



Unidad de Planeación
Minero Energética



20
25

Plan Energético Nacional 2024-2054

Plan Estratégico de **Infraestructura energética**

Versión Preliminar



Ministro de Minas y Energía

Edwin Palma Egea

Director General (E) UPME

Manuel Peña Suárez

Subdirectora de Demanda

Jessica Arias Gaviria

Asesores externos (Infraestructura Energética)

Verónica Ortiz Cerón

Angela Patricia Torres Luna

Cristian David Rodríguez Reyes

Agradecimientos

Andrea Lache Muñoz

David Fernando Romero Quete

David Andrés Serrato Tobón

Erika Johanna Florez Chala

Laura Flechas Mejía

Melissa Valencia

Equipo de comunicaciones UPME

Asesora de comunicaciones

Linda Cárdenas Ramírez

Diagramación y diseño

Diego Peñaranda

Versión preliminar

Mayo, 2025

Tabla de Contenido

1. VISIÓN DEL PLAN ESTRATÉGICO DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA.....	4
2. CONTEXTO INTERNACIONAL DE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA.....	5
3. CONTEXTO NACIONAL DE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA.....	9
4. APUESTAS ESTRATÉGICAS.....	16
5. MAPEO DE ACTORES INVOLUCRADOS.....	52
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	58
7. GLOSARIO / ACRÓNIMOS.....	61

1. VISIÓN DEL PLAN ESTRATÉGICO DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA

La transición energética supone diversos desafíos de tipo técnico, regulatorio, económico y social, ya que implica un cambio sustancial en la forma en que se genera, distribuye y consume la energía. Este cambio requiere una infraestructura robusta y adaptable que soporte la diversificación de las fuentes de energía y su complementariedad. Dicha infraestructura deberá desarrollarse, fortalecerse, optimizarse o adaptarse, según las necesidades específicas de cada energético y región, teniendo en cuenta no solo criterios de eficiencia técnica y económica, sino también las brechas históricas en acceso, calidad y asequibilidad de la energía en los territorios, para garantizar la seguridad de suministro y facilitar la integración de nuevas fuentes de energía a los sistemas energéticos existentes, reconociendo y atendiendo las necesidades específicas de cada territorio.

Las necesidades de infraestructura energética constituyen un factor crítico que no puede pasar desapercibido entre los habilitadores de la transición energética. El rápido crecimiento de nuevas tecnologías como el transporte de bajas emisiones, las fuentes no convencionales de energía renovable, el hidrógeno y el almacenamiento de energía, genera exigencias significativas para el desarrollo, fortalecimiento y la adaptación de dicha infraestructura, en los diferentes niveles de las cadenas de valor de los recursos y vectores energéticos, con miras a consolidar un sistema moderno, resiliente y sostenible. Este documento propone una serie de apuestas estratégicas que soportan los objetivos del Plan Energético Nacional y los demás Planes Estratégicos que lo componen, entendidas como apuestas habilitadoras sobre el cual se cimentan las apuestas de la Transición Energética Justa, haciendo de su desarrollo un aspecto crucial para que la transición sea exitosa y equitativa.

Coordinar el desarrollo de infraestructura energética implica tanto habilitar nuevas tecnologías, como prevenir inversiones que puedan comprometer la transformación del sistema energético; evitar el atrapamiento del carbono (carbon lock-in) es clave en este proceso de transformación para que Colombia avance hacia un modelo sostenible y competitivo. Este fenómeno, que ocurre cuando se mantienen las inversiones en infraestructura basada en combustibles fósiles, perpetúa su uso, limita la adopción de alternativas más limpias y prolonga la dependencia de tecnologías de altas emisiones (World Resources Institute - WRI, 2021). Prevenirlo, implica priorizar infraestructuras flexibles y adaptables que integren tecnologías de bajas emisiones, y la reconversión de activos existentes para maximizar su utilidad y minimizar impactos sociales, ambientales y económicos. Al mismo tiempo, es necesario reorientar las inversiones públicas y privadas hacia tecnologías bajas en emisiones, mediante marcos regulatorios habilitantes, señales económicas adecuadas y mecanismos de financiamiento alineados con la transición energética justa.

Las apuestas presentadas en este Plan Estratégico están orientadas a la modernización de activos existentes y la adopción de tecnologías avanzadas, con el fin de acelerar la transición energética, reducir costos de reconversión y mejorar la competitividad del país en

un contexto global. Este enfoque propende por la gradualidad y coordinación en el despliegue de las estrategias de transición energética, respondiendo a las realidades regionales y promoviendo equidad, sostenibilidad y eficiencia en el proceso de transición energética.

2. CONTEXTO INTERNACIONAL DE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA

En el contexto del *Consenso UAE* de la COP 28, en donde más de 130 países se comprometieron a triplicar la capacidad instalada de las energías renovables y duplicar los avances en eficiencia energética, el *World Energy Transitions Outlook 2024* de IRENA refuerza estos objetivos como hitos indispensables para lograr la meta climática de 1,5°C. La Agencia concluye que los escenarios de políticas anunciadas no serán suficientes para alcanzar la meta, sin embargo, el escenario 1,5°C, que contempla una alta electrificación de la demanda a 2050 (más del 50% de consumo final de energía) y soluciones tecnológicas disponibles y escalables, destacan a las renovables como esenciales para la descarbonización, así como para garantizar el acceso equitativo y asequible a la energía, aportando cerca del 90% de la generación eléctrica mundial a 2050.

El *World Energy Outlook 2024* señala que tecnologías como la energía solar fotovoltaica, la eólica, la nuclear, los vehículos eléctricos, las bombas de calor, el hidrógeno y la captura de carbono son clave para lograr transiciones asequibles y seguras. Estas, junto con fuentes de energía renovable como la bioenergía, la geotermia y la eficiencia energética, representan cerca del 75% de las reducciones de emisiones de CO₂ a 2050 (escenarios APS y NZE). El despliegue masivo de estas tecnologías requiere atención prioritaria sobre las estrategias para superar las barreras de infraestructura que hoy se presentan para su desarrollo (IEA, 2024a)

A continuación se destacan algunos desafíos y oportunidades para el desarrollo de infraestructura estratégica a partir de la visión internacional sobre la transición energética, centrados en la necesidad de la transformación gradual pero profunda de la infraestructura energética actual

Infraestructura eléctrica

La infraestructura de transmisión y distribución debe fortalecerse y flexibilizarse para afrontar los cambios en la matriz de generación, de naturaleza cada vez más variable, y responder de manera confiable y estable a la electrificación de los diferentes sectores de consumo (movilidad, industria, hidrógeno y derivados, etc.), involucrando nuevos patrones de flujo de energía. De acuerdo con IRENA, mejoras en el funcionamiento del sistema eléctrico a través de la optimización operativa e integración de tecnologías avanzadas, interconexiones internacionales y diversas formas de almacenamiento, son componentes clave para una mayor flexibilidad del sistema.

A nivel global, esta infraestructura enfrenta una serie de retos y transformaciones significativas, derivadas de la necesidad de modernizar redes obsoletas, expandir la

electrificación en regiones en desarrollo, integrar tecnologías digitales y reforzar la resiliencia frente a eventos climáticos y ciberataques. En muchos países desarrollados, las redes de transmisión y distribución fueron diseñadas hace décadas y requieren renovación para evitar apagones y pérdidas energéticas (IEA, 2023a). En cambio, en economías emergentes, el desafío principal es la expansión de la infraestructura para garantizar el acceso universal a la electricidad, reducir pérdidas en la transmisión y fortalecer la solvencia financiera de las empresas eléctricas (Banco Mundial, 2024).

Por otro lado, será necesario que el desarrollo de infraestructura de transmisión y distribución, sea compatible al ritmo de incorporación de FNCER, para evitar retrasos en la entrada en operación de los proyectos. Esto, considerando además que la infraestructura eléctrica deberá contar con la capacidad de adaptación y respuesta a los eventos del sistema, así como para enfrentar los desafíos del cambio climático. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023a), será necesario agregar o reemplazar 80 millones de kilómetros de redes para 2040 para satisfacer la creciente demanda y la transición hacia energías renovables. Actualmente, muchas redes están rezagadas respecto a la incorporación de generación limpia, más de 1.500 GW de capacidad solar y eólica están pendientes de conexión debido a cuellos de botella en la infraestructura de transmisión (IEA, 2023a).

Los medidores inteligentes, los sistemas avanzados de gestión de la energía y los dispositivos de IoT (Internet de las cosas por sus siglas en inglés), serán necesarios para optimizar la producción, distribución y consumo de energía, y facilitar los mecanismos de respuesta de la demanda; esto acompañado de marcos regulatorios habilitantes y modelos de negocio innovadores (IRENA, 2024). Según el escenario NZE de la IEA, cerca del 70% de las inversiones en infraestructura eléctrica se destinará a distribución con el objetivo de ampliar, fortalecer y digitalizar las redes (IEA, 2024b). Sin embargo, la ciberseguridad se ha convertido en una preocupación creciente, en 2023 el sector eléctrico fue uno de los principales objetivos de ciberataques, con un incremento del 70% en incidentes reportados en Estados Unidos (Morningstar Sustainalytics, 2023).

En paralelo, los efectos del cambio climático están aumentando la frecuencia y severidad de los eventos meteorológicos extremos que afectan la infraestructura eléctrica. En los últimos 20 años, el 80% de los apagones mayores en EE.UU. se han debido a condiciones climáticas adversas, lo que subraya la necesidad de reforzar las redes con materiales más resistentes, soterrar líneas en zonas vulnerables y mejorar la gestión de la vegetación (Climate Central, 2024). Además, la expansión del almacenamiento de energía juega un papel crucial para estabilizar el sistema, con un crecimiento récord en 2023 de 42 GW en capacidad instalada de baterías (IEA, 2023a).

El almacenamiento de energía a gran escala desempeña un papel crucial en la estabilidad y eficiencia de las redes eléctricas modernas, permitiendo una mayor integración de fuentes renovables intermitentes como la solar y la eólica. Al actuar como un amortiguador entre la generación y la demanda, las soluciones de almacenamiento pueden reducir la dependencia de plantas de respaldo fósiles y mejorar la confiabilidad del suministro. Además, estos sistemas tienen la capacidad de proporcionar regulación de frecuencia, optimizar el uso de la infraestructura existente al reducir la congestión en las redes de transmisión y

distribución, y facilitar la gestión de la demanda, reduciendo costos operativos para los operadores del sistema. En escenarios de emergencia o interrupciones del suministro, el almacenamiento también refuerza la resiliencia del sistema eléctrico al proporcionar energía de respaldo inmediata.

Por otro lado, la interconexión de redes eléctricas entre países ha demostrado mejorar la eficiencia y resiliencia del suministro, como en el caso europeo, en donde la integración del sistema eléctrico permite un comercio más eficiente de electricidad y mayor flexibilidad en la operación del mercado (European Commission, 2020). A nivel mundial, solo el 3% del consumo eléctrico se comercializa internacionalmente, lo que indica un amplio margen para el desarrollo de interconexiones (IEA, 2020). En ese sentido, IRENA resalta la importancia y urgencia de impulsar la planificación de infraestructuras intersectoriales y aumentar la cooperación transfronteriza, así como destaca la importancia del acople entre sectores de la oferta y la demanda para propiciar un sistema energético integrado y flexible.

Combustibles y tecnologías de bajas emisiones

Otra pieza clave en la transición hacia una matriz energética más sostenible y diversificada es la participación de los combustibles de bajas emisiones, con diversidad de fuentes y tecnologías que permiten descarbonizar los distintos sectores de consumo. De acuerdo con la EIA, durante esta década, el aumento de las fuentes de energía de bajas emisiones estará encabezado por la bioenergía moderna en sus formas sólida, líquida y gaseosa (IEA, 2024b). Su masificación requiere una infraestructura habilitante que supone la integración de sistemas nuevos y existentes, que abarque desde la adaptación o creación de centros de producción, redes de distribución, almacenamiento, centros logísticos, hasta la modernización de puntos de atención de la demanda.

Dentro de las ventajas de la bioenergía se tienen la capacidad de utilizarse como sustituto directo de los combustibles fósiles, y su compatibilidad con la infraestructura existente. Será necesario mejorar el acceso a los materias primas para aumentar su capacidad de transformación, lo cual requiere del desarrollo de mecanismos de recolección de residuos dispersos y modelos comerciales que faciliten los intercambios, así como acceso a información y medios de coordinación entre agentes de las cadenas de valor.

Ahora bien, el hidrógeno y los combustibles basados en hidrógeno desempeñan un papel importante en la reducción de emisiones en la industria pesada y el transporte de larga distancia. Sin embargo, la Agencia ha replanteado las metas frente a escenarios de años pasados, reflejando un desarrollo más lento acorde con la realidad del progreso tecnológico y de desarrollo del mercado, así como perspectivas de electrificación más sólidas. La IEA considera clave la formulación de políticas para la creación demanda de hidrógeno de bajas emisiones a fin de estimular la inversión en infraestructura de producción (IEA, 2024b).

Tanto para hidrógeno como para captura de carbono, la reutilización de los activos de petróleo y gas existentes, por ejemplo, terminales marítimas y plataformas marinas, podría ayudar a acelerar el despliegue de la infraestructura, reducir los plazos de entrega de los proyectos y sus costos de inversión. La integración de modelos HUB, que consisten en infraestructura compartida de producción, transporte y almacenamiento, que conecta la

oferta con la demanda, y en el caso del CO₂ múltiples emisores, a menudo como parte de un grupo industrial, también pueden contribuir a este propósito.

Si bien la Agencia también ha replanteado las metas de CCUS con un enfoque más conservador, dada la velocidad efectiva de desarrollo tecnológico, las capacidades previstas para el transporte y almacenamiento de CO₂ han aumentado en función de la cartera de proyectos actuales. El almacenamiento, a pesar de tener alto costo, se considera esencial para el desarrollo de los otros niveles de la cadena (transporte y captura), además de una alternativa para la industria de difícil descarbonización en las cuales no es técnicamente viable el uso de energías renovables.

Infraestructura y uso de combustibles fósiles

El escenario Cero Emisiones Netas de la IEA no contempla nuevos proyectos asociados a la demanda de combustibles fósiles, sin embargo, mantiene las inversiones en los activos de petróleo y gas existentes y en los proyectos ya aprobados. La IEA asegura que es fundamental sincronizar cuidadosamente la disminución de la inversión en el suministro de combustibles fósiles y el aumento de la inversión en energía limpia, si se quiere evitar picos perjudiciales de precios o excesos de oferta. Incluso con una rápida transición a la energía limpia, algunos elementos de la infraestructura de combustibles fósiles seguirán siendo clave en la seguridad del sistema energético global en el futuro. El papel de las centrales eléctricas a gas en confiabilidad del sistema, o de las refinerías para satisfacer las necesidades de combustible de las flotas con motores de combustión interna, son ejemplos de ello (IEA, 2024b).

Uno de los hitos clave del escenario NZE para el sector eléctrico es una reducción del 95% para 2040 en el uso ininterrumpido de combustibles fósiles para generar electricidad, lo que incluye la eliminación completa del carbón. El retiro anticipado o la reutilización de las centrales eléctricas de carbón son fundamentales para facilitar la disminución de la demanda de combustibles fósiles y crear espacio adicional para la expansión de la energía limpia (IEA, 2024b).

