prensa del 17 de julio de 2023 la importancia de la expansión de la red para gestionar adecuadamente dichas restricciones (XM, 2023)

- No se observa entonces, una correspondencia entre la expansión del STR, planeada de forma autónoma por parte de los operadores de red (OR), y el crecimiento de la oferta en generación. Este desajuste hace evidente que las restricciones pueden interpretarse también como una medida indirecta de la magnitud de las barreras de entrada que enfrentan los IPP.
- La autonomía de los OR en la planeación del STR, aunada a los esquemas de remuneración por disponibilidad y no por expansión, genera un desalineamiento entre los intereses privados y los objetivos de la transición energética en el país.

Tabla 1

Extracto sobre proyectos de generación para 2023

TIPO	Proyectos considerados análisis energético inicio 2023		Proyectos declarados en explotación comercial en 2023	
	(MW)	Núm. De Proyectos	(MW)	Núm. De Proyectos
HIDRO	656.3	6	642	4
TÉRMICO	283	2	293	2
EÓLICO	321.8	6	0	0
SOLAR	3802.6	130	207	26
TOTAL	5063.8	144	1142	32

Fuente: XM (2023). Elaboración propia.

En vista de lo anterior, surge la necesidad de responder a la siguiente pregunta de

investigación: ¿cómo la estructura regulatoria y la naturaleza monopólica del STR afectan la competencia y el avance de la transición energética en Colombia? De esta manera, esta investigación busca (i) evaluar el impacto de los monopolios regionales integrados verticalmente sobre las barreras de entrada en el mercado energético y (ii) analizar cómo el esquema de remuneración y la estructura regulatoria del STR influye en la competencia y el avance de la transición energética.

Abordar este problema resulta fundamental para el avance en el sector, dado que los hallazgos en esta investigación permiten identificar ajustes regulatorios que tiendan a potenciar la competencia, reducir los costos de transacción y promover una expansión más eficiente del sistema de transmisión a la vez facilite la integración de nuevos agentes renovables. No atender esta problemática podría incrementar las restricciones operativas del SIN, limitar la entrada de generadores independientes y retrasar de manera significativa el cumplimiento de los objetivos nacionales en materia de transición energética.

3. JUSTIFICACIÓN

La Constitución Política de Colombia (1991, art. 365) establece que es obligación del Estado garantizar el suministro de energía en condiciones de confiabilidad a la sociedad. Ante la profunda transformación que implica para el mercado la transición energética hacia una matriz de fuentes renovables no convencionales de carácter variable, es necesario ajustar la estructura del mercado para dar cumplimiento a los mandatos de la Constitución Política con relación a la prestación eficiente del servicio de energía eléctrica.

En este sentido, resulta esencial evaluar la estructura de incentivos del sistema de transmisión con el fin de identificar si el marco regulatorio vigente contribuye o no a la eficiencia y dinámica del sistema eléctrico, para así reconocer mecanismos regulatorios que promuevan una mayor desconcentración del mercado y faciliten el acceso de nuevos IPP. De esta manera se puede impulsar la transición hacia el uso de energías renovables en el país. Reconocer tales aspectos es determinante para orientar políticas públicas que aseguren un desarrollo alineado con los objetivos nacionales en materia de energía.

4. OBJETIVOS

GENERAL

Evaluar el impacto de los monopolios regionales integrados verticalmente sobre las barreras de entrada en el mercado energético colombiano, particularmente en el contexto de la transición energética hacia fuentes renovables no convencionales. Adicionalmente, evaluar cómo la integración vertical y el esquema de remuneración del STR afectan la competencia y la transición energética en Colombia.

ESPECÍFICOS

- Analizar las asimetrías regulatorias entre las resoluciones CREG 024 de 2021 y 075 de 2021, identificando cómo estas diferencias generan incentivos desalineados entre los OR integrados verticalmente y los generadores independientes.
- Evaluar el grado en que la estructura de remuneración del STR y la autonomía regional en la planeación limitan o no la expansión oportuna de la red, afectando

la integración de nuevas fuentes de generación y el desarrollo competitivo del mercado.

- Examinar las barreras técnicas, económicas y de información que enfrentan los generadores independientes en su acceso al STR, considerando su impacto sobre la entrada de nuevos actores y sobre la diversificación de la matriz energética.
- Analizar modelos internacionales de coordinación entre el operador del sistema de transmisión (Transmission System Operator, TSO) y el operador del sistema de distribución (Distribution System Operator, DSO), así como mecanismos de flexibilidad y esquemas de desagregación operativa, con el fin de identificar prácticas potencialmente aplicables al contexto colombiano.
- Proponer recomendaciones regulatorias y de gobernanza que permitan armonizar la planeación del STR, reducir las barreras de entrada, mejorar la competencia y habilitar una transición energética eficiente y sostenible.

5. DISEÑO METODOLÓGICO

El presente estudio utiliza una metodología cualitativa de carácter analítico, orientada a examinar la relación entre la estructura regulatoria y de mercado del sistema de transmisión, así como las barreras de entrada que enfrentan los generadores independientes en el contexto de la transición energética en Colombia. Este enfoque permite identificar asimetrías regulatorias, analizar los incentivos institucionales y comprender el comportamiento estratégico de los OR en su calidad de monopolios regionales.

Metodológicamente, el trabajo se basa en un análisis documental y normativo, que comprende la revisión de la regulación vigente, en particular las Resoluciones CREG 024 de 2021 y CREG 075 de 2021, así como de estudios académicos y técnicos relacionados con competencia, integración de FNCER, flexibilidad del sistema eléctrico y coordinación entre operadores de red. Adicionalmente, se emplea información de fuentes oficiales como XM, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Ministerio de Minas y Energía (MME) que permite contrastar la regulación con el funcionamiento operativo del sistema eléctrico.

El análisis se complementa con una revisión comparada de experiencias internacionales, mediante la cual se identifican prácticas relevantes en materia de coordinación, gestión de congestiones y desarrollo de infraestructura de transmisión. Este ejercicio comparativo permite ubicar el caso colombiano frente a modelos implementados en sistemas con alta participación de energías renovables.

Finalmente, el diseño metodológico integra una síntesis analítica que articula los hallazgos normativos, técnicos y comparados, con el fin de responder a la pregunta central de la investigación planteada en la sección anterior. Esta metodología permite formular conclusiones fundamentadas y proponer recomendaciones regulatorias orientadas a mejorar la eficiencia, reducir barreras de entrada y fortalecer el avance de la transición energética en el país.

5.1. Alcance y limitaciones del estudio

Este estudio se limita a analizar el STR en Colombia y su interacción con la competencia y las barreras de entrada para generadores independientes en el marco de la transición energética. Se analiza la estructura regulatoria y monopólica, en particular las

Resoluciones CREG 024 de 2021 y 075 de 2021, y se contrasta con experiencias internacionales relevantes (*redispatch* preventivo, *Open Networks*). El horizonte de referencia corresponde al marco regulatorio vigente, con apoyo en fuentes oficiales (XM, UPME, MME) y literatura académica.

Sin embargo, este trabajo presenta una serie de limitaciones. En primer lugar, no desarrolla ejercicios de modelación cuantitativa ni simulaciones. En segundo lugar, la evidencia empírica se restringe a fuentes documentales y normativas oficiales, por lo que los resultados deben interpretarse como hallazgos de carácter analítico–cualitativo, y no como una evaluación econométrica o técnica de desempeño del STR.

