

Los Hidrocarburos en la **Transición** **Energética Justa**



Agosto 2026



UPME
Av Calle 26 # 69D – 91 Torre 1 – Piso 9
Bogotá – Colombia
Tel.: +57 6012220601
upme.gov.co

INDIRA CRISTINA PORTOCARRERO OSPINA
Directora General

JOHANNA CASTELLANOS ARIAS
Subdirector de Demanda

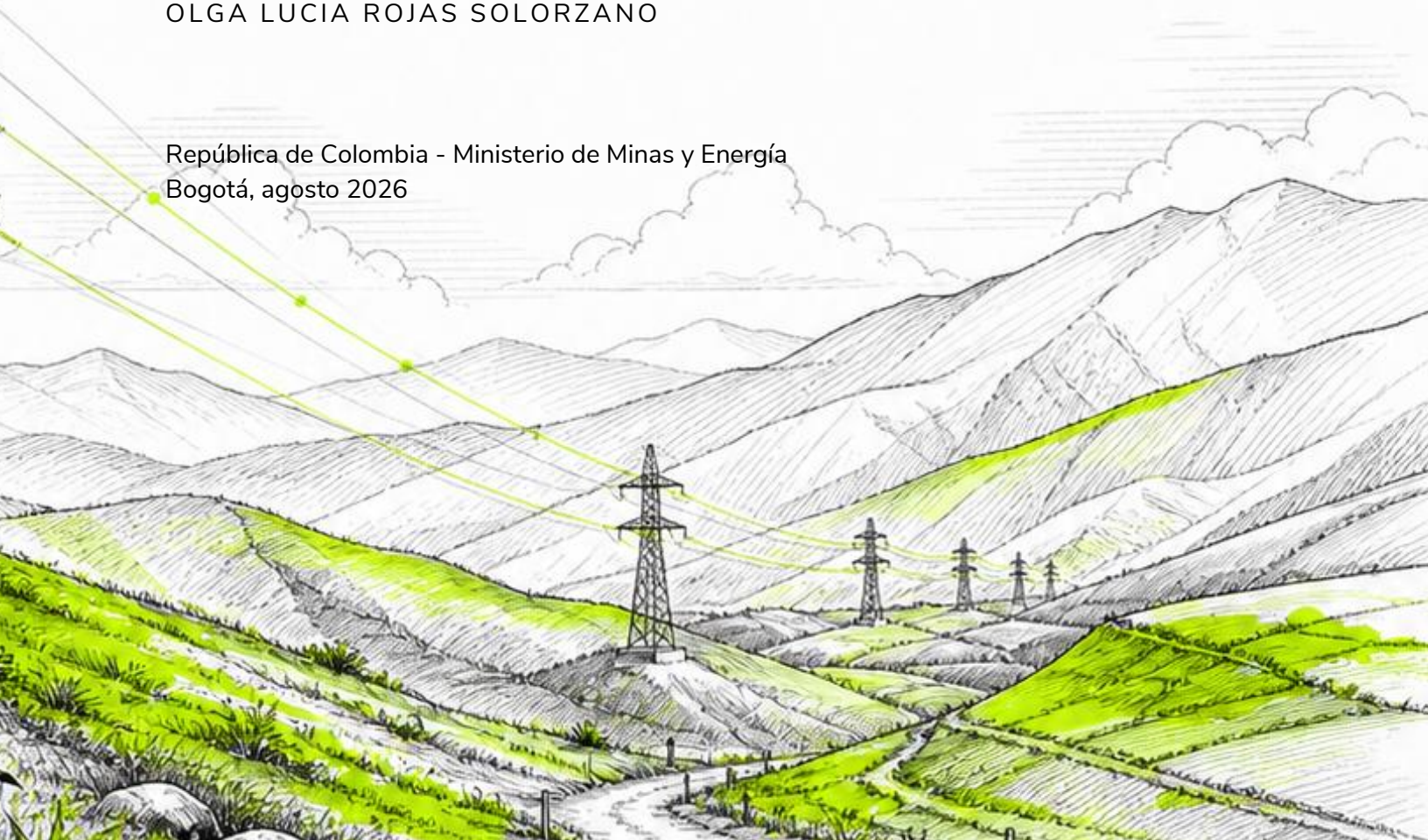
Equipo colaborador

LUIS ALEJANDRO RODRÍGUEZ

Diseño y diagramación

DIEGO PEÑARANDA
OLGA LUCIA ROJAS SOLORZANO

República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía
Bogotá, agosto 2026



CONTENIDO

1.1 Generalidades.....	6
1.2 Rol de la UPME en la planeación del sector hidrocarburos	7
2. ROL ACTUAL DE LOS HIDROCARBUROS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO	
COLOMBIANO	9
2.1 Participación de los hidrocarburos en la matriz energética nacional	9
2.2 Hidrocarburos y demanda energética sectorial	11
2.3 Diferenciación entre matriz eléctrica y matriz de demanda energética	13
2.4 Hidrocarburos, seguridad energética y resiliencia del sistema	13
3. LÍMITES ESTRUCTURALES DEL MODELO HIDROCARBURÍFERO	
EN COLOMBIA.....	15
3.1 Madurez geológica y evolución histórica de la producción	15
3.2 Exploración de hidrocarburos: alcances y limitaciones	17
3.3 Gestión de reservas y eficiencia en campos existentes.....	19
3.4 Implicaciones económicas y técnicas del agotamiento progresivo	19
3.5 Relevancia de estos límites para la planeación energética.....	20
4. GESTIÓN ACTUAL DE LOS HIDROCARBUROS.....	20
4.1 Cambio de enfoque: de la expansión extensiva a la gestión eficiente del recurso.....	20
4.2 Recobro mejorado y proyectos de producción incremental (EOR–PPI).....	21
4.3 Gestión de recursos contingentes y reclasificación de reservas	21
4.4 Coordinación institucional y fortalecimiento normativo	22
4.5 Implicaciones para la seguridad energética y la transición.....	22
5. ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Y COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	23
5.1 Enfoque de planeación del abastecimiento energético	23
5.2 Abastecimiento de gas natural: balance oferta–demanda	23
5.3 Importaciones de gas natural como herramienta de seguridad energética	24
5.4 Infraestructura de transporte, almacenamiento y regasificación.....	24