Infraestructura para movilidad eléctrica

Como parte de las estrategias de transporte, la Agencia Internacional de Energía recomienda a Colombia centrarse en ofrecer alternativas, convenientes y viables, diferentes a los vehículos privados (IEA, 2024a). Eso implica mejoras en la infraestructura de transporte público y la posibilidad de generar sinergias entre las diferentes tecnologías y modos de transporte. A nivel global, la recarga de vehículos eléctricos requerirá la expansión acelerada, confiable y accesible de la infraestructura de carga pública, especialmente en regiones en donde la carga individual o privada es menos asequible, para favorecer la transición masiva al transporte eléctrico, permitir viajes más largos y para el despliegue de vehículos pesados eléctricos. Esto implica la planeación cuidadosa y coordinada del transporte con las necesidades de expansión y operación de las redes eléctricas, y la integración las energías renovables, al igual que la relación óptima de cargadores, acorde con las dinámicas de la oferta y demanda de recarga de cada país (IEA, 2024c).

Resiliencia de la infraestructura energética

Las agencias internacionales coinciden en que la infraestructura energética debe ser no sólo flexible y moderna, sino también resiliente ante riesgos climáticos, físicos y digitales. La adaptación climática, la capacidad de recuperación y la ciberseguridad se consolidan como pilares fundamentales para asegurar la continuidad de operaciones críticas, así como para el desarrollo de una infraestructura confiable, segura y preparada para afrontar futuros desafíos.

3. CONTEXTO NACIONAL DE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA

Si bien el país ha avanzado en la diversificación de la matriz energética, aún persisten brechas en aspectos clave como el acceso y calidad de la energía, el desarrollo de la movilidad eléctrica, la implementación de infraestructura de medición avanzada y el aprovechamiento sostenible de la biomasa residual, así como desafíos en la modernización de infraestructura eléctrica. También, se identifican retos asociados a la necesidad de garantizar la seguridad y soberanía energética para el suministro de los hidrocarburos, frente a una declinación progresiva de la demanda, y en consecuencia la subutilización futura de sus activos de almacenamiento, transporte y distribución.

Es así como, la infraestructura a nivel nacional presenta el doble desafío de sostener la seguridad del suministro en el corto, mediano y largo plazo, y al mismo tiempo, transformarse para habilitar una transición energética justa, resiliente y sostenible. Este escenario exige un enfoque que permita equilibrar la seguridad energética, la accesibilidad y asequibilidad para todos los ciudadanos, y la sostenibilidad ambiental, de tal forma que ninguna dimensión quede comprometida con la transición.

El presente capítulo resume los avances y desafíos de la infraestructura energética nacional, así como las oportunidades para fortalecer su resiliencia, sostenibilidad y eficiencia. De esta manera, se busca ofrecer una visión comprensiva que apoya la formulación de las apuestas estratégicas planteadas en el Capítulo 4, en el marco de una transición energética justa, eficiente y resiliente, que resaltan la necesidad de una visión integrada y multisectorial para superar las barreras que enfrenta el sector energético en su proceso de transformación.

Infraestructura eléctrica

El Sistema de Transmisión Nacional en Colombia ha experimentado avances en expansión y modernización, destacando la incorporación de proyectos en 500 kVAC como la línea Porce III – Sogamoso, que ha aumentado sustancialmente la longitud total de la red en este segmento. A esto se suman importantes proyectos de ampliación de la capacidad de

transformación para robustecer el sistema e integrar Fuentes No Convencionales de Energía Renovable a la red, así como la implementación de compensadores SVC. A pesar de estos avances, han persistido problemas estructurales en el desarrollo de los proyectos que acentúan la congestión en zonas críticas. Las demoras ocasionadas por consultas previas con comunidades étnicas, y los retos ambientales inherentes a las magnitudes de las obras, retrasan la ejecución de obras clave, evidenciando fallas en los procesos de gestión de los proyectos que impiden que esa infraestructura se desarrolle de manera oportuna y eficiente.

La red de transmisión interconectada del país (STN) cuenta con aproximadamente 17.300 km de líneas de alta tensión en niveles de 500 kV y 230 kV, la cual creció alrededor de 0,7% en longitud y 10% en capacidad de transformación respecto al año anterior¹. A nivel de transmisión regional y distribución local, se mantienen operaciones en niveles de 115 kV y menores, cubriendo la demanda de más del 95% de la población local. De igual manera, Colombia también dispone de interconexiones activas con Ecuador en niveles de tensión de 230 kV, mientras avanza en el desarrollo de proyectos de conexión con Panamá.

Los proyectos de expansión de la red han sido una prioridad, con la Misión de Transmisión y el Plan de Referencia de Expansión de Transmisión 2022 – 2036 liderando la modernización del Sistema de Transmisión Nacional. Allí se han identificado obras clave como la construcción de la Subestación Magangué 500 kV que aliviará la congestión en la Costa Caribe, así como la instalación de compensadores síncronos en zonas como Chocó y Norte de Santander para mejorar la estabilidad de tensión y la capacidad de transferencia. De igual manera, la línea Colectora 500 kV avanza en su proceso de integración de la energía renovable generada en La Guajira al STN. En el sistema de distribución se han implementado nuevas subestaciones, así como redes con tecnologías de monitoreo activo, así como se avanza en el desarrollo de sistemas de almacenamiento con baterías, como en el caso de SAEB La Arenosa.

Sin embargo, a pesar de estos avances, la infraestructura enfrenta importantes desafíos. La congestión en zonas críticas como la Costa Caribe, el Chocó y el centro del país, ha generado restricciones operativas, lo que pone en riesgo la estabilidad del suministro. En distribución, persisten importantes índices de fallas y pérdidas de energía en algunas regiones, con rezagos en infraestructura y calidad del servicio. También, fenómenos externos, como los actos de vandalismo a la infraestructura, afectan la confiabilidad de la red. Esto ha llevado a que los operadores intensifiquen el mantenimiento y la modernización, aún cuando persisten retos en el financiamiento y la velocidad de ejecución de los proyectos. Por otra parte, la infraestructura de medición avanzada - AMI aún se encuentra en etapa temprana de desarrollo, con una cobertura regional que no supera el 5%. Destacan los avances en la costa caribe, en donde se han instalado más de 70.000 medidores (Superservicios, 2022).

¹ XM. (2024, 27 de abril). En el cuarto trimestre, 37 proyectos de transmisión y 67 de generación ingresaron para transformación respecto a 2023. XM. <https://www.xm.com.co/noticias/7491-en-el-cuarto-trimestre-37-proyectos-de-transmision-y-67-de-generacion-ingresaron-para#:~:text=En%202024%20ingresaron%2032%20proyectos.de%20transformaci%C3%B3n%20respecto%20a%202023>

Desde el punto de vista regulatorio, El Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, con una importante participación de la CREG y la UPME, han implementado ajustes para fortalecer el sistema eléctrico, priorizando inversiones estratégicas mediante mecanismos de contratación acelerada a través de la Misión Transmisión, además de nuevas normas tarifarias que habilitan la incorporación de nuevos activos al sistema; también, se han establecido mecanismos para facilitar la integración de infraestructura estratégica, en función de la confiabilidad de la red en el marco de la Transición Energética.

Infraestructura de gas natural

El gas natural es aún un energético estratégico para el sistema energético colombiano, ya que sigue siendo necesario para respaldar la confiabilidad del sistema eléctrico, 12 millones hogares dependen de éste energético para la cocción de alimentos (UPME, 2024b), particularmente en el 2023 la demanda residencial fue de 173 GBTUD, mientras que, la industrial de 277 GBTUD (BMC, 2023). La cadena de valor está compuesta por Suministro (reservas de pozos e importación y refinación), Transporte (redes de tubería o tanque móvil), Distribución (redes de tubería y almacenamiento) y Comercialización y usuarios (regulados y no regulados).

A diciembre de 2023 Colombia contaba con 2.373 GPC de reservas probadas (1P), 600 GPC reservas probables (2P) y 719 GPC reservas posibles (3P) y se complementaban con 450 MPCD de la planta de regasificación de gas importado ubicada en Cartagena (ANH, 2024). En la última década las reservas disminuyeron en aproximadamente 45,1%, debido a un aumento en la demanda y al agotamiento de los campos Chuchupa y Ballena.

En cuanto al transporte, Colombia cuenta con aproximadamente 6.000 km de redes del SNT y 500 km del SRT con una capacidad instalada de 1.500 MPCD, mediante las cuales se transportaron 985 GBTUD en el año 2023, consumo que se concentró en el sector industrial, seguido por el termoeléctrico y el residencial; particularmente, aumentó 20% el consumo para generación de energía eléctrica respecto al 2022 (BMC, 2023).

Así las cosas, se emitió el Decreto 1467 de 2024, para viabilizar la conexión con suministros de costa afuera y la reconversión de infraestructura de hidrocarburos para transporte de GN. También, mediante la Resolución MME 40031 de 2025 se adoptó el PAGN 2023-2038, el cual definió 12 proyectos de infraestructura, incluyendo un punto para la importación y once proyectos para el transporte. Con corte a marzo de 2025, de los cinco IPAT asignados en el 2020, cuatro están en ejecución y uno finalizado (bidireccionalidad de Ballena - Barranca), los cuales buscan interconectar el suministro con la demanda y aumentar la capacidad del SNT.

El país y la transición energética justa presentan retos importantes para la soberanía de este recurso, entre ellos, la incertidumbre de las capacidades de las reservas probables y posibles de gas; consecuentemente se tendrán que desarrollar mecanismos que permitan

aprovechar al máximo la infraestructura existente y la interconexión entre las redes del país, con criterios de costo-beneficio para todos los agentes del sector. Además, deberán contemplarse los riesgos de atrapamiento de carbono (carbon lock-in) en el desarrollo de nueva infraestructura.

Infraestructura para combustibles de bajas emisiones

Colombia cuenta con una Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa que enmarca las necesidades de consolidar una infraestructura inclusiva, sostenible y resiliente, a través de la diversificación de los recursos energéticos, la modernización y adaptación de infraestructuras de transporte y distribución y el impulso a soluciones descentralizadas (almacenamiento, tecnologías híbridas y recursos energéticos distribuidos). En este instrumento los combustibles de bajas emisiones juegan un rol muy importante, en los diferentes niveles de las cadenas de valor. La bioenergía, por ejemplo, emerge como un pilar estratégico y complementario para la descarbonización de la matriz energética, al viabilizar el aprovechamiento y transformación de la biomasa. Su desarrollo contribuye a la seguridad energética del país, como a la dinamización del desarrollo territorial (ver Tabla 3-1).

Tabla 3-1 - Aspiraciones de la HdR de la TEJ asociadas a la bioenergía

Temporalidad	Aplicación
Corto plazo (2025 - 2030)	<ul style="list-style-type: none"> ● Biocombustibles como energéticos de transición del sector transporte: etanol, biodiesel y SAF ● Uso de la bioenergía en el sector residencial, particularmente en zonas rurales ● Sustitución de carbón por energía en la industria en procesos de calentamiento directo ● Aprovechamiento de la biomasa residual para la producción de energía eléctrica ● Al menos 1 planta de SAF ● 0,7 GW de capacidad instalada de bioenergía
Mediano plazo (2030-2040)	<ul style="list-style-type: none"> ● Diversificación de las fuentes de biomasa ● Al menos 3 plantas de SAF ● Infraestructura de transporte para biogás y biometano ● Capacidad instalada de bioenergía 7 GW a 2040
Largo plazo (2040 en adelante)	<ul style="list-style-type: none"> ● Participación del SAF en el sector transporte 1,5% ● Mínimo 3 plantas de producción de SAF ● Microredes de biogás para la industria ● 8,4 GW de capacidad instalada de bioenergía ● Bioenergía con captura y almacenamiento de carbono - BECCS

Fuente: UPME a partir de HdR TEJ MME.

Actualmente, la bioenergía en Colombia cuenta con infraestructura asociada a la producción de biocombustibles y la producción de biogás - biometano a partir de cultivos energéticos, residuos agropecuarios, plantas de tratamiento de aguas residuales y rellenos sanitarios, para aplicaciones de movilidad, generación eléctrica, cogeneración y calor. En el caso de los biocombustibles se cuenta con la infraestructura de distribución y almacenamiento para uso en el sector transporte, que en el año 2023 representó el 5,1% del consumo del sector. Desde la Hoja de Ruta de la TEJ, la bioenergía tiene un rol importante en la industria, a través de modelos de economía circular, y en la generación de energía eléctrica, especialmente en usos distribuidos que aporten eficiencia, flexibilidad y firmeza al SIN.

Por su parte el hidrógeno, en su Hoja de Ruta, concibe este vector como un sustituto en aplicaciones con pocas alternativas de descarbonización, como un componente de la matriz que permitiría mantener la autosuficiencia energética en el futuro, y al país, como líder regional en la producción de hidrógeno y derivados. Promueve clústeres de producción y consumo para proyectos de tamaño relevante, la combinación de recursos de generación, el desarrollo de infraestructura para el comercio internacional y el aprovechamiento de infraestructura existente para su despliegue. En sus tres fases enfatiza en las necesidades de infraestructura para la producción, transporte y usos finales de hidrógeno de bajas emisiones, que deberá tener en cuenta la infraestructura de transporte de electricidad y gas natural, así como las estaciones de servicio existentes en Colombia con el fin de aprovechar sinergias y minimizar los costos de despliegue. A continuación se presenta un comparativo de los cambios en las aspiraciones de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados de la Hoja de Ruta del Hidrógeno (2021), frente a la Hoja de Ruta de la TEJ (2024) (ver Tabla 3-2).

Tabla 3-2. Comparativo entre la Hoja de Ruta del Hidrógeno y la Hoja de Ruta de la TEJ frente a las aspiraciones de desarrollo del hidrógeno

Temporalidad	Hoja de Ruta del H2	Hoja de Ruta de la TEJ
Corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> ● Reemplazo de hidrógeno gris: combustibles y fertilizantes ● Transporte pesado (pilotos transporte público) ● 1- 3 GW de electrólisis ● Mínimo 50 kt H2 azul - CCUS ● 50 a 100 hidrogeneras de acceso público en grandes núcleos de población y rutas de gran tránsito. 20 estaciones de dispensado de H2 por cada 1000 vehículos. ● Evaluación de potencial de CCUS, almacenamiento geológico y disponibilidad de agua ● Evaluación de oportunidades de blending 	<ul style="list-style-type: none"> ● Hidrógeno para la actividad de refinación. ● Hidrógeno para el sector industrial y exportación ● Infraestructura de puertos para exportación de H2 y derivados.
Mediano	<ul style="list-style-type: none"> ● Infraestructura de exportación 	<ul style="list-style-type: none"> ● Impulso a Hubs de H2 y

Temporalidad	Hoja de Ruta del H2	Hoja de Ruta de la TEJ
plazo	consolidada <ul style="list-style-type: none"> ● Red de hidrogeneras ● Masificación uso de H2 en transporte de carga ● Generación eléctrica con H2 ● Respaldo eléctrico: almacenamiento ● Almacenamiento y transporte de H2 	derivados <ul style="list-style-type: none"> ● Amoniaco y metanol para transporte marítimo ● Hidrogeneras para el transporte vehicular ● H2 en industrias de alta demanda energética ● Infraestructura para blending GN - H2
Largo plazo	<ul style="list-style-type: none"> ● Red de producción, transporte y distribución de H2 nacional ● Sector transporte principal demandante: transporte aéreo y marítimo ● Combustibles sintéticos ● H2 para industrias de difícil descarbonización ● Colombia exportador neto de H2 y derivados 	<ul style="list-style-type: none"> ● Participación del H2 en el sector transporte: 10% a 2050,

Fuente: UPME a partir de HdR MME.