6. MARCO TEÓRICO O MARCO CONCEPTUAL

6.1. Funcionamiento del mercado

En 1994, el Congreso de la República aprobó dos leyes, la Ley 142 y la Ley 143 de 1994, con el fin de establecer el régimen de servicios públicos y del mercado de energía eléctrica, bajo los principios establecidos en la Constitución Política de Colombia de 1991. A partir de la promulgación de esta legislación, la inversión privada en el mercado fue autorizada y se declaró su liberalización.

Bajo la Ley 143 de 1994, el mercado eléctrico se estructuró como una cadena de actividades diferenciadas, como la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización, a la vez que abrió el mercado a un esquema de libre competencia en el cual participaran actores como empresas públicas, privadas y mixtas (exceptuando casos en los que hubiera monopolios naturales sujetos a regulación). Sobre esta base se estableció el Mercado de Energía Mayorista (MEM), en el cual se introdujeron

restricciones específicas para la integración vertical y así limitar el poder de mercado y favorecer condiciones competitivas.

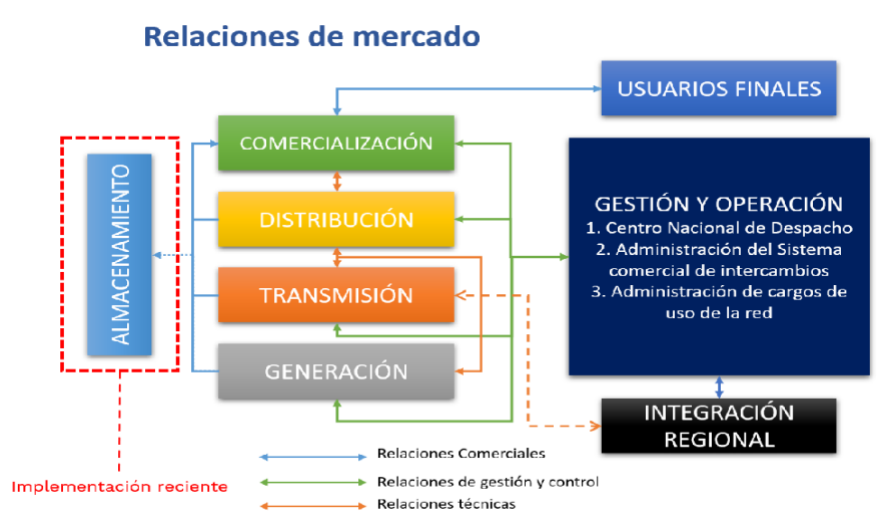
Así mismo, se estableció la estructura institucional de mercado, con varias entidades encargadas de diferentes funciones. El MME es el encargado de la planeación y gestión del sistema; la CREG tiene la tarea de desarrollar, revisar y fortalecer el marco regulatorio; la UPME es el brazo técnico del Ministerio para la planeación integral del mercado energético, incluyendo el establecimiento de los requerimientos energéticos del país. La vigilancia, control y monitoreo están a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mientras que la operación del mercado está a cargo de XM y el Consejo Nacional de Operación (CNO). Dentro de las funciones de XM se encuentra la administración del Centro Nacional de Despacho, administración del sistema comercial de intercambios y la administración de los cargos de uso de red (Función Pública, 1994b).

Figura 4. *Actores de gobierno y gestión del mercado*



Fuente: Ministerio de Minas y Energía (2024).

Figura 5. Relaciones de mercado Fuente: XM (2023).



Elaboración Propia.

Como se estableció anteriormente, el mercado eléctrico está compuesto por cinco actividades principales: comercialización, distribución, transmisión, generación y almacenamiento. Entre estas actividades se constituyen submercados, en los que los agentes realizan transacciones de energía, conformando una cadena donde el generador vende al comercializador, quien a su vez la vende al usuario final, usando la infraestructura de transmisión y distribución para lograr estos intercambios.

El mercado está diseñado para tener dos tipos de operaciones comerciales: de largo y de corto plazo. El diseño vigente del MEM establece que las transacciones de corto plazo se realizan por medio de la Bolsa de Energía, en la cual las generadoras presentan ofertas horarias en términos de precio y cantidad. Con base en esta información y los datos de la demanda, XM determina el despacho ideal y calcula ex post el precio de las unidades de energía efectivamente despachadas. Por su parte, los contratos bilaterales de largo plazo se liquidan de forma financiera mediante la comparación entre las

cantidades contratadas y la energía efectivamente inyectada o retirada. De esta manera, la bolsa actúa como mercado de balance para las cantidades no cubiertas por contratos. La liquidación se realiza a partir de las lecturas de medidores en las fronteras comerciales, con las cuales se calculan generación, demanda, pérdidas y valoraciones al precio de bolsa para determinar los pagos y cargos de cada agente.

Ahora bien, con la integración de tecnologías FNCER de naturaleza variable y recursos distribuidos, este esquema dependen de cómo el sistema y la liquidación en bolsa reflejen las restricciones de red y la disponibilidad efectiva de estas tecnologías.

Con respecto a la demanda, los usuarios están divididos en dos grupos: regulados y no regulados, cuyo régimen de precios se establece de manera diferente. Los usuarios regulados son aquellos cuya tarifa está regulada por la CREG, como los usuarios residenciales; mientras que los no regulados son aquellos con consumos de energía iguales o mayores a 55 MWh/mes.

6.1.1. Precios y topología del sistema

Se denomina uninodal al esquema en el que existe un precio único de bolsa para todo el sistema. En este caso, las congestiones y otras restricciones de red no se incorporan directamente en los precios, sino que se gestionan con mecanismos complementarios (*redispatch* o restricciones operativas). En contraste, un régimen multinodal reconoce que el sistema físico está compuesto por múltiples nodos con límites de capacidad y pérdidas diferentes, y permite definir precios locales por nodo o zona que reflejan esas condiciones.

En Colombia, la liquidación económica se realiza bajo un esquema uninodal. Esta

distinción es clave para interpretar las señales económicas que reciben los agentes y el papel del STR en la formación de cuellos de botella y oportunidades de entrada.

En un enfoque multinodal, el precio nodal o *Locational Marginal Price* (LMP) es el costo marginal calculado para cada barra y cada intervalo de tiempo (hora o subhora). Este precio integra tres componentes principales: energía, congestión y pérdidas. De este modo, los LMP incorporan señales locacionales y permiten que una parte del costo de las congestiones se refleje dentro del precio. En esta tesis, el concepto de LMP se usa como marco analítico para entender los cuellos de botella del STR y contrastar las diferencias entre un esquema uninodal frente a uno multinodal.

Se entiende por flexibilidad el conjunto de recursos y servicios capaces de ajustar potencia o energía en horizontes de minutos a horas para mantener el equilibrio del sistema y reducir costos de ajuste. Entre estos se encuentra el almacenamiento, la respuesta de la demanda, la gestión de generación flexible y las medidas de red coordinadas. Desde el punto de vista de mercado, la provisión de flexibilidad requiere reglas de no discriminación, esquemas de medición, mecanismos de verificación, liquidación transparente y coordinación adecuada entre los actores del sistema de transmisión y operadores de la red. En sistemas con alta penetración de FNCER, la disponibilidad y activación de flexibilidad resulta complementaria a la expansión física del STR, especialmente cuando la liquidación es uninodal y las congestiones se gestionan fuera del precio.

6.1.2. El mercado de transmisión y distribución de energía en Colombia

Dado que construir una única infraestructura para transportar la energía a lo largo

de grandes distancias implica una inversión inicial significativamente alta, es deseable que se generen grandes economías de escala que permitan desarrollar esta infraestructura. Esto permite que, a medida que la red transmite más energía, el costo promedio por unidad transmitida disminuya. Por lo tanto, una sola empresa puede satisfacer la demanda del mercado a un costo mucho menor frente a un escenario de competencia en el que cada empresa tuviera su propia infraestructura. Esto da origen a un monopolio natural, como se considera el caso del mercado de transmisión de energía.