Hoy el país cuenta con 49 proyectos de producción de hidrógeno y derivados registrados, de los cuales 10 ya están en operación, con una capacidad normalizada de 10,36 MW (MME, 2025) destinados a usos industriales y pilotos de movilidad. A partir de diferentes estudios, se han identificado posibles Hubs de hidrógeno y derivados según la disponibilidad de recursos en las regiones y acceso a infraestructura logística: Guajira (viento y solar), Cartagena/Barranquilla (solar y eólica marina), Valle del Cauca (biomasa y PCHs), Antioquia (solar, biomasa y PCHs) y la Zona Cafetera (biomasa y geotermia). En todas las regiones se han identificado desafíos en la infraestructura de transmisión eléctrica para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

Desde las necesidades de descarbonizar el transporte aéreo, nace la Hoja de Ruta de los combustibles sostenibles de aviación - SAF en Colombia, con la aspiración de alcanzar una producción de al menos 100 millones de galones de combustibles a 2035 y 450 millones de galones para 2050. Para ello, plantea priorizar las vías de producción coprocesamiento, ésteres hidroprocesados y ácidos grasos - HEFA y alcohol a jet - ATJ. En el primer caso, se aprovecharía la infraestructura de refinación existente en Colombia, y en el segundo y tercero, la trayectoria en el país en el aprovechamiento de residuos y cultivos energéticos. Este instrumento plantea posicionar al país como un hub de producción de combustible de aviación sostenible e integrar el desarrollo del SAF con el desarrollo de la industria de hidrógeno de bajas emisiones, como insumo esencial para diferentes vías de producción.

Infraestructura para movilidad sostenible

La TEJ requiere que Colombia avance hacia un sistema de transporte multimodal, descarbonizado, sostenible e inclusivo donde se incluya el sistema férreo, se impulse la industria de la electromovilidad y se aporte a nuevos esquemas económicos y de acción climática (MME, 2024). En el escenario TEJ se espera un ahorro cercano al 75% del consumo de energéticos no renovables a 2050, principalmente por electrificación del transporte y el aumento en la eficiencia energética, impactada por el cambio modal y multimodalidad de pasajeros y carga.

La HdR propone una estrategia, a partir del análisis de tecnologías vehiculares, preferencias de los usuarios y características de las zonas, en donde se recomiendan fases de implementación, modelos de negocio y mecanismos de asociación, para incentivar el despliegue masivo de estaciones de carga eléctrica. También, incluye una guía para la transición de estaciones de servicio a estaciones de energía.

Desde DNP y el Ministerio de Transporte, en el año 2023 se actualizó el Plan Maestro de Transporte Intermodal - PMTI, en donde se prioriza la reactivación y modernización de corredores férreos clave para potenciar principalmente el transporte de carga, hoy con avances en etapa de prefactibilidad, y se proyectaron recursos para impulsar el transporte fluvial y marítimo, a través de mejoras en la navegabilidad de los ríos e infraestructura portuaria. También, se propone la creación de corredores que integren los distintos modos de transporte para optimizar las cadenas logísticas, fomentar la complementariedad de los diferentes modos de transporte, la conectividad regional y la conexión entre puertos y centros de producción, a través de Infraestructuras Logísticas Especializadas (ILE).

Comunidades Energéticas

El marco colombiano para el desarrollo de Comunidades Energéticas ha avanzado con rapidez desde la aprobación de leyes que promueven las energías renovables y la participación ciudadana. La Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021 sentaron las bases al establecer incentivos y al crear fondos para financiar proyectos de energías renovables. Estos antecedentes abrieron paso al Artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo), que define a las “Comunidades Energéticas”, como colectivos de usuarios que generan, comercializan y optimizan de forma conjunta el uso de la energía, con acceso a recursos públicos y bajo la supervisión de entidades como el Ministerio de Minas y Energía, UPME, CREG, IPSE y la SSPD.

Diversos programas fomentan la organización local, la cofinanciación de instalaciones solares y otras tecnologías renovables, así como la asistencia para cumplir los requisitos regulatorios, con el fin de fortalecer los ecosistemas locales alrededor de la energía. De acuerdo con el Ministerio, a finales de 2023 se presentaron más de 700 propuestas, abarcando barrios urbanos y áreas remotas, dentro de las cuales se destacan proyectos piloto con diferentes enfoques: una red solar en azoteas de Medellín (La Estrecha), sistemas agrovoltaicos en Bocas del Palo (Valle del Cauca), granjas solares en Barranquilla y unidades solares autónomas (“Casas del Sol”) para comunidades en La Guajira, en línea con la promoción de la autosuficiencia energética, especialmente en sectores de bajos ingresos o tradicionalmente desatendidos.

Estas iniciativas han resultado en importantes beneficios económicos, mejor acceso y empoderamiento comunitario, a la par que los agentes del sector, en cabeza del gobierno nacional, robustecen las directrices normativas para la autogeneración colectiva y la generación distribuida, garantizando estándares técnicos y prácticas de mercado justas. De esta manera se busca fortalecer la estrategia alrededor de las comunidades energéticas como un instrumento vital para el crecimiento del sistema, aportando de manera decisiva a la transición energética de Colombia, al tiempo que se reducen brechas sociales y geográficas en el acceso a energía sostenible.

4. APUESTAS ESTRATÉGICAS

La infraestructura energética constituye uno de los pilares fundamentales para habilitar la transición energética, la seguridad energética y la integración de nuevos energéticos y tecnologías. En el contexto del Plan Energético Nacional 2024–2054, las apuestas estratégicas en infraestructura buscan responder a los desafíos de una TEJ, resiliente y descentralizada. Estas apuestas consideran tanto las necesidades actuales del sistema como las transformaciones requeridas para alinear el desarrollo energético del país con los compromisos climáticos, las dinámicas territoriales y la diversificación de la matriz energética.

Apuesta estratégica 1	
Fortalecer la infraestructura de transmisión eléctrica como soporte clave para una matriz energética diversificada, flexible y resiliente.	
Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>La transformación de la infraestructura eléctrica de transmisión y distribución es clave para viabilizar la diversificación de la matriz eléctrica nacional ante un escenario de demanda energética creciente, atendiendo a su vez la necesidad de sistemas cada vez más conectados, en búsqueda de una operación más eficiente, resiliente y sostenible.</p> <p>Este proceso de transformación arranca desde la toma de decisiones correctas en los momentos oportunos, buscando un sistema proactivo que permite anticiparse a las condiciones que impone la transición energética, y la necesidad</p>	<p>Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Asegurar la ejecución acelerada de los proyectos estratégicos identificados por la Misión Transmisión 2024, con el fin de reforzar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, a su vez que se viabiliza la incorporación de nuevas fuentes renovables con importantes niveles de intermitencia. • Ampliar la capacidad de líneas transmisión AC/DC, incluyendo HVDC. Digitalizar parte del STN y automatizar subestaciones estratégicas. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> • Modernizar las redes existentes, logrando una reducción de pérdidas técnicas en el STN, e implementar redes inteligentes y automatización para mejorar servicio. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el</i>

de infraestructura robusta ante fenómenos de variabilidad climática.

En este sentido, la incorporación de redes inteligentes, automatización de sistemas, tecnologías de almacenamiento, subestaciones digitales y enlaces HVDC, entre otros, confluyen como aspectos relevantes para alcanzar los objetivos de modernización del sistema eléctrico, garantizando su alineación con los retos climáticos, tecnológicos y regulatorios nacionales.

Tomo II PEN].

- Establecer interconexión Colombia-Panamá , reactivar conexiones regionales existentes, y exportar parte de la generación nacional. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Incorporar sistemas de compensación de inercia y regulación de frecuencia, tales como sistemas de almacenamiento, compensadores síncronos y FACTS, viabilizando la integración de recursos con alta variabilidad.
- Establecer los esquemas regulatorios que prohíben los usos de nuevos equipos con SF₆ en media tensión, recuperando SF₆ retirado del sector eléctrico.
- Diseñar y adoptar un paquete de medidas regulatorias que reconozca e incentive las inversiones en modernización del sistema de transmisión y distribución, ya sea actualizando las definiciones de unidades constructivas, o incluyendo esquemas de remuneración diferenciada para tecnologías avanzadas, redes inteligentes y sistemas de almacenamiento.
- Llevar a cabo un diagnóstico nacional de obsolescencia tecnológica en los componentes de la red de transmisión asociada al STN y los STR, como insumo para priorizar alternativas de inversión a ser consideradas en el siguiente Plan de Expansión de Transmisión.
- Implementar un plan nacional de formación técnica y profesional en sistemas de generación renovable y redes eléctricas de última generación, incluyendo aspectos clave como tecnologías digitales, ciberseguridad energética y gestión de activos.
- Incorporar esquemas robustos de ciberseguridad, monitoreo en tiempo real y redundancia operativa para subestaciones y centros de control, en el marco de lo establecido por los acuerdos CNO y la Estrategia integral de ciberseguridad del sector eléctrico publicada por la CREG
- Agilizar tiempos de conexión de los proyectos de FNCER y simplificar trámites.

Mediano Plazo (11 – 20 años)

- Extender la red interconectada nacional, añadiendo múltiples enlaces HVDC, subestaciones totalmente inteligentes, y asegurando resiliencia climática en subestaciones

estratégicas. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

- Promover la cobertura universal, a la vez que se reducen pérdidas en el sistema, establecer calidad mundial del servicio, y redes inteligentes para los usuarios. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Aumentar la capacidad interconexión regional con segundo circuito SIEPAC, explorar enlaces Brasil/Perú, y aumentar comercio regional de energía transnacional. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Expandir almacenamiento de energía, adoptando gestión digital completa con IA avanzada, FACTS de última generación y establecer infraestructura vehículo-red (V2G). *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Eliminar instalación de equipos nuevos con SF₆, adoptando tecnologías alternativas en transmisión y distribución. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Largo Plazo (21 años en adelante)

- Expandir la red de transmisión, la capacidad de transformación, la operación digital autónoma, y máxima resiliencia contra eventos climáticos extremos. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Garantizar disponibilidad eléctrica, redes inteligentes universales, microrredes regionales autónomas y electrificación plena industrial y vehicular. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Aumentar la capacidad internacional de interconexión, consolidando mercado eléctrico regional unificado y cooperación energética resiliente a nivel continental. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Incorporar soluciones de almacenamiento mediante múltiples tecnologías, adoptar gestión autónoma avanzada con IA y ciberseguridad total, incorporando tecnologías emergentes disruptivas.
- Completar la eliminación de SF₆, sustituyendo por tecnologías ambientalmente amigables,

alcanzando neutralidad climática y promoviendo economía circular en infraestructura eléctrica.

Metas específicas

Expansión y Modernización del STN

- Repotenciar la infraestructura de transmisión ya existente, promoviendo la resiliencia climática del en subestaciones críticas para la red, reduciendo así interrupciones prolongadas por climas extremos. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Incrementar la red nacional, incluyendo múltiples corredores HVDC. Capacidad de transformación, junto con operación digital autónoma y resiliencia total ante eventos climáticos extremos. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Distribución Inteligente y Cobertura Universal

- Cobertura eléctrica nacional universal, con altos niveles disponibilidad de servicio, redes inteligentes con participación activa de los usuarios, integrando la generación distribuida, microrredes autónomas regionales, y electrificación plena en sectores industriales y transporte. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Interconexión e Integración Regional

- Aumentar y consolidar la capacidad internacional de interconexión, fortaleciendo un mercado eléctrico regional unificado, y cooperación energética robusta para enfrentar emergencias climáticas a nivel latinoamericano. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Infraestructura Libre de SF₆ y Neutralidad Climática

- Eliminar el uso de SF₆ en infraestructura eléctrica, sustituyéndolo totalmente por tecnologías sostenibles ambientalmente seguras, alcanzando neutralidad climática y promoviendo economía circular en la gestión y fabricación de equipos eléctricos. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Apuesta estratégica 2

Integrar infraestructura de almacenamiento, estratégicamente distribuida y diversificada, para optimizar la logística de recursos y vectores energéticos del país.

Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Desarrollar capacidad de almacenamiento de energía en eslabones estratégicos de la cadena de valor, para responder de manera oportuna y efectiva frente eventos que puedan afectar el suministro de los energéticos.</p> <p>La implementación deberá ser progresiva, a través de reglas claras de participación, esquemas de remuneración y mecanismos que permitan habilitar múltiples servicios para hacer más competitivos los proyectos de almacenamiento.</p> <p>Será clave la coordinación entre agentes para la planificación de la operación y expansión de la infraestructura, integrando el almacenamiento como alternativa de ampliación en el corto, mediano y largo plazo, tanto a nivel rural como urbano.</p> <p>Esta estrategia contribuye a la seguridad y resiliencia de las cadenas de suministro frente a eventos disruptivos, proporcionando flexibilidad operativa, y reduciendo o aplazando inversiones en infraestructura de transporte y distribución, para garantizar la continuidad del suministro.</p>	<p style="background-color: #90EE90; padding: 2px;">Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Ajustar el marco regulatorio y las reglas de participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado de energía, así como los esquemas de remuneración de los servicios que pueden suministrar, en función de los aprendizajes de los Sandbox y estudios relevantes desarrollados por el sector. ● Priorizar la implementación de las necesidades de almacenamiento identificadas por el CND que aportan a la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. ● Priorizar el ajuste de la regulación para acelerar la incorporación de AMI, así como el marco regulatorio de tarifas dinámicas para la habilitación de las estrategias de respuesta de la demanda. ● Integrar los SAE a los planes de expansión del sistema eléctrico, como alternativa o complemento a las necesidades de infraestructura de transmisión. ● Identificar puntos estratégicos para la construcción de infraestructura de almacenamiento, según tecnología y aplicación, en los sistemas de potencia de gran y pequeña escala. ● Implementar un piloto de almacenamiento en un nodo crítico del SIN en grid forming, uno a nivel de distribución y uno para almacenamiento detrás del medidor. ● Priorizar la FRSU del pacífico, como infraestructura crítica para la seguridad energética nacional. ● Desarrollar estudios de factibilidad técnica de las FRSU móviles, para suplir déficit en zonas estratégicas, y de exportación frente al futuro desarrollo de recursos Off-shore, incluyendo alternativas de ubicación. ● Evaluar la viabilidad técnico económica del almacenamiento subterráneo de gas natural, e incluir la viabilidad para el hidrógeno y el CO₂. ● Desarrollar la reglamentación técnica, operativa,

	<p>de seguridad, calidad y confiabilidad para el almacenamiento, asociado a la naturaleza de cada tecnología.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Definir los parámetros regulatorios y responsables para la disposición final de las baterías y demás desechos de la implementación de tecnologías de almacenamiento. ● Ampliación de IT para nuevas tecnologías de almacenamiento, en función de los análisis del futuro PAI PROURE y de la diversidad de servicios que pueden prestar. <p>Mediano Plazo (11 – 20 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Articular la planeación coordinada de los sistemas de distribución, para promover la flexibilidad en las redes de media y baja tensión. ● Implementar infraestructura de medición inteligente para habilitar la gestión de la demanda y la gestión de almacenamiento detrás del medidor. ● Reglamentar la figura del agregador de demanda, incluyendo la actividad de gestión de múltiples sistemas de almacenamiento. ● Integrar y coordinar SAE como infraestructura clave en la expansión de transmisión, distribución y micro redes a nivel urbano y rural. ● Incorporar 10% de almacenamiento de energía eléctrica por cada MW de capacidad de energía renovable agregada. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> <p>Largo Plazo (21 años en adelante)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Habilitar un mecanismo para la coordinación y apilamiento de los servicios de almacenamiento energético que permita optimizar la operación del sistema. ● Implementar 20% almacenamiento de energía por cada MW de capacidad de energía renovable agregada. <i>[Pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Evaluar y priorizar soluciones de almacenamiento modulares, como alternativas o complementos a las obras de expansión de redes, en función de su aplicabilidad, costo-efectividad, garantías técnicas o de desempeño y su pertinencia local. <p>Metas específicas</p>
--	--

	<p>Infraestructura energética:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Instalar al menos 1.500 MW de capacidad de almacenamiento energético en puntos estratégicos del sistema de transmisión y distribución. ● Lograr una participación de 5% de usuarios con almacenamiento, vía gestión de de la demanda. ● 1% de proyectos en ZNI con almacenamiento. ● Aporte de al menos 20% en la capacidad de almacenamiento para integrar fuentes no convencionales de energía renovable al sistema interconectado. <p><i>[Metas cuantitativas pendientes de validación - serán publicadas en el Tomo II PEN].</i></p> <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Garantizar el suministro continuo de energía en las zonas críticas del país a través de la incorporación de almacenamiento. ● Mejorar las condiciones de suministro en zonas aisladas, mediante la implementación de almacenamiento en microredes. <p>Ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Reducir las emisiones del sector eléctrico, gracias a la integración del almacenamiento y su rol como facilitador de las FNCER.
--	--

Apuesta estratégica 3	
Desarrollar infraestructura eléctrica que potencie la integración de recursos energéticos distribuidos.	
Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Esta estrategia busca transformar la infraestructura eléctrica nacional hacia un modelo resiliente, inteligente y descentralizado que facilite el despliegue masivo de los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs), así como la participación activa de prosumidores y agregadores de demanda, junto con las</p>	<p style="background-color: #90ee90;">Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Aumentar la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), fortaleciendo los nodos ya existentes a través de la incorporación de proyectos estratégicos como el aumento de capacidad de interrupción en subestaciones del sistema, así como la incorporación de sistemas de aporte de inercia junto con nuevos enlaces de transmisión que permitan incorporar una mayor capacidad de generación a la red, priorizando los paquetes de obras urgentes

<p>herramientas tecnológicas que permitirán una operación eficiente de las redes.</p> <p>La incorporación de DERs al sistema energético nacional es fundamental para mitigar las restricciones actuales del SIN, especialmente en aquellas zonas con alto potencial de generación renovable. Aspectos como la implementación de sistemas de almacenamiento distribuido en subestaciones estratégicas, la repotenciación de la infraestructura existente, y la expansión de la red de transmisión permitirán mejorar la confiabilidad del sistema, a la vez que se acelera la integración de nuevas fuentes renovables, asegurando el abastecimiento energético a comunidades con vulnerabilidad energética.</p> <p>A su vez, el desarrollo de una sinergia entre la expansión del sistema con soluciones digitales permitirá fortalecer su operación, facilitando la creación de mercados locales y la participación de nuevos actores, al mismo tiempo que se optimiza de manera continua el sistema energético, teniendo como pilares la continuidad y la calidad del servicio, especialmente para los usuarios más vulnerables.</p> <p>Esta visión sintoniza las iniciativas locales con las tendencias globales en cuanto a la modernización de las redes</p>	<p>identificados en el Plan Maestro de la Misión Transmisión publicada por la UPME. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Actualizar la infraestructura en regiones con altos niveles de pérdidas y fallas, buscando reducir las pérdidas técnicas y no técnicas referidas a nivel 1². <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]</i>. ● Habilitar las redes para aceptar un mayor volumen de su demanda como generación distribuida. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]</i>. ● Desarrollar los activos regulatorios complementarios a la Resolución CREG 101 001 de 2022, así como dar las pautas para el despliegue de pilotos que permitan viabilizar el despliegue masivo de AMI en Colombia, permitiendo así alcanzar al menos el 75% de cobertura nacional con medidores inteligentes³. ● Automatizar circuitos de media tensión, habilitando su control remoto y respuesta ante fallas con tecnologías SCADA / ADMS. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]</i>. ● Expandir la generación distribuida, impulsando el desarrollo de las comunidades energéticas y microrredes rurales, logrando que la energía en ZNI provenga de recursos de FNCE locales. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]</i>. ● Complementar la definición sobre la actividad de Agregación de Recursos Energéticos Distribuidos, incluida en la Resolución MME 40283 de 2022, incluyendo los requisitos técnicos y comerciales que permitan una participación en los diferentes mecanismos de mercado. ● Emitir las señales regulatorias necesarias para la integración de DER, agregadores y servicios de red, garantizando la financiación de activos inteligentes como AMI, y facilitando la recuperación vía tarifas, subsidios o inversión privada regulada. ● Incluir en los documentos que componen la hoja de ruta para el despliegue de la infraestructura de carga, integrar la movilidad eléctrica con la planeación de las
---	---

² De acuerdo con la ACTUALIZACIÓN ÍNDICES DE PÉRDIDAS Y FACTORES PARA REFERIR AL STN, expedida por XM S.A.S. E.S.P. las pérdidas promedio para referir al SIN en nivel 1 están alrededor de 12.75% a Mayo 2025. Fuente: <https://www.xm.com.co/noticias/7827-actualizacion-indices-de-perdidas-y-factores-para-referir-al-sin-mayo-2025-definitivo>

³ En línea con la meta de implementación de AMI referida en la Resolución CREG 40072 de 2018

eléctricas, en donde la descentralización, la digitalización y la resiliencia frente al cambio climático son ejes fundamentales para un desarrollo energético sostenible.

- redes de distribución local y regional, identificando necesidades de infraestructura eléctrica puntuales.
- Establecer un marco tarifario dinámico que permita que una fracción de la demanda nacional sea flexible y gestionable mediante tarifas dinámicas y a la medida de los consumidores, utilizando como herramienta tecnologías avanzadas como IoT.
 - Crear un marco regulatorio para blockchain aplicado a energía, para facilitar transacciones seguras, trazabilidad, transparencia en la gestión de la generación distribuida y la comercialización entre prosumidores, comunidades energéticas y agregadores.
 - Establecer programas educativos y de capacitación técnica especializada en DER, digitalización de redes eléctricas, automatización avanzada y gestión energética descentralizada, dirigidos a técnicos, operadores, administradores y comunidades energéticas.
 - Fomentar campañas de sensibilización ciudadana y participación comunitaria, asegurando que los usuarios finales sean capaces de participar activamente en esquemas prosumidores y de eficiencia energética.
 - Expedir la regulación necesaria para implementación operativa del Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI), definiendo claramente sus responsabilidades en términos de recopilación, gestión transparente y segura de datos, coordinación con los diferentes agentes del sector, marco de gobernanza, remuneración, entre otros.
 - Establecer una alianza entre actores como el MinTIC y el MME para definir los lineamientos regulatorios necesarios para la ciberseguridad del sector eléctrico, en línea con la estrategia integral de seguridad digital para el sector eléctrico, impulsada por la CREG, así como la gobernanza de la ciberseguridad eléctrica, asignando responsabilidades a las entidades correspondientes, así como la incorporación de nuevos equipos de respuesta ante incidentes, como el CSIRT - SEC.
 - Incorporar medidas regulatorias para mejorar la resiliencia física de la red ante eventos climáticos extremos, incluyendo redundancia física en zonas de alta vulnerabilidad, de tal manera que se pueda mantener el suministro mínimo mediante el auto abastecimiento en situaciones de emergencia climática.
 - Desarrollar un atlas nacional de potencial para recursos energéticos distribuidos (DER), identificando

las zonas de convergencia para la integración de generación distribuida, almacenamiento, y participación activa de las comunidades.

Mediano Plazo (11 – 20 años)

- Ampliar la cobertura de AMI en los usuarios finales, así como la automatización avanzada de circuitos en las redes de media tensión. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Incorporar plataformas DERMS (Distributed Energy Resources Management Systems) activas.
- Apoyar la incorporación de capacidad instalada nacional con recursos energéticos distribuidos, con una amplia proporción de la población colombiana actuando como prosumidores activos en venta de excedentes de energía. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]*
- Desplegar sistemas de almacenamiento distribuido, a la vez que se logra que una fracción de la demanda nacional sea flexible y gestionable mediante tarifas dinámicas. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]*
- Instalar estaciones de carga rápida, articuladas con el desarrollo de infraestructura eléctrica de soporte para garantizar la confiabilidad del suministro energético, a la vez que se habilitan las redes urbanas para atender la creciente demanda vehicular. Esto, mediante la activación de esquemas V2G que permitan una gestión bidireccional de la energía, a la vez que se fomenta una integración de los sistemas de transporte público y privado mediante la planificación activa.

Largo Plazo (21 años en adelante)

- Habilitar la integración efectiva de nuevas fuentes renovables y mejorando la confiabilidad del suministro en todo el territorio nacional, al ampliar la capacidad de transporte de energía eléctrica. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Construir redes interconectadas capaces de operar como micro redes resilientes, asegurando que una parte de la demanda pueda mantenerse con generación local ante emergencias. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Permitir la competencia de comunidades y agregadores en mercados eléctricos, consolidando

modelos de negocios flexibles y justos, a la vez que se garantiza el acceso universal a energía limpia, confiable y digitalizada.

Metas específicas

Infraestructura Energética

- Colombia contará con una red digitalizada y automatizada, capaz de operar de forma autónoma, gestionando altos volúmenes de DER y responder en tiempo real a eventos adversos, garantizando continuidad, eficiencia y calidad del servicio. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Colombia promoverá el desarrollo de DERs proporcionando un rol activo dentro de la capacidad eléctrica instalada nacional, cubriendo una fracción de la demanda, operando bajo modelos prosumidores, comunitarios y agregados. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Contar con los marcos regulatorios necesarios para permitir la operación eficiente y justa de nuevos actores como agregadores, comunidades energéticas y operadores de micro redes, fomentando la participación ciudadana, los mercados locales de energía y tarifas dinámicas.

Sociales:

- Toda la población contará con acceso a servicios eléctricos flexibles, confiables y sostenibles, incluyendo zonas rurales y no interconectadas, con soluciones descentralizadas, como medida para reducir brechas sociales y tecnológicas, en función de las características del territorio.

Ambientales

- Reducir el aporte de emisiones en el sector de generación de energía eléctrica, como resultado de la participación de nuevas fuentes de energía. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Reducir el aporte de emisiones por la reducción de pérdidas en los sistemas de transmisión por la generación de energía de manera descentralizada. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Apuesta estratégica 4

Transformar el parque de generación termoeléctrica hacia tecnologías de bajas o cero emisiones, maximizando el uso de la infraestructura existente.

Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Establecer una senda de descarbonización para las centrales termoeléctricas, a través de la incorporación o sustitución de tecnologías que apoyen su transformación de manera confiable, segura, flexible y costo eficiente, según los requerimientos del sistema.</p> <p>Se priorizará la transformación de las centrales de acuerdo con los resultados de un análisis técnico económico, considerando su criticidad para la operación del SIN, y buscando mantener o fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico y un análisis socio ambiental.</p> <p>La sustitución de tecnologías convencionales se hará de forma gradual, incluyendo alternativas tecnológicas, y de mercado para aprovechar los activos ya instalados.</p> <p>La coordinación entre gobierno, sector privado, trabajadores y comunidades será fundamental para afrontar los desafíos sociales y técnicos de esta transformación y su impacto. Esto, con el fin de planificar una transformación organizada e informada y facilitar los mecanismos para la reconversión.</p> <p>Este enfoque busca aprovechar los activos existentes y reducir los impactos de transformación de las termoeléctricas, anticipando los desafíos para su implementación.</p>	<p style="background-color: #90EE90; padding: 2px;">Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Analizar la viabilidad técnico económica de las tecnologías de sustitución de las termoeléctricas y los impactos en los trabajadores, las comunidades y los usuarios. ● Evaluar la infraestructura de red susceptible de aprovechar en etapas tempranas del proceso de transformación de las térmicas, teniendo en cuenta la capacidad del punto de conexión y su impacto en la estabilidad de la red eléctrica y la confiabilidad, según las características de cada central termoeléctrica. ● Constituir mesas sectoriales en donde participe el gobierno nacional, gobiernos locales, generadores, empleados, comunidades y otros actores involucrados, para la construcción colectiva de las metas de descarbonización del sector acotada a sus impactos. ● Establecer una hoja de ruta para la descarbonización del parque de generación termoeléctrica, en donde se contemple la senda de reconversión tecnológica multiproyecto, con intervenciones por nodo eléctrico y región. ● Explorar, en conjunto con los actores de las cadenas de valor asociadas a la actividad de generación termoeléctrica, alternativas y enfoque de las capacitación para la reconversión laboral. ● Diseñar mecanismos de mercado o financieros para incentivar la reconversión tecnológica de las plantas termoeléctricas, incluyendo la ampliación de los mecanismos de participación de las FNCER en los servicios complementarios adaptados a su naturaleza, ajustes a la regulación para compartir puntos de conexión y el recambio tecnológico, habilitar transformación a través de convocatorias, sesión de OEF sin erogación, entre otros. ● Desarrollar pilotos tecnológicos de reconversión en plantas seleccionadas para evaluar su viabilidad y costos.

Mediano Plazo (11 – 20 años)

- Desarrollar programas de capacitación al personal de las centrales objeto de reconversión, en implementación y uso de las nuevas tecnologías de generación y soluciones de flexibilidad de la red.
- Integrar soluciones tecnológicas de descarbonización en las plantas del parque térmico. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Integrar mecanismos de mercado que premien la flexibilidad y descarbonización, para promover la viabilidad económica de la transformación de las centrales.

Largo Plazo (21 años en adelante)

- Consolidar un parque termoeléctrico descarbonizado con capacidad para operar con tecnologías de bajas o cero emisiones netas.
- Lograr que las plantas termoeléctricas transformadas puedan responder a las necesidades de flexibilidad del sistema.
- Utilizar los centros de producción termoeléctrica para integrar nuevos fines energéticos: biorefinerías, producción de hidrógeno, distritos térmicos, etc.
- Consolidar nuevos polos económicos en regiones que dependen de la extracción y producción de combustibles fósiles.

Metas específicas

Infraestructura energética:

- Por lo menos 1,6 GW reconvertidos a tecnologías de bajas emisiones. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- 10% de combustibles fósiles sustituidos por combustibles de cero emisiones en la generación termoeléctrica despachada centralmente. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Incorporar capacidad de almacenamiento energético en termoeléctricas con capacidad excedentaria en sus puntos de conexión.
- 100% de puntos de conexión optimizados y/o reutilizados. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

	<p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Garantizar la recolocación laboral de los trabajadores frente a las decisiones de transformación de las térmicas. ● Mejorar estadísticas de salud pública en las zonas reconvertidas. <p>Ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Reducir las emisiones de CO₂ de las centrales termoeléctricas. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i>
--	--

Apuesta estratégica 5	
Fortalecer y optimizar la infraestructura de gas natural para responder de manera confiable y eficiente a la demanda nacional.	
Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Esta apuesta estratégica busca fortalecer la conexión entre el oferta y demanda, a través de la flexibilización operativa de la infraestructura, para enfrentar eventos críticos del sistema, movilizar gas desde diferentes fuentes de suministro, facilitar la integración entre zonas, así como la inyección de gases combustibles de bajas emisiones (biometano, combustibles sintéticos e hidrógeno), como fuente de recursos distribuidos de gas.</p> <p>La optimización y modernización de las redes de transporte será fundamental para incorporar nuevas fuentes de suministro y mejorar las condiciones de abastecimiento en las regiones con cobertura limitada, reduciendo la dependencia del transporte por carretera y mejorando la confiabilidad del servicio. Asimismo, será crucial contemplar las particularidades de la conexión con los recursos distribuidos, así como de demandas especiales</p>	<p style="background-color: #90ee90; margin: 0;">Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Identificar infraestructura de redes susceptible de ampliación o modernización, con el propósito de permitir la inyección de nuevas fuentes de suministro de gas combustible y de flexibilizar la operación del SNT. ● Determinar las necesidades de infraestructura de almacenamiento estratégico para dar confiabilidad al suministro de gas natural, gestionar el balance oferta - demanda y flexibilizar la operación. ● Establecer las principales rutas de transporte virtual que abastecen las redes aisladas para incluirlas entre los corredores estratégicos de transporte intermodal con el propósito de propender por su funcionamiento. ● Fortalecer las capacidades del Gestor del Mercado para que tenga un rol más activo en la coordinación operativa y seguimiento de la oferta y la demanda de gas. ● Establecer las recomendaciones técnicas, operativas y tarifarias para permitir la entrada de los recursos distribuidos de gas al sistema, según las características de la red y las

asociadas a estrategias de sostenibilidad urbana como pueden ser los distritos térmicos, e industrias intensivas en energía térmica.