En el SIN, la prestación de la actividad de distribución (que incluye al STR dentro de cada Área de Distribución (ADD)) está a cargo de un único OR por Área, con exclusividad otorgada por vía administrativa conforme a la Ley 142 de 1994, así como la normatividad del MME y la regulación expedida por CREG. Un ADD corresponde, en términos generales, a una zona geográfica en la que un OR es responsable de la planeación, operación y expansión de las redes de distribución y del STR asociado. Aunque pueden coexistir varios OR en una misma región geográfica, no existe superposición de OR dentro de una misma ADD.

En este contexto, adquiere especial relevancia la forma en la que se articulan las reglas de remuneración del STR y distribución, (como los definidos en la Resolución CREG 024 de 2021 (CREG, 2021b), que determina las variables aprobadas para determinar los ingresos y cargos de los OR), con los procedimientos para la asignación de capacidad de transporte y conexión a nuevos proyectos de generación al STN y STR, establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021 (CREG, 2021a). Desde la perspectiva de este trabajo, algunos desajustes entre estos marcos pueden reforzar la posición dominante de los OR, en tanto titulares de un monopolio, frente a otros agentes, en

particular los generadores independientes. Esto genera barreras adicionales de entrada, en detrimento de la competencia en el mercado de la generación.

El SIN en Colombia se estructura bajo un esquema de planeación dual, que refleja a la vez una coordinación central y una autonomía regional. Por un lado, la Nación, a través de la UPME, conserva la responsabilidad de la planeación estratégica del STN, es decir, de los activos que operan en los niveles más altos de tensión y que garantizan la interconexión y confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto. Por otro lado, la planeación de los STR y de los Sistemas de Distribución Local (SDL) recae en los operadores de red, quienes actúan con independencia técnica y financiera, y para los cuales la UPME cumple únicamente un rol de validador y aprobador de las propuestas de expansión. Esta estructura genera una fragmentación en la planeación, ya que las decisiones sobre la expansión de las redes regionales y locales podrían responder a factores no estipulados en la normativa, como intereses particulares de cada operador, más que a una estrategia articulada.

Adicionalmente, el sistema de remuneración vigente también influye, dado que prioriza la atención a la demanda existente, a la vez que ofrece señales más débiles para la integración de nueva oferta de generación. Esto implica que cuando se requiere una expansión del STR para integrar nueva oferta, los incentivos económicos para que los OR realicen estas inversiones resultan limitados. Si adicionalmente, estos operadores se encuentran integrados verticalmente participando simultáneamente en actividades de generación y transmisión, se configura un potencial conflicto de interés que les permite ejercer poder de mercado sobre los nuevos IPPs. Esto implica que la falta de alineación entre la planeación estratégica nacional y las decisiones de expansión regional tiende a

generar una barrera estructural para el ingreso de nuevos actores y a restringir, en alguna medida, el grado efectivo de desconcentración y competencia en el mercado eléctrico.

Es importante destacar que la actividad de transmisión de energía eléctrica se remunera a través de un esquema regulado que busca asegurar la operación eficiente del STN y la expansión de la infraestructura, garantizando el retorno de la inversión para los operadores y la prestación un servicio confiable para los usuarios.

6.1.3. Principales mecanismos de remuneración en Colombia

Considerando lo establecido en las regulaciones CREG 083 de 2008 (CREG, 2008), CREG 035 de 2010 (CREG, 2010) y CREG 011 de 2009 (CREG, 2009), se resume el mecanismo de remuneración de la actividad de transmisión de energía en Colombia

- **Tarifa regulada:** La CREG es la encargada de establecer las tarifas que remuneran la actividad de transmisión. Estas tarifas están diseñadas para cubrir los costos de inversión y operación de los transmisores, asegurando una rentabilidad razonable.
- **Costo eficiente de inversión:** El regulador fija una tarifa que remunera las inversiones en infraestructura de transmisión. El valor de esta inversión es evaluado por la CREG y debe ajustarse a los estándares de eficiencia que la regulación impone. Esto incluye la construcción, renovación y ampliación de redes de transmisión, lo que implica el reconocimiento de costos iniciales de la infraestructura.
- **Costo eficiente de operación y mantenimiento:** Los transmisores también reciben remuneración por los costos de operación y mantenimiento de las redes. Esta remuneración se basa en una estructura de costos eficientes, y la CREG establece el nivel de costos reconocidos.

- **Remuneración por disponibilidad:** En lugar de basarse en la cantidad de energía transportada, el esquema colombiano remunera principalmente la disponibilidad de la infraestructura. Esto incentiva a las empresas a mantener la red en condiciones óptimas y asegurar un nivel alto de confiabilidad, más que en transportar un gran volumen de energía.

- **Reconocimiento de pérdidas técnicas:** A las empresas de transmisión se les reconoce una parte de las pérdidas técnicas inherentes al transporte de energía, que ocurren naturalmente en la red de transmisión. Sin embargo, el nivel de estas pérdidas está regulado y optimizado para que se mantenga dentro de rangos aceptables.

- **Factor de calidad:** Existe un factor de ajuste en la remuneración vinculado al desempeño de los transmisores en términos de calidad del servicio. Si la calidad de la transmisión es inferior a los estándares establecidos, la remuneración puede ser penalizada. Mediante la Resolución 97 de 2008 la CREG aprueba los principios generales y metodología para el establecimiento de los cargos del uso del STR.

- **La remuneración del Sistema de Transmisión Regional (STR):** se basa en los mismos principios aplicados al STN, adaptados a los niveles de tensión y características regionales. En particular:

Metodología de remuneración:

Los activos del STR se remuneran mediante el método de Ingreso Regulado, definido en la CREG 011 de 2009 (CREG, 2009), que reconoce:

- El Costo de Reposición de los activos eléctricos existentes.
- Un componente de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).

- Un reconocimiento por Activos No Eléctricos (5%) y terrenos y servidumbres.
- Una tasa de retorno (WACC) del 11.5% antes de impuestos, según la CREG 083 de 2008 (CREG, 2008).

El ingreso anual del operador se calcula así:

$$IAT_j = CAEA_j + VAOM_j + CAET_j + CAES_j + OI_j$$

Donde cada término representa la reposición, AOM, terrenos, servidumbres y otros ingresos regulados.

- **Remuneración de la expansión:** Las nuevas obras de transmisión regional se remuneran una vez la CREG las aprueba e incorpora a la base regulada de activos. Esta remuneración, por ende, es aprobada ex post y no se otorgan incentivos que permitan conectar nueva generación. Si la expansión está motivada por demanda (mayor consumo o nuevos usuarios), el OR obtiene ingresos adicionales mediante los Cargos por Uso. Pero si la expansión se requiere por nueva oferta (nuevos generadores), no existen incentivos tarifarios que motiven al OR, salvo que el generador financie total o parcialmente la conexión (CREG, 2009, Art. 10).

- **Duración y ajustes del ingreso:** Los ingresos se reconocen mensualmente, actualizados con el Índice de Precios al Productor y se aplican compensaciones o penalidades por indisponibilidad o calidad de servicio.

En conclusión, la expansión del STR **no está remunerada automáticamente** ni incentivada económicamente desde la oferta, la estructura tarifaria promueve principalmente la atención de la demanda y genera vacíos para la expansión motivada por

nueva generación.