Para ello, será necesario establecer mecanismos que garanticen la coordinación entre los agentes del sector, asegurar la disponibilidad de infraestructura integral para responder a la demanda y facilitar la incorporación de nuevas fuentes de gas natural, ya sea de producción nacional o importado.

tecnologías

- Robustecer los acuerdos con los requisitos técnicos para operación de la infraestructura de la cadena de valor del gas combustible, para unificar criterios y realizar un seguimiento del cumplimiento.
- Establecer una hoja de ruta para la conexión de gas combustible de bajas emisiones al Sistema Nacional de Transporte (SNT) y/o redes de distribución de gas natural para flexibilizar la oferta.
- Definir el marco regulatorio que establezca la remuneración de los ductos multifásicos.
- Establecer un centro de monitoreo y coordinación nacional sobre el SNT con el propósito de realizar seguimiento del balance oferta - demanda, con el fin de optimizar la operación.

Mediano Plazo (11 – 20 años)

- Actualizar los parámetros y condiciones técnicas para la operación de las redes de gas natural, incluyendo las características de monitoreo de las emisiones fugitivas para que implementen los operadores de redes.
- Desarrollar la infraestructura que permita la conexión de fuentes de suministro de combustibles de bajas emisiones que suplan al menos el 10 % de la demanda nacional. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Establecer los mecanismos de coordinación de la operación de las redes bidireccionales de gas natural, y evaluar la pertinencia de establecer esquemas tarifarios diferenciados acordes con la capacidad, su respuesta en confiabilidad y flexibilidad operativa
- Constituir mesas técnicas con los transportadores, distribuidores y demás interesados, para el desarrollo de los instrumentos de integración de los proyectos locales de gas natural, biometano, etc., al sistema
- Aumentar las redes del Sistema Regional de Transporte (SRT) para conectar las estaciones de Gas Natural Comprimido y disminuir la necesidad de transporte virtual. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Largo Plazo (21 años en adelante)

- Identificar la infraestructura adaptable para el transporte o distribución de gas natural que quede en desuso por la reconversión de las plantas de generación térmica.
- Identificar los potenciales de recursos distribuidos de gas que pueden suplir las necesidades de la demanda de cada región.
- Desarrollar la infraestructura que permita la conexión de fuentes de suministro de combustibles de bajas emisiones para suplir parte de la demanda nacional [*Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN*].
- Conexión de las nuevas fuentes de suministro off-shore y contingentes con el SNT y SRT de gas natural.
- Identificar e implementar el desarrollo de infraestructura dedicada al transporte de H₂ y CO₂.

Metas específicas

Infraestructura energética:

- Flexibilizar la infraestructura de gasoductos para la inyección de gases combustibles de bajas emisiones [*Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN*].
- Adaptar la infraestructura de transporte de hidrocarburos existente en oleoductos multifásicos [*Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN*].
- Establecer un centro de monitoreo y coordinación de las redes de gas combustible, para propender por el uso eficiente de la infraestructura [*Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN*].
- Permitir la conexión del 100 % de las fuentes de suministro de gas natural. [*Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN*].
- Conectar mediante redes de transporte y/o distribución los recursos distribuidos de gas, distritos térmicos y corredores intermodales [*Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN*].

Sociales:

	<ul style="list-style-type: none"> ● Conectar las regiones del país con redes de gas combustible <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]</i>. ● Disminuir la interrupción de suministro de gas en las regiones por desconexión al SNT <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]</i>. <p>Ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Reducir el aporte de emisiones por la incorporación de gases combustibles de bajas emisiones <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]</i>.
--	---

Apuesta estratégica 6	
Optimizar la infraestructura existente de transporte de hidrocarburos para promover la distribución de combustibles de bajas emisiones.	
Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Aprovechar la infraestructura de transporte de hidrocarburos existente para la reducción de los costos e impactos ambientales y sobrellevar los desafíos técnicos y logísticos del transporte de combustibles de bajas emisiones.</p> <p>A pesar de que se proyecta la reducción en la demanda de hidrocarburos, existe una infraestructura extensa para su producción, transporte y distribución, potencialmente disponible para contribuir a la seguridad energética nacional.</p> <p>Una de las estrategias es la integración de redes de gas natural y los poliductos con la posibilidad de transportar otros combustibles de bajas emisiones, con el propósito de optimizar la infraestructura existente, evitar la construcción de nuevas infraestructuras y reducir los costos de inversión. Para ello, es necesario evaluar la integridad estructural y mecánica tanto de los poliductos como los oleoductos existentes e identificar las mezclas admisibles en estos.</p> <p>Incorporar combustibles de bajas</p>	<p style="background-color: #90ee90; margin: 0;">Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Determinar la infraestructura existente susceptible de adaptación para el transporte y distribución de combustibles e identificar los puntos estratégicos de inyección de combustibles de bajas emisiones. ● Estandarizar la clasificación de los combustibles de bajas emisiones, así como también, los parámetros técnicos de porcentajes de mezcla y/o características físico-químicas admisibles para transporte. ● Definir el marco regulatorio que establezca la remuneración de transporte para los combustibles de bajas emisiones. ● Alinear las estrategias de transporte de combustibles de bajas emisiones con las estrategias de transporte intermodal (corredores y nodos logísticos estratégicos). <p style="background-color: #90ee90; margin: 0;">Mediano Plazo (11 – 20 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Adaptar al menos el 10 % la infraestructura de transporte de hidrocarburos existente para propiciar la capacidad de gestionar los combustibles de bajas emisiones. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será</i>

emisiones en Colombia requiere de un enfoque escalonado y bien planificado, en el sentido de aprovechar los recursos disponibles y reducir paulatinamente la dependencia de los hidrocarburos.

publicada en el Tomo II PEN].

- Incorporar en los programas académicos formación de capacidades técnicas en la adaptación de la infraestructura existente de transporte de combustibles de bajas emisiones.
- Constituir mesas sectoriales con los actores interesados en desarrollar modelos de negocio en torno al aprovechamiento de la infraestructura existente para la logística de combustibles de bajas emisiones.

Largo Plazo (21 años en adelante)

- Implementar en cada región al menos un proyecto para cada combustible de baja emisión admisible de inyección a poliductos o gasoductos.
- Realizar seguimiento y divulgación de los porcentajes de combustibles de bajas emisiones inyectados a las redes para identificar el impacto en el consumo de cada región.
- Adaptar al menos el 20 % la infraestructura de transporte de hidrocarburos existente para propiciar la capacidad de gestionar los combustibles de bajas emisiones. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Metas específicas

Infraestructura energética:

- Reducir la necesidad de 15% de infraestructura nueva para el transporte y distribución de combustibles de bajas emisiones. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Sociales:

- Reducir el costo del transporte y distribución de combustibles de bajas emisiones.
- Desarrollar al menos tres programas de formación técnica para la adaptación de la infraestructura para el transporte de combustibles de bajas emisiones.

Ambientales:

- Reducir las emisiones del sector energético como resultado de la incorporación de combustibles de bajas emisiones a la matriz energética nacional *[Meta cuantitativa*

	<p><i>pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Aprovechar al menos el 20 % de la infraestructura de transporte en poliductos y gasoductos. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Disminuir el 10% de infraestructura en abandono por el cambio de tecnología o implementación de la transición. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i>
--	--

Apuesta estratégica 7	
Establecer una red de Bio-Hubs para incentivar el aprovechamiento energético de la biomasa residual.	
Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Desarrollar hubs regionales o locales de bioenergía en zonas del país con alto potencial de biomasa residual para su acopio, clasificación, densificación, conversión energética, almacenamiento, comercialización y distribución.</p> <p>El diseño de estos bio-hubs deberá ser flexible y modular, considerando factores como la ubicación, volumen y variabilidad de la biomasa disponible, nivel requerido de procesamiento, la posición dentro de la cadena de suministro y las condiciones logísticas.</p> <p>Para maximizar su aprovechamiento energético, se deberán identificar segmentos de consumo local, entre ellos, potenciales de usos eléctricos y/o térmicos (incluyendo distritos térmicos), la industria de los combustibles renovables y otras estructuras relacionadas con la bioeconomía.</p> <p>Con estos Hubs se busca optimizar y gestionar de manera sostenible los flujos de biomasa, permitiendo aprovechar las economías de escala para obtener servicios rentables y favorecer el suministro confiable de la biomasa</p>	<p style="background-color: #90ee90; margin-bottom: 5px;">Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Adoptar una estrategia nacional de fomento al uso de la biomasa residual para crear un ecosistema en torno a la bioenergía. ● Unificar el marco regulatorio existente y ajustar la normativa en relación con el manejo de residuos especiales, con el fin de propiciar el aprovechamiento energético de este tipo de biomasa. ● Diseñar e implementar 3 pilotos de Bio-hub en diferentes regiones del país, por lo menos uno en un relleno sanitario, y adoptar lecciones aprendidas para el desarrollo de nuevos proyectos. ● Desarrollar una estrategia para fortalecer capacidades en la formulación de proyectos, dirigida a desarrolladores y financiadores, para facilitar la viabilidad técnico financiera de los proyectos de valorización energética de la biomasa residual, acorde con tecnologías y escala de los proyectos. ● Estructurar modelos de negocio acordes con las realidades de las regiones y establecer reglas claras para la comercialización de la biomasa residual y sus subproductos, entre otros fines, para dar estabilidad al suministro. ● Actualizar normativas técnicas para permitir la inyección de biometano al Sistema Nacional de

residual y los bioenergéticos. Los Hubs también podrían operar como plataformas de cooperación técnica e intercambio de conocimientos y recursos, para mejorar las capacidades sobre la bioenergía.

En el desarrollo de esta apuesta se parte de la capacidad instalada vigente de biogás, biocombustibles y energía eléctrica, avanzando hacia el desarrollo de capacidad para la producción y distribución de biometano, hidrógeno, SAF y otros combustibles renovables.

Transporte (SNT), ajustando los límites de contenido de oxígeno y otros parámetros restrictivos.

- Ampliar el alcance de los incentivos de la Ley 1715 de 2014, incluyendo bienes y servicios destinados a proyectos con fines energéticos diferentes a generación de energía eléctrica.

Mediano Plazo (11 – 20 años)

- Incorporar los Bio-hubs como parte de la infraestructura estratégica de los POT departamentales y municipales, y la bioenergía y su escalamiento en las metas de los Planes de Desarrollo, asegurando su articulación con políticas nacionales de energía, ambiente y desarrollo rural.
- Crear un sistema de información de bioenergía centralizado que permita identificar disponibilidad de biomasa, precios de venta y ubicación, y demás información relevante del sector para consulta de los actores interesados.
- Desarrollar por lo menos un Bio-Hub por región, para el aprovechamiento energético de los potenciales locales de biomasa residual. Incluir actividades de tratamiento y/o aprovechamiento energético de biomasa en los rellenos sanitarios más grandes del país.

Largo Plazo (21 años en adelante)

- Consolidar una federación nacional con presencia en las regiones, que represente a los actores interesados en el desarrollo de proyectos de bioenergía, facilitando acceso a insumos y su negociación, así como conocimiento compartido.
- Desarrollar una red nacional de bio-hubs estratégicamente distribuidos en los departamentos.
- Integrar la red de bio-hubs regionales al SIN, bajo la figura de autogeneración o generación distribuida, y/o al sistema de distribución y transporte de gas natural.
- Desarrollar la infraestructura necesaria para facilitar la sustitución de al menos el 5% de la demanda nacional de gas natural con biometano. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Desarrollar la infraestructura necesaria para incorporar SAF a la matriz energética nacional,

propiciando la autosuficiencia de combustibles para aviación. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Metas específicas

Infraestructura energética:

- Consolidar bio-hubs en puntos estratégicos de las diferentes regiones del país. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Impulsar el desarrollo de comunidades energéticas con proyectos productivos basados en aprovechamientos de biomasa residual. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- 100% de Bio-hubs que interactúan con los sistemas de transporte y distribución nacional de gas natural. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Habilitar microredes para la distribución local de bioenergéticos como la energía eléctrica y el biogás, fortaleciendo la autonomía energética de comunidades rurales. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Sociales:

- Lograr una valorización masiva y sostenible de la biomasa residual, transformándolos en recursos de alto valor energético.
- Realizar sustitución de combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante - CIAC por biogás en hogares y comunidades, mejorando índices de calidad de vida y reduciendo la deforestación.
- Incluir participación comunitaria en el 100% de los proyectos con impacto territorial en su etapa de prefactibilidad.

Ambientales:

- Reducir el aporte de emisiones a través de la bioenergía. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Reducir el aporte de emisiones por la incorporación de biometano a la matriz energética. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Apuesta estratégica 8

Implementar Hubs de Hidrógeno de bajas emisiones y derivados, como nodos estratégicos de infraestructura energética para el desarrollo local y la proyección del país en el mercado global.

Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Para avanzar en la estrategia de hidrógeno en Colombia, se propone generar sinergias entre los actores de la cadena de valor, orientadas a diseñar, adaptar y desplegar infraestructura multifuncional para la producción, almacenamiento, transporte y uso de hidrógeno y derivados.</p> <p>Esta infraestructura deberá responder a las características y vocación de cada territorio (demanda local o exportación), aprovechando sus potenciales de recursos energéticos (energía solar, eólica, hidroeléctrica, bioenergía, etc. e híbridos) y las ventajas competitivas de cada tecnología.</p> <p>El despliegue de esta infraestructura estará respaldado por la identificación de focos de consumo que permitan generar economías de escala y producir competitivamente el hidrógeno y sus derivados. Para ello, será clave establecer contratos de largo plazo que brinden señales claras de demanda y viabilicen el cierre financiero de los proyectos, así como modelos de negocio diferenciados adaptados al contexto de cada región.</p> <p>Se promoverá el desarrollo flexible e incremental del ecosistema de hidrógeno, integrando los aprendizajes de pilotos y experiencias tempranas a nivel nacional, facilitando la adaptación progresiva de los mecanismos regulatorios y financieros para el despliegue exitoso de los</p>	<p style="background-color: #90EE90; padding: 2px;">Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Integrar al planeamiento eléctrico nacional, análisis de la infraestructura necesaria para garantizar el suministro de electricidad para los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y su posible competencia con la demanda tradicional. Esto incluye el transporte y recursos adicionales de generación requeridos para el desarrollo de los proyectos, considerando los potenciales regionales de FNCE. ● Establecer el marco regulatorio para definir el umbral de emisiones del hidrógeno de bajas emisiones. ● Adoptar un sistema para la emisión de garantías o certificaciones de origen, que facilite el comercio internacional del H₂ y sus derivados. ● Constituir mesas sectoriales con actores de la demanda, en particular industria y transporte, para la identificación de focos de consumo de H₂ y derivados. ● Integrar el marco regulatorio del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, incluyendo normas técnicas de calidad, seguridad, transporte, distribución, almacenamiento, blending, repostaje, adaptación tecnológica vehicular y aspectos socio-ambientales, con el fin de facilitar el desarrollo de los proyectos y generar certidumbre para los inversores. ● Incluir en la HdR de H₂, metas asociadas a la infraestructura crítica de almacenamiento de hidrógeno y derivados para respaldar los procesos de producción, la exportación y la atención de la demanda local. ● Implementar un piloto de Hub en una región estratégica del país y divulgar sus resultados

proyectos.