6.1.4. La experiencia internacional en transición energética

La transición energética hacia tecnologías con menores emisiones supone un cambio paradigmático en el modelo de generación y distribución de la energía. Los sistemas de energía se han basado tradicionalmente en esquemas uninodales, en los cuales la generación con combustibles fósiles se establece geográficamente cerca de las regiones de consumo, minimizando la transmisión de larga distancia. Sin embargo, con el avance hacia un modelo de generación basado en energías renovables, como la solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica, surge un modelo distribuido y multinodal, dado que las fuentes de generación están en zonas diferentes, con mejor disponibilidad de los recursos de generación, alejadas a los centros de consumo, requiriendo una mayor infraestructura de transporte de energía. Este cambio genera desafíos importantes ya que la localización de las plantas de energía renovable depende directamente de la naturaleza y ubicación del recurso energético, que puede estar alejado de las áreas de mayor demanda, requiriendo un sistema más robusto y adaptado de transmisión y distribución.

En este contexto, Hadush y Meeus (2018) desarrollan uno de los análisis más relevantes para comprender los desafíos institucionales que enfrentan los sistemas eléctricos en la transición. Los autores muestran que la falta de claridad en los roles de los operadores de transmisión (TSO) y de distribución (DSO), la falta de flexibilidad, la información asimétrica y los incentivos regulatorios desalineados generan congestiones persistentes y reducen la eficiencia operativa del sistema. En respuesta, proponen marcos formales de gobernanza para los TSO y DSO, esquemas de intercambio de información

en tiempo real y procedimientos coordinados de gestión de congestiones, elementos indispensables para sistemas con alta penetración renovable y creciente descentralización (Hadus & Meeus, 2018).

De manera complementaria, Eid et al. (2016) analizan cómo gestionar la flexibilidad, lo cual exige reglas claras. Los autores proponen mercados locales de flexibilidad administrados por los DSO e integrados con los servicios del TSO, destacando que la coordinación es esencial para maximizar el valor sistémico de la flexibilidad y garantizar estabilidad operativa (Eid et al., 2016).

Un ejemplo relevante de este cambio de paradigma es el caso de Alemania, en su transición energética, ("Energiewende"), el país ha pasado hacia un modelo multinodal en el que la generación de energía, especialmente eólica, está concentrada principalmente en el norte del país, mientras que la mayor demanda industrial se encuentra en el sur. Esta disparidad geográfica ha generado importantes desafíos en la red de transmisión, ya que el sistema eléctrico ha tenido que adaptarse para equilibrar la abundante generación de energía renovable en el norte y una significativa demanda industrial en el sur. La falta de capacidad suficiente para transmitir grandes cantidades de energía a lo largo del país ha provocado cuellos de botella en la red, distorsionando tanto el mercado interno como los mercados de los países vecinos altamente interconectados, como Polonia y la República Checa (Janda et al., 2017).

Estas distorsiones se manifiestan en la formación de precios (del mercado de la bolsa de energía y los precios en los contratos) y en los flujos de carga no deseados que impactan negativamente a los mercados de esos países vecinos. El fenómeno conocido como "loop flows" ha generado tensiones en el mercado energético europeo, ya que la

sobrecarga en las líneas de transmisión de Alemania ha causado que el exceso de electricidad fluya hacia los mercados vecinos, afectando la estabilidad de sus redes y dificultando la operación de sus mercados. Este caso destaca la necesidad de una planificación y expansión cuidadosa y eficiente de los sistemas de transmisión y distribución (Petrou et al., 2020), especialmente en un contexto de integración de energías renovables que exige una mayor flexibilidad de la infraestructura y una mayor participación de la demanda en la gestión de los flujos energéticos.

En línea con lo anterior, la literatura subraya que la sola expansión física de la red no es suficiente. Degefa y Sperstad (2021) muestran que, en sistemas con alta penetración de FNCER, la ausencia de instrumentos de flexibilidad tanto operativos como de mercado y la débil articulación entre TSO y DSO incrementan los costos sistémicos, retrasan la entrada de nuevos proyectos y reduce la eficiencia global de la transición energética. En consecuencia, la planificación técnica sin un marco institucional que integre la operación, la flexibilidad y la expansión conjunta de la red conduce a mayores riesgos de indisponibilidad y limita la capacidad del sistema de absorber nueva generación renovable (Degefa & Sperstad, 2021).

En complemento a lo anterior, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), creada para apoyar a los países en la adopción, integración y expansión de las energías renovables, enfatiza que la transición energética no solo requiere infraestructura y señales de mercado, sino también “habilitadores políticos” que alineen la institucionalidad, la regulación y la planificación a largo plazo. Según IRENA (2023), estos habilitadores dan estabilidad regulatoria, gobernanza y reglas que facilitan la flexibilidad en esquemas de expansión de red, en el marco de participación de nuevos

actores. Estos habilitadores constituyen la base sobre la cual la transición puede ejecutarse y en contextos donde están ausentes, la transición energética tiende a estancarse y los cuellos de botella se vuelven estructurales (IRENA, 2023)

Desde una perspectiva económica, este nuevo enfoque en la planificación y expansión de los sistemas de TSO y DSO demanda mejores herramientas para promover la competencia y evitar la concentración del mercado. La desagregación del poder de mercado es fundamental, dado que la naturaleza distribuida de las energías renovables podría facilitar la entrada de nuevos actores, como IPPs, y prosumidores (Weigelt et al., 2021), pero también crea riesgos de monopolio si los operadores integrados verticalmente mantienen un control excesivo sobre las redes de transmisión y distribución. En este sentido, se hace imperativo implementar mecanismos regulatorios que limiten los conflictos de interés que puedan surgir, especialmente cuando los operadores de redes también participan en la generación de energía. El fortalecimiento de las economías de escala en la expansión de las infraestructuras, y el desarrollo de costos más eficientes son también aspectos clave para asegurar una transición energética equitativa y competitiva.

El caso de Alemania ilustra claramente cómo la transición energética hacia un modelo multinodal exige no solo una modernización tecnológica de los sistemas eléctricos, sino también un marco regulatorio que fomente la competencia y minimice el riesgo de concentración de poder en el mercado energético.

Como caso particular y de referencia de estos procesos, en 2009, el tercer paquete de liberalización del mercado establecido por la Unión Europea incluyó estrictas regulaciones asociadas a la desagregación (*unbundling*) de las empresas integradas verticalmente, bajo esta regulación, los estados miembros definieron tres regímenes de

desagregación a ser elegidos a preferencia de los países miembros; y que consideran: (i) total desagregación de la propiedad; el desarrollo de (ii) Operadores Independientes de la Transmisión (TSO), u (iii) Operadores Independientes del Sistema Distribución (DSO).

En cualquiera de los casos la integración vertical es desagregada, y los tomadores de decisiones son diferentes e independientes para cada segmento del mercado, buscando que las decisiones de planeación de la red no entren en posibles conflictos de interés con la participación en otras actividades del sector (Unión Europea, 2009).

Otro caso de análisis es el del sistema eléctrico de Japón, donde el gobierno realizó algunos intentos de desregulación del sistema en la década de 1990, dado que el sistema se comportaba como un monopolio regional desde 1951. En ese entonces, los intentos de desregulación no resultaron en una reforma integral, debido a la fuerte oposición y presión política de las compañías eléctricas regionales. Sin embargo, desde 2013, se proponen varios proyectos de ley para la liberación del mercado eléctrico, los cuales permiten que en 2016 este mercado deje de funcionar como un monopolio y que en teoría, con la desregulación se estimule la competencia, ya que se da lugar a la entrada de nuevas empresas al mercado minorista y con esto una oferta de diferentes precios en los contratos y servicios.