Esta estrategia busca consolidar el mercado local de hidrógeno y derivados, articulando la oferta y la demanda, a través de la sustitución progresiva de fuentes fósiles en sectores de difícil descarbonización.

técnicos, financieros, ambientales, etc., con el fin de implementar lecciones aprendidas en futuros proyectos.

- Promover la sustitución de la demanda de hidrógeno gris con hidrógeno de bajas emisiones.
- Evaluar necesidades de infraestructura de transporte, almacenamiento y portuaria, incluyendo la adecuación de infraestructura existente, para atender la demanda local y de exportación de hidrógeno y derivados.
- Analizar las oportunidades de blending, considerando las características técnicas y de seguridad de los sistemas de distribución de gas natural, así como otros mecanismos para promover la demanda localizada de hidrógeno y derivados, incluyendo el análisis de impacto ambiental y tarifario.
- Evaluar y adoptar modelos de negocio para acoplar la oferta y demanda de H₂ y derivados, entre ellos, la conveniencia de crear un agente que actúe como agregador para facilitar las transacciones entre los actores del mercado.
- Adoptar estrategias de incentivos a la demanda, de acuerdo con objetivos de uso diferenciados, la evolución del mercado nacional y los tipos de tecnología.
- Evaluar alternativas de ajuste al marco regulatorio eléctrico para impulsar la competitividad del hidrógeno y sus derivados, y su impacto. (LCOH, LCOA y LCOM).
- Identificar y documentar implicaciones y riesgos del desarrollo de proyectos de hidrógeno para facilitar los procesos de consulta con las comunidades.
- Fortalecer la seguridad y gobernanza energética en el territorio, bajo un esquema de justicia energética, que propicie el desarrollo exitoso de los proyectos.
- Desarrollar una hoja de ruta de puertos para el hidrógeno y sus derivados, en donde se contemple la adaptación, modernización y expansión de infraestructura existente de puertos para exportación, y el desarrollo de infraestructura logística dedicada, interoperable e intermodal.
- Construir las capacidades técnicas para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y derivados, en toda la cadena de valor.

Mediano Plazo (11 – 20 años)

- Implementar Hubs de hidrógeno en regiones con alto potencial de FNCE, para atender demanda nacional y/o internacional.
- Identificar y priorizar la infraestructura de transporte necesaria para el desarrollo de los Hubs de hidrógeno, incluyendo vías estratégicas para el transporte de equipos, insumos y productos, especialmente en regiones con limitada conectividad.
- Ejecutar el piloto de movilidad “Corredores de Hidrógeno” y divulgar sus resultados.
- Incorporar en los programas académicos formación para la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados, y reconversión de capacidades de sectores fósiles.
- Evaluar la pertinencia de producir y exportar derivados del hidrógeno (amoníaco) de bajas emisiones desde terminales adaptadas de LNG.

Largo Plazo (21 años en adelante)

- Consolidar red hubs de Power to x en el Pacífico y Caribe colombiano, con capacidad de exportación a gran escala.
- Escalar demanda de hidrógeno y derivados como sustituto en la industria de difícil descarbonización y el transporte pesado de larga distancia.
- Evaluar la viabilidad técnico financiera de la red troncal del hidrógeno para conectar los Hubs con otros puntos de la demanda.
- Desarrollar análisis multicriterio de las alternativas óptimas de transporte de hidrógeno y su costo efectividad, incluyendo la alternativa transportar hidrógeno por ductos frente a energía eléctrica hasta el punto de producción de hidrógeno (ductos de hidrógeno y líneas de alta tensión).

Metas específicas

Infraestructura energética:

- Consolidar al menos 5 hubs de hidrógeno y derivados, como polos de producción, almacenamiento y consumo local. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

	<ul style="list-style-type: none"> ● Desarrollar 1,5 GW en capacidad de electrólisis conectados al SIN, en articulación con la planeación energética nacional, garantizando su integración técnica y operativa. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Implementar estrategias de gestión de intermitencia en 5% de la capacidad instalada de electrólisis, para fomentar su autonomía frente a la disponibilidad de los recursos. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Asegurar que el desarrollo de proyectos de hidrógeno se enmarque en principios de justicia energética, según las características de cada territorio. ● Garantizar que los procesos de desarrollo de infraestructura energética sean incluyentes con las comunidades y sus territorios. <p>Ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Reducir el aporte de emisiones del sector industrial a partir de H₂ y derivados. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Reducir el aporte de emisiones del sector transporte a partir de H₂ y derivados. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i>
--	---

Apuesta estratégica 9	
Desarrollar infraestructura pública de recarga y repostaje para apoyar el despliegue de tecnologías de transporte de cero y bajas emisiones.	
Descripción	Recomendaciones para su implementación
Desarrollar una infraestructura de recarga progresiva, adaptable e interoperable, que habilite la incorporación de las tecnologías vehiculares de bajas emisiones, a través de sistemas escalables ubicados en nodos estratégicos, que permitan ampliar la capacidad de recarga en el tiempo sin demandar grandes intervenciones	<p style="background-color: #90ee90; margin: 0;">Corto Plazo (0 – 5 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Incluir disposiciones sobre infraestructura de recarga y repostaje en los Planes de Ordenamiento Territorial (lineamientos para espacio público). ● Formular, adoptar y/o actualizar planes municipales y regionales de movilidad

estructurales.

La planificación colaborativa entre los gobiernos locales, los actores del sector transporte y el energético, será clave para anticiparse a las necesidades de infraestructura y su optimización, que incluye la expansión de las redes eléctricas, la implementación de soluciones de almacenamiento y autogeneración, y estrategias de respuesta de la demanda.

En línea con el Fondo para el Ascenso Tecnológico (FOPAT), se espera un enfoque inicial en los segmentos de transporte público y de carga, promoviendo modelos de infraestructura compartida o modelos privados de recarga abiertos, con el fin de optimizar su desarrollo y utilización (masa crítica de uso), así como el acceso equitativo y justo de los usuarios a la movilidad de bajas emisiones.

Para ello, se priorizará la ubicación estratégica de estaciones de recarga en terminales, patios, zonas de alta demanda y áreas de integración multimodal, optimizando la dispersión de la infraestructura de carga. Esto, con el fin de concentrar la infraestructura en nodos predecibles y planificados de demanda, para generar economías de escala.

sostenible⁴, para alinearse a las políticas nacionales.

- Establecer las especificaciones técnicas, de seguridad y protocolos asociados a la infraestructura de recarga y repostaje.
- Establecer el marco regulatorio comercial y operativo de la infraestructura de recarga y repostaje de energéticos de bajas y cero emisiones.
- Capitalizar el potencial de la infraestructura existente de estaciones de servicio para proveer servicios de recarga eléctrica en puntos estratégicos de la demanda (Estaciones de energía).
- Analizar los impactos de la movilidad sostenible en las infraestructuras energéticas locales y planificar necesidades de expansión y/o almacenamiento acordes con las curvas de demanda horaria.
- Desarrollar capacidades técnicas para la instalación, operación y mantenimiento de infraestructura de recarga.
- Evaluar estrategias de remuneración de infraestructura de distribución eléctrica enfocada en movilidad.
- Estudiar la creación de redes de servicio de intercambio de baterías para diferentes segmentos de transporte, requerimientos de infraestructura, y esquemas de garantías y responsabilidad compartida de este modelo de negocio.
- Diseñar e implementar un portafolio integral de mecanismos de mercado e incentivos para el desarrollo de la infraestructura de recarga y repostaje, incluyendo la articulación público privada para movilizar los recursos.
- Desarrollar una plataforma digital que permita consultar información actualizada de puntos de recarga y tarifas para cada energético, y provea información para el planeamiento de expansión de la movilidad y la infraestructura de redes.

Mediano Plazo (5 – 15 años)

⁴ Adoptados por municipios, distritos y áreas metropolitanas que cuenten con una población superior a los 100.000 habitantes.

	<ul style="list-style-type: none"> ● Priorizar la digitalización de redes para potenciar la gestión de la demanda del sector transporte. ● Implementar un piloto nacional de recarga inteligente vehicular, con enfoque técnico y regulatorio. ● Diseñar esquemas tarifarios con señales horarias para fomentar la respuesta de la demanda en la movilidad. ● Adoptar protocolos de ciberseguridad particulares del segmento de transporte para la transferencia de datos e información de los agentes. ● Implementar mecanismos de último recurso, con el fin de garantizar el acceso y continuidad del servicio de recarga en municipios con baja densidad de demanda. ● Establecer corredores de bajas emisiones en las ciudades principales del país. ● Armonizar los marcos regulatorios entre países de la región, para facilitar la interoperabilidad de la infraestructura de recarga fronteriza. <p>Largo Plazo (15 años en adelante)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Escalar la recarga inteligente a nivel nacional y habilitar la interacción bidireccional (V2G / V2B) de los usuarios. ● Integrar las estaciones de recarga a los mecanismos de aporte la flexibilidad del sistema eléctrico. ● Incluir en las estaciones de energía, repostaje de Hz en puntos estratégicos de la demanda. <p>Metas específicas</p> <p>Infraestructura energética:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Relación vehículos eléctricos / cargadores a 2030: 20, 10 a 2040 y 10 a 2050. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Aumentar la cobertura nacional de estaciones de recarga pública, priorizando corredores logísticos estratégicos, zonas de alta demanda y regiones con planes de electrificación del transporte. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Consolidar Hubs intermodales en puntos
--	--

	<p>logísticos estratégicos, que integren infraestructura de recarga, cambio modal, provisión de múltiples energéticos y autogeneración. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ● Promover la continuidad operativa de las estaciones de recarga a través de la integración de recursos energéticos distribuidos. ● Garantizar niveles de redundancia mínimos en nodos críticos, escalonados en función de la evolución de la demanda. ● Reducir tiempos de carga y mejorar la disponibilidad operativa mediante la implementación de estaciones de intercambio de baterías en entornos urbanos y corredores logísticos estratégicos. <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Favorecer la distribución equitativa de la infraestructura de recarga en zonas urbanas y rurales, para evitar brechas de acceso a la movilidad eléctrica. ● Facilitar la movilidad integrada y accesible que facilite la multimodalidad del transporte. <p>Ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Reducir el aporte de emisiones del sector transporte. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i>
--	---

Apuesta estratégica 10

Desarrollar una red de infraestructura energética interoperable que facilite la intermodalidad del transporte de bajas y cero emisiones, para carga y pasajeros.

Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Desarrollar infraestructura de aprovisionamiento de recursos energéticos en corredores y nodos logísticos estratégicos del país, que facilite la conmutación eficiente entre los modos de transporte férreo, fluvial, carretero y aéreo.</p> <p>Se priorizará aquellos corredores y nodos de transferencia intermodal que maximicen la conectividad e interoperabilidad del transporte, contribuyendo a las metas del Plan Maestro Intermodal - PMTI.</p> <p>La infraestructura deberá ser escalable y flexible, capaz de adaptarse a los flujos de transporte, tecnologías vehiculares (autonomía, capacidad de recarga/almacenamiento) y perfiles operacionales (patrones de uso y operación).</p> <p>Las estaciones de energía deberán integrar, según el perfil de demanda del nodo o corredor, electrolineras, estaciones de GNC/LNG, hidrogenas, y combustibles sintéticos, y contemplar la producción local de FNCE y su almacenamiento.</p> <p>Se implementarán sistemas de información y/o herramientas digitales de gestión energética y logística que permitan acoplar la demanda de transporte con la oferta de energía, propiciando niveles mínimos de servicio y optimizando la infraestructura de suministro energético.</p>	<p>Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Identificar las necesidades tecnológicas para el transporte ferroviario de bajas emisiones, en cada región o corredor, junto con el potencial energético, para la reactivación de tramos férreos. ● Identificar ubicaciones estratégicas para las estaciones de energía multipropósito, basadas en flujos logísticos, corredores de transporte y acceso a energéticos sostenibles. ● Identificar las necesidades de infraestructura energética asociada al transporte, de acuerdo con los potenciales recursos de cada región, para el suministro de energía de las estaciones y sus interconexiones. ● Diseñar, implementar y evaluar un piloto de infraestructura energética sostenible en el corredor Bogotá - Valle del Cauca, para evidenciar necesidades regulatorias, tecnológicas y de mercado. ● Definir el marco regulatorio, técnico y comercial, para el desarrollo de las estaciones de aprovisionamiento de energía (EE, GNL, H₂ y derivados) y su interoperabilidad. ● Articular las acciones de los sectores transporte y energético, a través de documentos complementarios a los planes maestros del sector transporte, con lineamientos para garantizar el desarrollo de infraestructura de aprovisionamiento energético. ● Adaptar la normativa técnica fluvial y férrea, asociada a estándares técnicos y de seguridad, para facilitar la transición hacia tecnologías más limpias y eficientes. ● Diseñar e implementar un portafolio integral de mecanismos financieros, de mercado e incentivos para el despliegue de la infraestructura de recarga y/o repostaje en los nodos o corredores logísticos de transporte, incluyendo la articulación público privada para movilizar los recursos. <p>Mediano Plazo (11 – 20 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Integrar infraestructura de suministro y transformación de nuevos energéticos a las

	<p>estaciones de energía existentes, en corredores y nodos de transferencia intermodal.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Implementar centros regionales y/o locales de monitoreo que permitan consolidar datos de consumo energético y optimizar operaciones logísticas, para la gestión de infraestructura energética. ● Determinar las necesidades técnicas y regulatorias para facilitar las interacciones entre los diferentes agentes: estaciones de energía, operadores y centros regionales y/o locales de monitoreo y usuarios finales. <p>Largo Plazo (21 años en adelante)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Integrar los centros regionales y/o locales de monitoreo para optimizar la gestión nacional de infraestructura energética asociada al transporte. ● Escalar e integrar las estaciones de energía ubicadas en corredores estratégicos priorizados y en operación. ● Incorporar las comunidades energéticas y la generación distribuida a las fuentes de suministro energético para los esquemas de transporte intermodal. ● Desarrollar estrategias de integración logística transfronteriza, para facilitar la intermodalidad de carga y pasajeros con países vecinos. <p>Metas específicas</p> <p>Infraestructura energética:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Desplegar infraestructura de repostaje limpio en corredores intermodales estratégicos, para facilitar la movilidad sostenible. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Integrar corredores y nodos energéticos, promoviendo la coordinación y sinergia entre diferentes modos de transporte y fuentes de energía. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Fomentar el aporte de la generación distribuida y/o producción de energía in situ para el suministro eficiente y resiliente de las estaciones de energía. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i>
--	--

	<ul style="list-style-type: none"> ● Establecer hubs intermodales en corredores o nodos estratégicos para la gestión integrada de la movilidad y la energía. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Implementar estaciones de energía intermodales en zonas rurales del país, ampliando la cobertura y el acceso a energías limpias en el territorio. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Reducir la intensidad energética del transporte de carga a 2054. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Reducir los costos de transporte asociados a la cadena de abastecimiento de bienes y servicios. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Conectar corredores principales con secundarios y terciarios para generar una red de transporte intermodal. <p>Ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Reducir el aporte de emisiones del segmento de carga. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i>
--	---

Apuesta estratégica 11	
Implementar comunidades energéticas como nodos de desarrollo de infraestructura descentralizada, para optimizar el uso de los recursos locales.	
Descripción	Recomendaciones para su implementación
Aprovechar los recursos energéticos locales disponibles, por medio de modelos de asociación, para la planificación e implementación de medidas asociadas a la producción, consumo y/o comercialización de energía eléctrica, térmica o combustibles sostenibles, y su óptimo	<p>Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Desarrollar un marco de política específica para comunidades energéticas, incluyendo las diversas FNCE y sus características, estándares técnicos y de seguridad, esquemas de facturación neta y de gobernanza. ● Fortalecer las definiciones del Decreto MME 2236 de 2023 que reconozcan a las energías

aprovechamiento.