Según Shiraki et al. (2021), la desregulación de las industrias eléctricas generalmente hace que la generación de energía sea más eficiente y se reduzcan los costos de operación. Con la liberación del mercado eléctrico en Japón se incentivó el crecimiento e innovación en el sector de las energías renovables convirtiéndose este país en un actor clave en la transición energética mundial, logrando hoy en día que la producción de energías alternativas sea una prioridad para Japón.

6.1.5. La experiencia colombiana

En Colombia, por medio del MME, la CREG y la UPME se han implementado diversas medidas para enfrentar los desafíos derivados de la transición hacia energías limpias y un modelo más distribuido de generación. En particular, se han reforzado las estrategias de planificación de la expansión del STN, pero se han omitido acciones específicas relacionadas con la expansión del STR, lo cual no se alinea con la intención de integrar fuentes renovables no convencionales, como la solar y eólica, al sistema.

La UPME ha trabajado en proyectos de expansión que buscan fortalecer las interconexiones entre las zonas de generación de renovables y los centros de demanda a nivel del STN. Asimismo, la CREG ha propuesto esquemas regulatorios para fomentar la participación de nuevos actores en el mercado, mediante la convocatoria a mecanismos de contratación novedosos, como las subastas para la asignación de contratos a largo plazo de energía renovable, propendiendo por una mayor diversificación de la matriz energética y reduciendo la dependencia de las fuentes convencionales. Sin embargo, estas iniciativas no han mostrado los resultados esperados.

Las anteriores acciones buscan preparar al país para enfrentar los retos de la transición energética, asegurando la estabilidad del sistema y una mayor eficiencia en los costos. Sin embargo, estos esfuerzos han estado dirigidos mayoritariamente a la promoción de la oferta y han dejado de lado el abordaje de otros temas estructurales del mercado, sus actores, y justamente la planeación y expansión de la transmisión regional.

En esta misma línea, Arias-Gaviria et al. (2019) analizan la dinámica de difusión de las energías renovables en Colombia y concluyen que su expansión no depende únicamente del potencial técnico disponible, sino de la coherencia y estabilidad del marco

institucional y regulatorio. Los autores muestran que, incluso en sistemas con alto recurso solar y eólico, la falta de articulación entre política pública, señales de mercado y planeación de red puede ralentizar la integración efectiva de nuevas tecnologías. Este hallazgo resulta consistente con el caso colombiano, donde la fragmentación en la planeación del STR y la desalineación de incentivos regulatorios limitan el ritmo de la transición energética.

El Plan Indicativo de Expansión de Generación y Transmisión actual (2023-2037) y la Unidad de Planeación Minero Energética (2023), incluyen la identificación de proyectos que refuerzan las interconexiones entre las áreas de generación renovable y los principales centros de demanda. Este plan también contempla inversiones en infraestructura crítica para evitar cuellos de botella y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico, a medida que crece la participación de las energías renovables no convencionales. A pesar de ello, esta planeación no está articulada a los objetivos de política pública, y tampoco considera efectivamente las barreras de mercado que impiden su implementación oportuna.

Adicionalmente, la UPME ha trabajado en escenarios prospectivos que consideran el crecimiento de la demanda y la diversificación de la matriz energética, proyectando la necesidad de añadir entre 4.200 y 6.700 MW de capacidad instalada en la próxima década, sin que existan señales de mercado suficientes, que den garantía de que dicha implementación sea oportuna y que las barreras de mercado a las que se enfrenta sean debidamente gestionadas.

7. DESARROLLO DEL TRABAJO

El desarrollo de este trabajo busca articular los hallazgos obtenidos a partir de la revisión documental y de las experiencias internacionales con el análisis del contexto colombiano. En este sentido, la discusión se organiza en cuatro bloques: (i) los actores incumbentes existentes y nuevos, (ii) las distorsiones regulatorias y de mercado, (iii) las lecciones internacionales aplicables a Colombia y (iv) las implicaciones que estos elementos tienen para la transición energética nacional.

7.1. Actores incumbentes frente a nuevos entrantes

Una de las tensiones identificadas en los procesos de liberalización y transición energética es la que se presenta entre los actores tradicionales integrados verticalmente y los nuevos entrantes, principalmente los productores independientes de energía renovable. En el caso colombiano, esta tensión se observa en la falta de armonización entre la Resolución CREG 075 de 2021 (CREG, 2021a), que regula los procedimientos de conexión de nuevos generadores, y la Resolución CREG 024 de 2021 (CREG, 2021b), que establece las reglas aplicables a los operadores de red en relación con la expansión del sistema de transmisión regional.

La Resolución CREG 075 exige a los generadores independientes establecer garantías líquidas que se hacen efectivas en caso de que los proyectos no entren en operación en los plazos acordados. Esta obligación es significativa, dado que implica un costo financiero directo para los desarrolladores de proyectos y refleja un compromiso serio con la ejecución de las inversiones. Sin embargo, la Resolución CREG 024 de 2021 no contempla mecanismos equivalentes para los OR, quienes son responsables de realizar

las expansiones necesarias que permitan la conexión de estos mismos proyectos. Esta asimetría regulatoria genera un vacío crítico: los operadores de red no disponen de incentivos suficientes para ejecutar las obras de manera oportuna, en la medida en que no se prevén consecuencias económicas directas ante el incumplimiento de plazos y los mecanismos de remuneración de los activos no se orientan explícitamente a incentivar la expansión del STR en función de la habilitación de nueva oferta.

En la práctica, esta configuración implica varios riesgos para los generadores independientes. Por un lado, estos agentes asumen compromisos financieros significativos y por otro, su entrada efectiva depende de expansiones de red cuya ejecución está sujeta a las decisiones de inversión de los operadores de red. Además, en la medida en que los operadores de red pueden priorizar sus propios proyectos de conexión, la situación se complejiza, dado que la planeación del STR no está centralizada en la UPME, sino que es dependiente de decisiones autónomas de los OR. Esta fragmentación puede dar lugar a un desajuste entre los intereses nacionales definidos por la política pública y las decisiones regionales de inversión, lo que plantea desafíos de articulación entre objetivos de país y realidades locales.

A pesar de las claras diferencias entre los IPPs y los generadores integrados verticalmente, la regulación vigente no establece las diferencias, creando una brecha mayor. De acuerdo con la regulación vigente, ambos actores son tratados como iguales, a pesar de mostrar poder de mercado diferencial, derivado de su presencia simultánea en generación, transmisión y distribución. Esta asimetría de poder, aunada a la ausencia de políticas que promuevan un terreno de juego equilibrado, dificulta el desarrollo de la

competencia y limita la capacidad de los nuevos actores para dinamizar el mercado eléctrico.

7.2. Distorsiones regulatorias y de mercado

El marco regulatorio colombiano presenta varios retos que inciden en la forma en que se integran las fuentes FNCER al sistema. Uno de ellos más relevantes es la ausencia de un mercado intradía con liquidación ex ante, mecanismo que en otros sistemas se utiliza para refinar las señales de corto plazo, gestionar los desvíos y reducir los vertimientos de energía renovable. Aunque la CREG ha avanzado en el diseño de este esquema (CREG, 2023), su implementación se ha retrasado, lo que impide que el mercado colombiano disponga de una herramienta clave para la integración eficiente de fuentes renovables variables.

Otro aspecto relevante se relaciona con la red de transmisión y distribución, que condiciona el ritmo de expansión de las tecnologías renovables y de almacenamiento. Diversos análisis señalan que la expansión de esta red ha sido más lenta que el crecimiento de la nueva oferta de generación (UPME, 2023), lo que genera tensiones frente a los requerimientos técnicos asociados a una matriz con mayor participación de recursos variables y distribuidos. Un caso que ilustra esta necesidad es la integración de generación solar, la cual entrega energía principalmente durante las horas del día, mientras que la demanda se mantiene estable y alcanza un pico en la noche, cuando este recurso no está disponible. Lo anterior implica que la red debe dimensionarse con base en la potencia máxima del día, lo cual exige capacidades de transporte sobredimensionadas que no han sido atendidas oportunamente.

A esta limitación técnica se suma un problema estructural de gobernanza. Mientras la UPME tiene la responsabilidad de planear el STN, los operadores de red son autónomos en la planeación y ejecución del STR, esta situación genera un sesgo en la toma de decisiones, ya que las juntas directivas de las empresas integradas verticalmente priorizan inversiones en función de la maximización de utilidades del conglomerado. Dado que muchas de estas empresas también participan en actividades ajenas a la transmisión y generación, las decisiones de inversión no siempre se alinean con el beneficio social del país, sino también con la rentabilidad relativa de los distintos negocios que componen el portafolio del operador.

En este escenario, la CREG no ha desarrollado todavía los mecanismos necesarios para corregir esta desalineación entre los intereses regionales y los objetivos nacionales. La falta de incentivos o sanciones para los operadores de red perpetúa el rezago de las expansiones del STR, lo que genera retrasos sistemáticos en la conexión de nuevos proyectos renovables y limita el avance de la transición energética.

7.3. Modelos internacionales aplicables a Colombia

La experiencia internacional ofrece lecciones valiosas para el caso colombiano. Como se presentó con anterioridad, en Alemania la transición hacia un modelo descentralizado de generación renovable llevó a la implementación de un esquema de *redispatch* preventivo. En este modelo, los operadores de transmisión y de distribución coordinan información en tiempo real y activan recursos distribuidos, tales como baterías, generación solar fotovoltaica o mecanismos de respuesta de demanda, con el fin de prevenir las congestiones antes de que se produzcan. Esta coordinación multinivel no solo optimiza el uso de la red existente, sino que evita sobre inversiones en infraestructura

(Petrrou et al., 2020). Para Colombia, esta experiencia resulta pertinente en el Caribe, donde la alta penetración de proyectos solares y eólicos podría gestionarse con esquemas similares, siempre que existan reglas de no discriminación y mecanismos de verificación a cargo de XM y la CREG.

En el Reino Unido se ha desarrollado el programa *Open Networks*, que transformó el rol de los operadores de distribución en compradores activos de servicios de flexibilidad. Estos operadores publican sus necesidades locales y contratan, bajo reglas transparentes, servicios de respuesta de demanda, almacenamiento o generación distribuida como alternativa a inversiones de capital en refuerzos de red. Esta práctica no solo reduce costos, sino que genera un entorno competitivo que facilita la entrada de nuevos actores y tecnologías. Para Colombia, esta experiencia muestra el potencial de que los operadores de red asuman un papel más proactivo, siempre que se garantice la transparencia de los procesos y la separación funcional respecto de otras actividades de negocio (Energy Networks Association, 2018).

Otra línea de evolución institucional que se ha planteado para el caso colombiano es la transición gradual desde un mercado uninodal, en el que no se reflejan explícitamente las particularidades regionales, hacia esquemas que incorporen señales de precios regionales o nodales. Sin entrar en un debate detallado sobre el diseño de estos mecanismos, resulta pertinente señalar que su adopción podría permitir reconocer de manera más precisa las diferencias entre regiones con alta generación renovable, como es el caso de la región Caribe, zonas con predominio de hidroelectricidad, como la región Andina, y los territorios no interconectados. Una diferenciación de este tipo tendería a

generar señales más específicas para orientar las decisiones de inversión y operación en el sistema eléctrico.

El estudio de Merkebu et al. (2021) aborda la creciente necesidad de flexibilidad en los sistemas eléctricos debido a la integración de fuentes de energía renovable variables, la decadencia de la infraestructura y el aumento de la demanda. El objetivo principal del estudio de los autores es proponer una definición integradora de flexibilidad, un conjunto unificado de términos característicos y una taxonomía que permita clasificar de manera consistente los recursos de flexibilidad y relacionarlos con los servicios auxiliares del sistema.

Los autores señalan que su propuesta aporta claridad y consistencia conceptual que puede favorecer el diseño de mercados de flexibilidad, la planificación de redes y la toma de decisiones reguladoras. Sin embargo, reconocen que el mapeo completo entre todos los recursos y todos los servicios queda pendiente como trabajo futuro, especialmente bajo diferentes contextos regulatorios y tecnológicos. También mencionan que los "facilitadores" de flexibilidad juegan un rol clave para que más recursos puedan participar efectivamente.

Colombia enfrenta desafíos similares en términos de flexibilidad del sistema eléctrico. Aunque el país cuenta con una matriz energética predominantemente renovable basada en hidroeléctricas, la variabilidad de la generación, debido a fenómenos climáticos como El Niño y La Niña, afecta la estabilidad del suministro eléctrico. Además, la expansión de fuentes renovables no convencionales, como la energía solar y eólica, introducen incertidumbres adicionales en la operación del sistema.

Por su parte, Eid et al. (2016) abordan la creciente necesidad de flexibilidad en los sistemas eléctricos debido a la integración de fuentes de energía renovable variables, como la solar y la eólica. La flexibilidad es esencial para garantizar la estabilidad y fiabilidad del suministro eléctrico, especialmente en sistemas con alta penetración de energías renovables. Los autores destacan que los Recursos Energéticos Distribuidos (DER), pueden proporcionar esta flexibilidad, pero su integración efectiva requiere un diseño adecuado del mercado eléctrico.

En el contexto colombiano, la integración de los DER es particularmente relevante debido a la creciente penetración de fuentes de energía renovable no convencionales, como la solar y la eólica. El país ha iniciado esfuerzos para promover la flexibilidad de la demanda, como se evidencia en la propuesta técnica para el despliegue de tecnologías de flexibilidad en el lado de la demanda en Colombia, elaborada por la UPME en 2023. Esta propuesta destaca la importancia de diseñar mecanismos de mercado que incentiven la participación de los DER y reconozcan su valor en la prestación de servicios de flexibilidad (UPME, 2023).

7.4. Implicaciones para la transición energética nacional

La permanencia de estructuras de monopolios integrados verticalmente tiene implicaciones para la dinámica competitiva y la asignación de recursos en el sector. En la medida en que el poder de mercado se concentre en los incumbentes, existen riesgos de ineficiencia tanto en la formación de precios como en la ejecución de inversiones. Además, el hecho de que muchos de estos operadores sean grandes compañías o empresas públicas puede generar que estén sujetos a regímenes de contratación rígidos, procesos más extensos, diseñados para prevenir el detrimento patrimonial, lo que podría traducirse

en plazos más largos de ejecución y mayores costos. En contraste, los productores independientes suelen ser más ágiles, flexibles y disciplinados por las señales de mercado, lo que genera una desalineación en cuanto a respuestas.

Una de las observaciones de los casos internacionales es que la transición energética se ha dado por medio de un proceso de adición energética de nuevas fuentes, generando coexistencia con fuentes de generación convencional, antes de generar una sustitución. A nivel de infraestructura esto implica un grado de exigencia técnica y económica que le permita a las redes del STR responder a perfiles más variables y potencias de pico, pese a que la energía media transportada no crezca en la misma proporción. La experiencia internacional muestra la necesidad de incorporar algunas herramientas como indicadores de potencia crítica y de congestión en la planeación, lo que permitiría activar recursos de flexibilidad y priorizar obras donde haya cuellos de botella.

Derivadas de los hallazgos del capítulo anterior, se presentan a continuación recomendaciones regulatorias e institucionales orientadas a reducir cuellos de botella del STR, mejorar la formación de precios de corto plazo y alinear incentivos entre agentes y autoridades del sector.