El desarrollo y despliegue de las Comunidades Energéticas en Colombia, como un mecanismo clave para la democratización del acceso y la gestión de energía, es fundamental para fortalecer la participación activa de la ciudadanía en general y de los actores territoriales en el marco de una Transición Energética justa y para todos. En este sentido, es necesario fomentar un ecosistema integral de información, técnico, normativo y socialmente inclusivo que abra las puertas para que las comunidades gestionen, consuman y almacenen su propia energía, fomentando el aprovechamiento de los recursos locales, especialmente en zonas rurales, no interconectadas o vulnerables, garantizando no solamente la resiliencia del sistema energético colombiano y su sostenibilidad ambiental, sino también la equidad territorial y energética, permitiendo una apropiación comunitaria de los modelos energéticos distribuidos.

Para promover el empoderamiento de las comunidades, es fundamental una estructura de gobernanza compartida y participativa, donde no solamente las comunidades contribuyan de manera aislada, sino que cuenten con estructuras a diferentes niveles que permitan la articulación de los intereses locales y el fortalecimiento de los proyectos a escala regional o nacional, así como en la formación de capacidades, difusión de información y la defensa de los intereses comunes.

Por otra parte, a nivel técnico es imprescindible considerar la oferta energética de cada territorio, dando relevancia a soluciones que se adapten a las necesidades de las comunidades, pasando por generación de energía eléctrica así como el uso

comunitarias como parte de las comunidades energéticas, con enfoque en energía térmica.

- Desarrollar guías técnicas, ambientales y legales para los actores interesados en conformar comunidades energéticas.
- Establecer y coordinar un ecosistema de información multisectorial que permita consolidar el marco regulatorio y documentación relevante de las comunidades energéticas, registro de proyectos (RUCE) y la consolidación de bases de datos de proyectos activos y esperados, con sus respectivos indicadores de funcionamiento.
- Crear programas técnicos, administrativos y de gobernanza participativa, desde UPME, IPSE y MME para asesorar proyectos comunitarios, incluyendo ventanilla única, difusión masiva y mesas de trabajo nacionales.
- Capacitar a líderes locales de proyectos registrados de comunidades energéticas, según las tecnologías a implementar para fortalecer las capacidades técnicas y operativas de los sistemas.
- Constituir al menos una comunidad energética en cada departamento, involucrando a los usuarios de manera activa. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]*
- Promover la implementación de comunidades reconocidas formalmente para suplir las necesidades energéticas locales urbanas y rurales, con modelos de microrredes, parques solares compartidos, proyectos agrovoltaicos y distritos térmicos. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN]*
- Integrar comunidades a mercados locales, comercialización de excedentes y creación de agregadores comunitarios para representar bloques de energía.
- Consolidar el marco regulatorio de Comunidades Energéticas e incluir incentivos fiscales diferenciados y marco especial para comunidades en territorios vulnerables.
- Establecer lineamientos regulatorios que permitan la incorporación de modelos de negocio flexibles y justos para los actores de comunidades energéticas, garantizando que puedan acceder a ingresos por sus contribuciones tanto en energía como en gestión de la demanda.

de energía térmica o de refrigeración, promoviendo el uso óptimo de los recursos y la eficiencia energética en la comunidad.

Mediano Plazo (11 – 20 años)

- Actualizar redes de distribución para soportar alta penetración renovable, conexión de microrredes al SIN y reducción de restricciones técnicas para nuevas conexiones. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Cobertura de las comunidades energéticas con medición inteligente, controladores automatizados y aplicaciones para consumo eficiente. Estas comunidades participarán en programas de respuesta de la demanda. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Implementar por lo menos una de las siguientes tecnologías en las comunidades energéticas: VE con V2G, bombas de calor, almacenamiento térmico y refrigeración solar.
- Consolidar modelos auto sostenibles, empresas comunitarias autosuficientes y redes de compra agregada que refuercen la sostenibilidad económica del ecosistema energético comunitario.

Largo Plazo (21 años en adelante)

- Contribución a la generación nacional desde comunidades energéticas; operación autónoma ante emergencias y respaldo del SIN con capacidad tipo isla. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Integrar almacenamiento estacional, blockchain, hidrógeno y redes P2P en al menos 10% de las comunidades como modelos de innovación energética local.
- Consolidar una federación nacional con presencia en las regiones, que represente a las comunidades energéticas, facilitando acceso a insumos y su negociación, así como conocimiento compartido.
- Reducción de la pobreza energética, empoderamiento económico de regiones vulnerables y aporte al cumplimiento de las metas climáticas nacionales gracias al impacto acumulado del ecosistema comunitario. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Metas específicas

Infraestructura Eléctrica

- Consolidar comunidades energéticas operativas en todo el país, abarcando áreas rurales y urbanas, gestionadas por colectivos locales, con capacidad de generar, consumir y comercializar energía limpia de forma autónoma y sostenible. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*
- Incrementar la generación renovable distribuida en manos comunitarias, aportando activamente a la capacidad eléctrica total nacional, mediante tecnologías como solar, eólica, hidroeléctrica menor y bioenergía en esquemas locales, e integrándose de manera estable a la red para reforzar la resiliencia del sistema frente a variabilidad climática y eventos disruptivos. *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Social

- Beneficiar a la población colombiana a través de esquemas de generación y uso colectivo de energía, promoviendo el acceso en zonas no interconectadas y empoderando usuarios urbanos como prosumidores, reduciendo desigualdades energéticas en todo el territorio.
- Asegurar la sostenibilidad financiera de los proyectos comunitarios, con esquemas que garanticen retornos locales, gobernanza democrática, empleos verdes y reinversión comunitaria, posicionando a las comunidades como actores clave del nuevo modelo energético colombiano.

Ambiental

- Evitar anualmente las emisiones de CO₂ mediante generación comunitaria renovable, contribuyendo a la meta de neutralidad climática de Colombia *[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].*

Implementar Hubs de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂ para promover la descarbonización de los sectores productivos intensivos en generación de emisiones y de difícil electrificación y descarbonización.

Descripción	Recomendaciones para su implementación
<p>Esta apuesta busca identificar, valorar y generar posibles sinergias en torno a las industrias de difícil descarbonización (cementera, petroquímica, siderúrgica, entre otras) para reducir las emisiones de CO₂, a través del acople entre las fuentes de emisión y los puntos de aprovechamiento y/o almacenamiento.</p> <p>Las industrias petroquímicas, siderúrgicas y de refinación tienen limitantes en la electrificación y descarbonización de sus procesos productivos, en ese sentido se busca promover opciones para disminuir las emisiones de gases.</p> <p>A través de la implementación y operación de Clusters y/o Hubs de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂ requiere de una identificación de las zonas de alta industrialización para determinar las necesidades de infraestructura nueva y el aprovechamiento de la existente, lo cual tiene que estar acompañado de un proceso regulatorio y técnico.</p> <p>Así establecer un camino para la descarbonización costo-eficiente e inclusiva para los actores interesados, con el propósito de facilitar la transición energética justa y reutilizar al máximo la infraestructura existente.</p>	<p>Corto Plazo (0 – 10 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Identificar las áreas estratégicas para el almacenamiento geológico de CO₂ para la implementación de los Clusters y los actores interesados en consolidar Hubs. ● Identificar la infraestructura aprovechable para captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂, así mismo, definir los sectores industriales potenciales para la creación de los Clusters o Hubs. ● Determinar los mecanismos para la asignación de áreas y/o infraestructura aprovechable para la implementación de los Clusters. ● Definir los parámetros técnicos para la captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂. ● Identificación de mecanismos comerciales de participación de las empresas interesadas. ● Formular hojas de ruta para el desarrollo de Clusters y Hubs de captura de CO₂ para los potenciales sectores industriales identificados. ● Incorporar en los programas académicos formación de capacidades técnicas para la implementación de Clusters y/o Hubs de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂. ● Evaluar la pertinencia de desarrollar mecanismos de mercado que premien la adaptación y descarbonización, para propender por la viabilidad económica de la captura de CO₂, dirigido a la industria que no tiene otras alternativas de descarbonización. <p>Mediano Plazo (11 – 20 años)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Identificar los ajustes necesarios a la infraestructura existente para captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂. ● Determinación de la infraestructura nueva necesaria para la implementación y operación de la captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂. ● Constituir mesas sectoriales con los actores interesados en implementar Clusters y/o Hubs de captura, transporte para la identificación de la

	<p>infraestructura industrial disponible para el uso y almacenamiento de CO₂.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Diseñar, implementar y evaluar al menos un piloto de Hub de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂. <p>Largo Plazo (21 años en adelante)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Ajustar la regulación para permitir la operación comercial y operativa de los Clusters y/o Hubs de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂. ● Aprovechar y adaptar la infraestructura existente para los Clusters y/o Hubs de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂. ● Incluir activamente a las empresas de difícil descarbonización en la reducción de emisión de gases mediante los Clusters y/o Hubs de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂. <p>Metas específicas</p> <p>Infraestructura energética:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 2 Cluster de almacenamiento de CO₂ implementados. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● 20 % de infraestructura aprovechada para captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂ <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> <p>Sociales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 10 de empresas de difícil descarbonización asociadas a Hubs. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> <p>Ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Reducción de emisiones de CO₂ por su captura y uso. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i> ● Reducción de infraestructura nueva para la implementación de CCUS. <i>[Meta cuantitativa pendiente de validación - será publicada en el Tomo II PEN].</i>
--	---

5. MAPEO DE ACTORES INVOLUCRADOS

El desarrollo de las apuestas estratégicas de infraestructura requiere una estructura de gobernanza colaborativa e inclusiva, en donde se fortalezcan las interacciones entre los sectores público, privado, la academia y la sociedad civil. De acuerdo con IRENA, se requiere coordinación entre los sectores de energía y los de uso final, en términos de avances tecnológicos, desarrollo de infraestructura, regulaciones y diseño de mercado, para lograr las metas de transición energética (IRENA, 2024).

Para ello, las mesas sectoriales lideradas por los ministerios, serán clave para la integración de actores en los diferentes niveles de las cadenas de valor, incluyendo las comunidades, para equilibrar los intereses entre las partes, y la construcción colectiva, eficiente y organizada de los planes de acción de cada subsector. Los gobiernos regionales y locales tendrán un rol importante en la implementación de las estrategias, especialmente en la adaptación de las metas a sus realidades socioeconómicas.

Los responsables de los marcos regulatorios, de los estándares técnicos y de seguridad, deberán prever la coexistencia entre energéticos tradicionales y de bajas emisiones, y la interoperabilidad de la infraestructura a través de marcos regulatorios flexibles, acordes a las dinámicas de evolución tecnológica, acompañados de esquemas de financiamiento y de incentivos que viabilicen la incorporación de nuevas tecnologías, así como la modernización de las infraestructuras. Esto, en coordinación con el componente técnico que a través de análisis sectoriales, propende por garantizar la operatividad del sector en respuesta a la demanda.

La academia será un eje transversal en la gobernanza del sector, con el diseño e implementación de programas de formación técnica, tecnológica y profesional para el desarrollo de capacidades en tecnologías de bajas emisiones, que a su vez puede facilitar los procesos de reconversión laboral e impulsar la innovación y desarrollo desde los centros de investigación, brindando soluciones adaptadas a las necesidades nacionales y regionales.

Un trabajo mancomunado de inversión público-privada puede apalancar el desarrollo y reconversión de infraestructura, así como la formación de talento especializado. Los fondos y bancos de desarrollo nacional, la banca multilateral y los bancos comerciales serán fundamentales en este proceso, así como para mitigar el riesgo de las inversiones asociadas a la incorporación de nuevas tecnologías. Un ecosistema financiero sólido permitirá la estructuración de proyectos de manera sostenible y atractiva para los inversores.

Además del financiamiento, la cooperación internacional tendrá un lugar importante en la gobernanza de cada apuesta, ya que será un habilitador del desarrollo de proyectos a nivel tecnológico, a través de la transferencia de conocimiento y lecciones aprendidas en los pilotos y proyectos ejecutados a nivel global, así como un facilitador para el desarrollo normativo a partir de experiencias exitosas en otros países.