7.5. Síntesis de medidas regulatorias propuestas

Se propone lo siguiente:

1. Implementar mercados intradía y liquidación ex ante.
2. Establecer garantías y penalidades simétricas para los OR por atrasos en el STR, armonizado las resoluciones CREG 024 de 2021 y 075 de 2021.

3. Integrar la planeación del STN y del STR bajo el liderazgo vinculante de la UPME, con publicación periódica de indicadores de desempeño.
4. Habilitar a los OR como compradores de flexibilidad, siguiendo el modelo de Open Networks del Reino Unido, con reglas de transparencia y auditoría de costos.
5. Desarrollar pilotos de *redispatch* preventivo en zonas críticas, en particular en la región Caribe, mediante arenas regulatorias (*regulatory sandboxes*) conforme al Decreto 1732 de 2021, con activación coordinada TSO–DSO de recursos distribuidos, almacenamiento y respuesta de la demanda bajo reglas de no discriminación, transparencia y auditoría de costos. La medición y verificación estará a cargo de XM, y la CREG definirá los esquemas transitorios de remuneración y asignación de costos.
6. Avanzar de manera gradual hacia señales regionales o nodales, compatibles con liquidación ex ante e intradía, como instrumento de largo plazo para orientar inversión y operación. Esto podría iniciar en zonas piloto de alta congestión por medio de una hoja de ruta de transición regulatoria (CREG).

Finalmente, las medidas sintetizadas en esta sección (Recomendaciones) constituyen una lista de verificación (checklist) para orientar la implementación de la transición energética Colombia.

8. RESULTADOS

Las empresas integradas verticalmente en el sector de energía pueden discriminar el acceso de otros competidores mediante exigencias técnicas elevadas, priorización de solicitudes propias, demoras en el procesamiento de interconexiones y diseño de esquemas tarifarios que desincentivan la conexión de nuevos actores. Además, pueden subinvertir estratégicamente en ampliación de capacidad o en automatización de la red para mantener su poder de mercado, lo cual es perjudicial para la transición energética.

Por lo anterior, es importante fomentar el libre mercado; sin embargo, encontramos que la desagregación del mercado por sí sola no garantiza un entorno competitivo ni la alineación con objetivos climáticos, lo que enfatiza la necesidad de una política energética explícita y coherente, más allá del diseño del mercado. Tal como lo indica el estudio de Merkebu et al. (2021), es imperante la necesidad de una definición integradora de flexibilidad, apoyo en taxonomías y facilitadores como digitalización, comunicación y marcos regulatorios adecuados.

En ausencia de una gobernanza sólida, agencias regulatorias independientes y marcos jurídicos estables, las reformas pueden reforzar los desequilibrios existentes y consolidar el poder de los actores históricos. En el caso colombiano, esto plantea desafíos sobre el fortalecimiento institucional de la CREG, particularmente en contextos donde su legitimidad y autonomía han sido objeto de debate público y político.

La idea de coordinación descentralizada basada en información compartida y precios marginales locales resulta aplicable en Colombia, especialmente frente al

crecimiento proyectado de la generación distribuida y la necesidad de ampliar la flexibilidad sin depender exclusivamente de infraestructura física.

El análisis desarrollado en este trabajo permite identificar varias limitaciones estructurales y regulatorias que condicionan las redes de transmisión y distribución, en el proceso de transición energética en Colombia. En primer lugar, se evidenció una asimetría normativa entre la Resolución CREG 075 de 2021 que establece exigencias estrictas a los generadores independientes y la Resolución CREG 024 de 2021 que no establece compromisos equivalentes para los OR respecto de la expansión y disponibilidad del STR. Esta desalineación genera retrasos en la conexión de proyectos renovables y reduce los incentivos de los operadores para invertir oportunamente.

En segundo lugar, se verifica que la ausencia de un mercado intradía con liquidación ex ante limita la integración eficiente de energías renovables variables, al restringir la capacidad del sistema para gestionar desvíos y dar señales de precio consistentes. Asimismo, se identifica que la planeación del STR carece de centralización y depende de los intereses de los OR, lo que conduce a decisiones de inversión sesgadas hacia la rentabilidad particular de cada empresa y no necesariamente hacia el beneficio social o nacional.

El estudio también muestra que, si bien las experiencias internacionales ofrecen diferentes modelos de coordinación y flexibilidad como el *redispatch* preventivo en Alemania o los programas *Open Networks* en el Reino Unido, la adaptación de estas prácticas a Colombia exige ajustes institucionales y regulatorios profundos, especialmente en lo que respecta a la independencia y fortaleza de la CREG.

En complemento, los resultados del análisis muestran que estas limitaciones son coherentes con lo identificado por Degefa y Sperstad (2021), quienes evidencian que en sistemas con alta penetración de FNCER, la ausencia de mecanismos explícitos para gestionar congestiones, activar recursos de flexibilidad y coordinar de manera efectiva a los operadores de transmisión y distribución convierte los cuellos de botella en fenómenos persistentes, elevando los costos sistémicos y retrasando la entrada de nuevos generadores. De manera consistente, la IRENA (2023) advierte que sin “habilitadores políticos”, marcos regulatorios estables, institucionalidad alineada, incentivos claros de inversión y una planificación articulada de la expansión de la red, la transición energética tiende a estancarse, la inversión se retrasa y la infraestructura no se desarrolla al ritmo requerido. La evidencia observada en Colombia, particularmente la fragmentación en la planeación del STR y la débil articulación, coincide plenamente con estos hallazgos internacionales y permite explicar por qué persisten restricciones estructurales que limitan una transición energética eficiente y competitiva en el país.

De forma consistente con estos hallazgos, Hadush y Meeus (2018) evidencian que la ausencia de marcos formales de cooperación entre operadores de transmisión y distribución, amplifica las congestiones en sistemas con alta penetración renovable. Los autores muestran que la falta de reglas claras sobre priorización y activación de flexibilidad, la información asimétrica y los incentivos desalineados, generan intervenciones contradictorias, duplicidad de decisiones y mayores costos sistémicos. Estos elementos se reflejan claramente en el caso colombiano, donde la desarticulación con el STR reproduce exactamente estas ineficiencias y explica parte de los cuellos de botella que enfrentan los proyectos renovables (Hadush & Meeus, 2018).

Por otro lado, se enfatiza que en Colombia no se está produciendo una sustitución efectiva de las fuentes fósiles, sino una adición energética, lo que genera nuevos desafíos técnicos y económicos para la red. Estos resultados confirman la necesidad de un rediseño institucional y regulatorio que asegure eficiencia, competencia y gobernanza en el proceso de transición.

En conjunto, la evidencia sugiere que: (i) el STR presenta un rezago relativo frente al crecimiento de la oferta FNCER; (ii) a pesar de la expansión del sistema, las restricciones operativas no muestran una caída proporcional; (iii) la ausencia de intradía con liquidación ex ante se asocia con mayores desvíos, vertimientos y precios de corto plazo menos informativos; y (iv) existe una asimetría normativa entre obligaciones de generadores y de OR en materia de expansión/disponibilidad del STR. Estos resultados son consistentes con los patrones documentados en la literatura internacional y con la información pública disponible.

9. CONCLUSIONES

Una vez desarrollado el tema, se pueden extraer conclusiones basadas en experiencias teóricas y empíricas sobre la planificación de la transmisión y distribución de la energía en Colombia y el impacto de los monopolios integrados verticalmente en el mercado colombiano. Encontramos que la transición energética no es una consecuencia natural de la innovación tecnológica o de la liberalización de mercados, sino un proceso institucional y político que debe ser cuidadosamente diseñado. Colombia, con sus particularidades topográficas, institucionales y de gobernanza, enfrenta el reto de alinear su arquitectura de mercado y regulación con los objetivos de descarbonización y democratización del acceso energético.

La transición energética en Colombia no depende únicamente del avance tecnológico ni de la entrada de proyectos renovables, sino de la capacidad del marco regulatorio y de las instituciones para crear condiciones de competencia y eficiencia. En consecuencia, los hallazgos de este estudio muestran que la estructura regulatoria y de mercado de la transmisión influye de manera sustancial en la competencia y el ritmo de evolución de la transición energética.

A partir de los hallazgos obtenidos, se concluyen los siguientes puntos:

1. El estudio evidencia que los operadores integrados verticalmente ejercen un control muy significativo sobre la transmisión y distribución de energía, lo cual les permite priorizar en proyectos propios y ralentizar el ingreso de nuevos generadores. En consecuencia, nuevos actores e IPPs enfrentan costos financieros y operativos que reducen la viabilidad de proyectos y además retrasan la diversificación de la matriz energética.
2. Para la armonización regulatoria en el caso colombiano se debe ajustar las resoluciones CREG 024 de 2021 y 075 de 2021, estableciendo garantías y penalidades simétricas para los operadores de red, con el fin de nivelar los compromisos entre incumbentes e independientes.
3. Con respecto a la desconexión entre planificación nacional y decisiones regionales, la autonomía de los operadores de red y la fragmentación en la planeación del STR generan una desconexión entre las políticas públicas y la ejecución de obras necesarias para la integración de nuevas fuentes de energía.
4. Se requiere de la aplicación de mecanismos como mercados dinámicos, la

implementación de la liquidación ex ante y el mercado intradía, que constituyen una condición necesaria para integrar de manera eficiente la variabilidad de las energías renovables.

5. Se visualiza a la transición energética como una adición y no como una sustitución. Globalmente, la expansión de energías renovables ha funcionado más como una adición a la matriz que como una sustitución de fuentes fósiles. Esto exige políticas que atiendan los perfiles de potencia y reduzcan los cuellos de botella.
6. Se requiere de una planeación integrada. La expansión del STN y del STR debe planearse de manera conjunta bajo el liderazgo vinculante de la UPME, garantizando coherencia entre objetivos de política pública y decisiones de inversión regional.
7. El fortalecimiento institucional y la gobernanza deben de entenderse como un elemento central en la transición energética. La CREG debe mantener independencia, legitimidad técnica y capacidad de supervisión, a fin de corregir las asimetrías de mercado y promover condiciones de acceso no discriminatorias
8. Siguiendo modelos internacionales, los operadores pueden convertirse en compradores de flexibilidad, utilizando recursos distribuidos como alternativa a la expansión física de la red.

Se puede concluir que la transición energética en Colombia enfrenta desafíos

estructurales, regulatorios y técnicos que requieren una intervención integral. La existencia de monopolios integrados verticalmente sigue presentando límites a la competencia y a la eficiencia de los mercados. El éxito de un sistema eléctrico confiable, competitivo y alineado con los objetivos climáticos depende de que el marco regulatorio vigente se adapte, se complemente y, cuando corresponda, se actualice con reglas claras, métricas públicas de desempeño e incentivos y sanciones simétricos.

10. BIBLIOGRAFÍA

Arias-Gaviria, J., Carvajal-Quintero, S., & Arango-Aramburo, S. (2019). Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia. *Renewable Energy*, 139, 1111–1119. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.066>

Climate Action Tracker. (2023). *COP28 initiatives will only reduce emissions if followed through*. <https://climateactiontracker.org>

CREG. (2008). *Resolución 083 de 2008. Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa*. Bogotá.

CREG. (2009). *Resolución 011 de 2009. Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional*. Bogotá.

CREG. (2010). *Resolución 035 de 2010. Por la cual se aprueban la tasa de descuento y el perfil de pagos para evaluar propuestas de proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional*. Bogotá.

CREG. (2013). *Resolución 024 de 2013. Por la cual se establecen los procedimientos para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante procesos de selección*. Bogotá.

CREG. (2021a). *Resolución 075 de 2021. Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional*. Bogotá.

CREG. (2021b). *Resolución 024 de 2021. Por la cual se establecen disposiciones relacionadas con el acceso y uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local, y se dictan otras disposiciones*. Bogotá.

Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (MinCIT). (2021). *Decreto 1732 de 2021, por el cual se reglamenta el artículo 5 de la Ley 2069 de 2020, en relación con los mecanismos exploratorios de regulación (sandbox)*. Bogotá, Colombia.

Degefa, M. Z., & Sperstad, I. B. (2021). Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. *Electric Power Systems Research*, 194, 107036. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.107036>

Edenhofer, O. (2013). The electricity market structure in Greece and the paradox of renewable energy sources. In *On the economics of renewable energy sources* (pp. S12–S23).

Eid, B., Codani, P., Pérez, Y., Reneses, J., & Hakvoort, R. (2016). Managing electric flexibility from distributed energy resources: A review of incentives for market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 237–247. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.080>

Energy Networks Association. (2018). Open Networks Project: *Future Worlds—Impact Assessment*. *Smart Grid Forum*. <https://www.energynetworks.org>

On the economics of renewable energy sources (2019). *Energy Policy*, 134, 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110955>

Función Pública. (1994a). Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios. Diario Oficial 41433.

Función Pública. (1994b). Ley 143 de 1994. *Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional*. Diario Oficial 41434.

Hadush, S. Y., & Meeus, L. (2018). *DSO–TSO cooperation issues and solutions for distribution grid congestion management*. Florence School of Regulation, European University Institute.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *World energy transitions outlook 2023: Policy enablers*. IRENA. <https://www.irena.org>

Janda, K., Málek, J., & Rečka, L. (2017). Influence of renewable energy sources on transmission networks in Central Europe. *Energy Policy*, 108, 524–537. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.011>

Jones, C. (2020). *EU energy law. Volume I: The internal energy market*. Claeys & Casteels.

Kelsey, N., & Meckling, J. (2018). Who wins in renewable energy? Evidence from Europe and the United States. *Energy Research & Social Science*, 37, 65–73. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.09.001>

Mastropietro, P., & Patiño, P. (2020). Reforming the Colombian electricity market for an efficient integration of renewables: A proposal. *Energy Policy*, 144, 111592. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111592>

Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía*.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2021). *Transición energética: Un legado para el presente y el futuro de Colombia*.

Petrou, K., Gonçalves, A., & Ochoa, L. (2020). A review on TSO–DSO coordination models and solution techniques. *Electric Power Systems Research*, 189, 106548. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106548>

Shiraki, H., Sugiyama, M., Kato, E., & Wada, K. (2021). The role of renewables in the Japanese power sector: Implications from the EMF35 JMIP. *Energy Policy*, 149, 112070. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112070>

Unidad de Planeación Minero Energética. (2023). *Plan Indicativo de Expansión de Generación y Transmisión 2023–2027*. UPME.

Unión Europea. (2009). *Third energy package*.
https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package_en

Weigelt, C., Shaohua, L., & Verhaal, C. (2021). Blinded by the sun: The role of prosumers as niche actors in incumbent firms' adoption of solar power during sustainability transitions. *Research Policy*, 50(8), 104253. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2021.104253>

XM. (2023). *Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2023*. XM.

York, R., & Bell, S. E. (2019). Energy transitions or additions? Why a transition from fossil fuels requires more than the growth of renewable energy. *Energy Research & Social Science*, 51, 40–43. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.01.008>