Tabla 5-1. Mapeo de actores involucrados en el Plan Estratégico de Infraestructura energética

#	Apuesta	Actores	Roles
1	Modernización SIN	DNP, Minenergía, CREG, UPME, Minambiente	<i>Diseño de políticas y normas</i>
		Transportadores, distribuidores y otros agentes del sector eléctrico	<i>Desarrollador / Productor</i>
		Minenergía, UPME, XM, gobiernos locales, agremiaciones, Mineducación	<i>Articulación y convergencia</i>
		CNO, operadores de red, empresas de tecnología, ANLA, autoridades ambientales	<i>Habilitadores técnicos</i>
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, gobierno nacional, gobiernos locales	<i>Inversionistas y fuentes de financiación</i>
		Cooperación internacional, academia, Minciencias, SENA	<i>Investigación, innovación y difusión</i>
		Usuarios finales	<i>Usuarios y consumidores</i>
		SSPD	<i>Supervisión y control</i>
2	Almacenamiento	DNP, MinEnergía, CREG, Minhacienda, Minambiente, CNO	<i>Diseño de políticas y normas</i>
		Productores, transportadores, distribuidores, usuarios finales	<i>Desarrollador / Productor</i>
		MinEnergía, UPME, IPSE, Agremiaciones, MinCiencias, MINCIT, Mineducación	<i>Articulación y convergencia</i>
		XM, UPME, CNO, ANH, CREG, autoridades ambientales	<i>Habilitadores técnicos</i>
		Banca multilateral, capital privado, fondos y bancos de desarrollo nacional	<i>Inversionistas y fuentes de financiación</i>
		Cooperación internacional, academia, Minciencias, SENA	<i>Investigación, innovación y difusión</i>
		Productores, transportadores, distribuidores, agregadores de demanda, usuarios finales	<i>Usuarios y consumidores</i>
		SSPD	<i>Supervisión y control</i>
3	DER	DNP, Minenergía, CREG, Minhacienda, Minambiente, UPME, CNO	<i>Diseño de políticas y normas</i>
		Usuarios finales (generadores distribuidos, autogeneradores, comunidades energéticas), agregadores de demanda	<i>Desarrollador / Productor</i>
		Minenergía, XM, UPME, agremiaciones,	<i>Articulación y convergencia</i>

#	Apuesta	Actores	Roles
		Mineducación	
		CNO, operadores de red, empresas de tecnología	Habilitadores técnicos
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, bancos y fondos de desarrollo nacional	Inversionistas y fuentes de financiación
		Cooperación internacional, academia, Minciencias	Investigación, innovación y difusión
		Usuarios finales, pequeños generadores, comunidades energéticas, ORs	Usuarios y consumidores
		SSPD	Supervisión y control
4	Termoeléctricas	DNP, Minenergía, CREG, Minambiente, Minhacienda	Diseño de políticas y normas
		Generadores termoeléctricos	Desarrollador / Productor
		Minenergía, UPME, gobiernos locales, agremiaciones, sindicatos, organizaciones de la sociedad civil, Mineducación	Articulación y convergencia
		UPME, XM, CNO, ANLA, IDEAM, autoridades ambientales, gobiernos locales	Habilitadores técnicos
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, bancos y fondos de desarrollo nacional	Inversionistas y fuentes de financiación
		Cooperación internacional, academia, Minciencias, SENA	Investigación, innovación y difusión
		Usuarios finales	Usuarios y consumidores
		SSPD	Supervisión y control
5	Infraestructura GN	DNP, Minenergía, CREG	Diseño de políticas y normas
		Productores, importadores, transportadores y distribuidores de GN	Desarrollador / Productor
		Minenergía, UPME, gobiernos locales, agremiaciones y asociaciones, Mineducación	Articulación y convergencia
		UPME, CNOgas, ANH, ANLA,	Habilitadores técnicos

#	Apuesta	Actores	Roles
		autoridades ambientales	
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, gobiernos locales, bancos y fondos de desarrollo nacional	Inversionistas y fuentes de financiación
		Academia, Minciencias, SENA	Investigación, innovación y difusión
		Usuarios finales de GN	Usuarios y consumidores
		SSPD	Supervisión y control
6	Infraestructura HC	DNP, Minenergía, Minambiente, CREG	Diseño de políticas y normas
		Empresas transportadoras de hidrocarburos, distribuidores mayoristas	Desarrollador / Productor
		Minenergía, agremiaciones y asociaciones, Mineducación	Articulación y convergencia
		Minenergía, ANH, UPME, gobiernos locales	Habilitadores técnicos
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, gobierno nacional, gobiernos locales, bancos y fondos de desarrollo nacional	Inversionistas y fuentes de financiación
		Academia, MinCiencias, SENA	Investigación, innovación y difusión
		Usuarios finales	Usuarios y consumidores
SSPD	Supervisión y control		
7	Bio-Hubs	DNP, Minenergía, Minagricultura, Minambiente, Minvivienda, CREG, MinHacienda	Diseño de políticas y normas
		Agroindustria, industria alimentaria, ESPs, productores de biocombustibles, comunidades energéticas	Desarrollador / Productor
		Minenergía, UPME, IPSE, UPRA, Aerocivil, agremiaciones, gobiernos locales, Mineducación	Articulación y convergencia
		UPME, UPRA, proveedores de equipos, agentes logísticos, autoridades ambientales	Habilitadores técnicos
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, gobierno nacional, bancos y fondos de desarrollo nacional	Inversionistas y fuentes de financiación
		Cooperación internacional, academia, Minciencias, SENA	Investigación, innovación y difusión
		Usuarios de GN, usuarios de energía	Usuarios y consumidores

#	Apuesta	Actores	Roles
		eléctrica, usuarios de energía térmica	
		SSPD, autoridades ambientales	Supervisión y control
8	Hubs H₂	DNP, Minenergía, Minagricultura, Minambiente, Minvivienda, CREG, MinHacienda	Diseño de políticas y normas
		Agentes sector hidrocarburos, agroindustria, Industria alimentaria, ESPs, industria química y farmacéutica, otros agentes del sector energético	Desarrollador / Productor
		Minenergía, UPME, UPRA, agremiaciones, Mineducación	Articulación y convergencia
		UPME, ANH, SGC, CNOgas, ANLA, IDEAM, UPRA, IPSE, DIMAR, autoridades ambientales, INM, ONAC, ICONTEC, proveedores de equipos	Habilitadores técnicos
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, gobierno nacional, bancos y fondos de desarrollo nacional	Inversionistas y fuentes de financiación
		Cooperación internacional, academia, Minciencias, SENA	Investigación, innovación y difusión
		Usuarios industriales que consumen H ₂ , usuarios industriales con uso térmico intensivo de alta temperatura, transporte pesado de carga y pasajeros	Usuarios y consumidores
		SSPD, SIC, autoridades ambientales	Supervisión y control
9	Infraestructura recarga vehicular	DNP, Mintransporte, Minenergía, CREG, Minambiente	Diseño de políticas y normas
		Comercializadores EE, Operadores EDS, empresas de transporte, comercio con alta afluencia de usuarios.	Desarrollador / Productor
		Minenergía UPME, XM, UPIT, MINCIT, ANI, INVIAS, gobiernos locales, agremiaciones, Mineducación	Articulación y convergencia
		Operadores de red, CNO, ANLA, gobiernos locales	Habilitadores técnicos
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, bancos y fondos de desarrollo nacional	Inversionistas y fuentes de financiación
		Cooperación internacional, academia, Minciencias, SENA	Investigación, innovación y difusión
		Sector transporte	Usuarios y consumidores

#	Apuesta	Actores	Roles
		SSPD, SIC	<i>Supervisión y control</i>
10	Transporte Intermodal	DNP, Mintransporte, Minenergía, CREG, Minambiente	<i>Diseño de políticas y normas</i>
		Distribuidores mayoristas y minoristas HC, empresas transportadoras, agentes sector eléctrico, gobiernos locales, operadores logísticos	<i>Desarrollador / Productor</i>
		UPME, UPIT, MINCIT, agremiaciones, Mineducación	<i>Articulación y convergencia</i>
		ANI, UPIT, INVIAS, UPME, CNO, DIMAR, capitanías de puerto, proveedores de equipos y servicios, ORs, ANLA, autoridades ambientales	<i>Habilitadores técnicos</i>
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, bancos y fondos de desarrollo nacional	<i>Inversionistas y fuentes de financiación</i>
		Cooperación internacional, academia, MinCiencias, SENA	<i>Investigación, innovación y difusión</i>
		Empresas de transporte de carga, empresas de logística, empresas de transporte de pasajeros	<i>Usuarios y consumidores</i>
		SSPD, SuperTransporte, SIC	<i>Supervisión y control</i>
11	Comunidades Energéticas	DNP, Minenergía, CREG, Minambiente, Minvivienda, Minhacienda	<i>Diseño de políticas y normas</i>
		Comunidades organizadas, agregadores de demanda, generadores distribuidos	<i>Desarrollador / Productor</i>
		UPME, IPSE, IDEAM, organizaciones comunitarias, ONGs, cámaras de comercio, gobiernos locales, Mineducación	<i>Articulación y convergencia</i>
		UPME, IPSE, ORs, autoridades ambientales, agremiaciones, proveedores de equipos, ONGs	<i>Habilitadores técnicos</i>
		Organismos multilaterales, banca comercial, capital privado, capital mixto, gobierno nacional, bancos y fondos de desarrollo nacional.	<i>Inversionistas y fuentes de financiación</i>
		Cooperación internacional, academia, Minciencias, SENA	<i>Investigación, innovación y difusión</i>
		Organizaciones comunitarias, usuarios finales	<i>Usuarios y consumidores</i>
		SSPD, SIC, entes territoriales	<i>Supervisión y control</i>

#	Apuesta	Actores	Roles
12	HUBs CO ₂	Minenergía, CREG, Minambiente Minhacienda	Diseño de políticas y normas
		Industria de difícil descarbonización (cementera, petroquímica, siderúrgica)	Desarrollador / Productor
		Minenergía, UPME, IDEAM, gremios, , Mineducación	Articulación y convergencia
		ANH, SGC, autoridades ambientales	Habilitadores técnicos
		Banca multilateral, capital privado, fondos y bancos de desarrollo nacional	Inversionistas y fuentes de financiación
		Cooperación internacional, academia, Minciencias, SENA	Investigación, innovación y difusión
		Sector industrial, industria extractiva	Usuarios y consumidores
		Minambiente, autoridades ambientales, SIC	Supervisión y control

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2024). *Informe Anual de Reservas y Recursos de Hidrocarburos (IRR) 2023*. Colombia. Recuperado de <https://www.anh.gov.co/es/noticias/informe-anual-de-reservas-y-recursos-irr-2023/>

Climate Central. (2023). *Weather-related power outages rising*. <https://www.climatecentral.org/climate-matters/weather-related-power-outages-rising>

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (12 de febrero de 2003). *Resolución 11/2003. Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería*. Recuperado de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0011_2003.htm

Bolsa Mercantil de Colombia (BMC). (2023). *Informe Anual del Mercado de Gas Natural 2023*. <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2024-06/Informe%20Anual%20del%20Mercado%20de%20Gas%20Natural%202023.pdf>

Consorcio Energy24 (2024). Realizar un marco de política como base para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN en Colombia, incentivando la instalación de SAE.

CQM Consultorías SAS (2023). Estudio para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde, a partir de Biomasa y PCH.

https://www.minenergia.gov.co/documents/12077/12.1_Contexto_metodologia_evaluacion_PCH_y_biomasa.pdf

Departamento Nacional de Planeación (DNP) y Ministerio de Transporte de Colombia (2020). Plan Maestro Ferroviario. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Plan-Maestro-Ferroviano.pdf>

Departamento Nacional de Planeación (DNP) y Ministerio de Transporte de Colombia (2023). Plan Maestro Intermodal. <https://onl.dnp.gov.co/Paginas/Plan-Maestro-Transporte-Intermodal-PMTI.aspx>

Fraunhofer Institute ISE (2024). Power to X Colombia. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/power-to-x-colombia.html>

GiroZero (2024). Recomendaciones para desarrollar la infraestructura de carga de la flota de camiones en Colombia. https://girozero.uniandes.edu.co/system/files/2024-09/docs/20240901_Policy_5.pdf

GIZ (2024). Análisis de capacidad de red eléctrica para incorporar electrolizadores al SIN. <https://www.minenergia.gov.co/documents/13208/51.Analisis-De-Capacidad-De-Red-Elctrica-Para-Incorporar-Electrolizadores-al-SIN.pdf>

IEA (2025). Business Model for Bio-hubs in Canada and Australia.

IEA (2023). *Unlocking smart grid opportunities in emerging markets and developing economies*. <https://www.iea.org/reports/unlocking-smart-grid-opportunities-in-emerging-markets-and-developing-economies>

IEA. (2023a). *Electricity grids and secure energy transitions*. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>

IEA (2023b). Net Zero Roadmap A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach. https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ad619b9-17aa-473d-8a2f-4b90846f5c19/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf

IEB (2022). Alternativas regulatorias para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el MEM. [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3060300a3ba0ee0a052589190061f3e2/\\$FILE/IEB_1037_22_030_Informe_4.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3060300a3ba0ee0a052589190061f3e2/$FILE/IEB_1037_22_030_Informe_4.pdf)

IRENA (2024a). World Energy Transitions Outlook 2024. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Nov/IRENA_World_energy_transitions_outlook_2024.pdf

IRENA (2024b). Tripling renewable power and doubling energy efficiency by 2030: Crucial steps towards 1.5°C. <https://www.irena.org/Digital-Report/Tripling-renewable-power-and-doubling-energy-efficiency-by-2030>

IRENA (2024c). Global EV Outlook 2024.
<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>

Ministerio de Minas y Energía (2025). Ecosistema Hidrógeno en Colombia.
<https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/proyectos/>

Ministerio de Minas y Energía (2021). Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia.
https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf

Ministerio de Minas y Energía (2023). Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa.
<https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/transicion-energetica-justa/#:~:text=As%C3%AD%20avanza%20la%20Transici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica,Minenerg%C3%ADa.>

Polen (2023). Por un futuro sin carbón: estrategias de financiación para la reconversión de plantas termoeléctricas a tecnologías descarbonizadas.
https://polentj-my.sharepoint.com/personal/comunicaciones_polentj_org/_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Fcomunicaciones%5Fpolentj%5Forg%2FDocuments%2F7%2E%20Comunicaciones%2FPublicaciones%2FReporte%20de%20ana%CC%81lisis%20normativo%20%2D%20Mecanismos%20financieros%2Epdf&parent=%2Fpersonal%2Fcomunicaciones%5Fpolentj%5Forg%2FDocuments%2F7%2E%20Comunicaciones%2FPublicaciones&ga=1

Presidencia de la República de Colombia. (2024). Decreto 1467 de 2024. Diario Oficial No. 52.966. Recuperado de
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=256596>

Transforma (2023). políticas nacionales que fomentan la entrada de renovables y la salida de los combustibles fósiles en colombia en la generación eléctrica.
<https://transforma.global/publicaciones/politicas-nacionales-que-fomentan-en-colombia>

Sustainalytics. (2023). *The downside of digital transformation for utilities: Data privacy and cybersecurity risks*.
<https://www.sustainalytics.com/esg-research/resource/investors-esg-blog/the-downside-of-digital-transformation-for-utilities--data-privacy-and-cybersecurity-risks#:~:text=According%20to%20Morningstar%20Sustainalytics%20research,adequate%20management%20increased%20to%2030%25>

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME (2024a). Documento complementario de Estudio Técnico para la adopción del plan de abastecimiento de Gas Natural. Recuperado de:
https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME (2024b). Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural. Recuperado de:

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME (2024c). Balance Energético Nacional. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME (2025). Misión Transmisión. <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/mision-transmision/>

7. GLOSARIO / ACRÓNIMOS

AMI: Infraestructura de medición avanzada

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

BECCS: Bioenergía con captura y almacenamiento de carbono

CO₂: Dióxido de carbono

CCUS: Carbon Capture, Use and Storage, por sus siglas en inglés

DER: Recursos Energéticos Distribuidos

FNCE: Fuente No Convencional de Energía

FNCER: Fuente No Convencional de Energía Renovable

GBTUD : Giga British Thermal Units por Día

GN: Gas Natural

GNC: Gas Natural Complimido

GNL: Gas Natural Licuado

GPC: Giga Pies Cúbicos

H₂: Hidrógeno

HdR: Hoja de Ruta

HEFA: Ésteres Hidroprocesados y Ácidos Grasos (HEFA por sus siglas en inglés)

IoT: Internet of Things, por sus siglas en inglés

IPAT: Infraestructura Prioritaria de Abastecimiento de Gas Natural

LCOH: Levelized Cost of Hydrogen, por sus siglas en inglés

LCOA: Levelized Cost of Ammonia, por sus siglas en inglés

LCOM: Levelized Cost of Methanol, por sus siglas en inglés

MPCD: Mega Pies Cúbicos Día

PAGN: Plan de Abastecimiento de Gas Natural

PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica

PMTI: Plan Maestro de Transporte Intermodal

POT: Plan de Ordenamiento Territorial

RUCE: Registro Único de Comunidades Energéticas

SAE: Sistema de Almacenamiento de Energía

SAEB: Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías

SAF: Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF por sus siglas en inglés)

SEGAS: Sistema Electrónico de Gas

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SNT: Sistema Nacional de Transporte de gas

SRT: Sistema Regional de Transporte de gas

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

STN: Sistema de Transmisión Nacional

TEJ: Transición Energética Justa

VE: Vehículo eléctrico

V2G: Vehículo a red

ZNI: Zonas no interconectadas