5.5	Abastecimiento de combustibles líquidos	24
5.6	Abastecimiento, costos y sostenibilidad del sistema.....	25
5.7	Implicaciones para la gestión del riesgo de racionamiento	25
6.	DIMENSIÓN FISCAL, TARIFARIA Y SOCIAL DEL SECTOR	26
6.1	Importancia fiscal del sector hidrocarburos.....	26
6.2	Regalías y desarrollo territorial.....	26
6.3	Subsidios a los combustibles y sostenibilidad fiscal	27
6.4	Impactos tarifarios y protección al usuario	27
6.5	Hidrocarburos, pobreza energética y equidad	27
6.6	Implicaciones para la planeación energética.....	28
7.	HIDROCARBUROS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA.....	28
7.1	Transición energética como proceso estructural y gradual	28
7.2	Hidrocarburos como energéticos de transición	29
7.3	Escenarios de transición en el Plan Energético Nacional 2024–2054.....	29
7.4	Reducción de riesgos sistémicos mediante la diversificación energética	30
7.5	Transición energética justa: dimensión social y territorial.....	30
7.6	Rol de la planeación energética en la gestión de la transición.....	31
8.	YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: RIESGOS TÉCNICOS Y PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN	31
8.1	Yacimientos no convencionales: definición técnica y diferencias frente al modelo convencional.....	31
8.2	Evidencia internacional de afectaciones ambientales	32
8.2.1	Estados Unidos: contaminación hídrica y sismicidad inducida	32
8.2.2	Vaca Muerta, Argentina: sismicidad, gestión de residuos y afectación territorial.....	32
8.3	Complejidad geológica y sismicidad de Colombia: un contexto de mayor exposición al riesgo	33
8.4	El principio de precaución como marco de decisión frente a la incertidumbre científica.	33
8.5	Fracking y transición energética justa: coherencia entre precaución, biodiversidad y soberanía energética	34

9. IMPLICACIONES PARA LA PLANEACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO 34

9.1	La seguridad energética como objetivo sistémico	34
9.2	Planeación por escenarios y gestión de la incertidumbre	35
9.3	Integración de la planeación de hidrocarburos con la transición energética	35
9.4	Rol estratégico de la UPME en la planeación de largo plazo	36
9.5	Coordinación interinstitucional y coherencia de política pública	36
9.6	Implicaciones para la toma de decisiones de largo plazo	37

INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

El sector de los hidrocarburos ha ocupado históricamente un lugar central en el sistema energético colombiano, tanto por su contribución al abastecimiento interno de energía como por su relevancia fiscal, económica y territorial. En el contexto actual, dicho sector enfrenta un escenario de transformación estructural, marcado por la convergencia de múltiples factores: la madurez geológica de los campos productores, la volatilidad de los mercados internacionales de energía, los compromisos climáticos asumidos por el país y la necesidad de garantizar, de manera simultánea, seguridad energética, sostenibilidad fiscal y equidad social.

En los últimos años, el debate público sobre la política de hidrocarburos se ha intensificado, incorporando preocupaciones relacionadas con el abastecimiento futuro de combustibles líquidos y gas natural, la evolución de las reservas, la dependencia de importaciones y los impactos fiscales asociados a regalías y subsidios. Estas discusiones, legítimas en un contexto democrático, han tendido en algunos casos a simplificar un problema de naturaleza estructural, reduciéndolo a decisiones de corto plazo o a interpretaciones aisladas de indicadores técnicos.

En este escenario, resulta fundamental diferenciar entre la coyuntura política y el análisis técnico de largo plazo. La planeación energética no se orienta a resolver debates inmediatos, sino a anticipar riesgos, evaluar escenarios y proponer rutas que permitan gestionar transiciones complejas de manera ordenada y responsable. En particular, el rol de los hidrocarburos no puede analizarse en términos binarios de continuidad o eliminación, sino como parte de un proceso gradual de transformación del sistema energético, en el que estos recursos mantienen un papel relevante en el corto y mediano plazo, mientras se avanza hacia una mayor diversificación de la matriz energética.

El presente documento tiene como propósito exponer, desde una perspectiva técnica e institucional, los principales elementos que sustentan la visión actual del Gobierno Nacional en materia de hidrocarburos, en coherencia con los instrumentos de planeación energética del país. Para ello, se recurre a información oficial producida por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y otras entidades del sector, integrando análisis de oferta y demanda, seguridad de abastecimiento, gestión de reservas y transición energética.

Este documento no constituye un pronunciamiento político ni una respuesta coyuntural a debates específicos, sino un insumo técnico orientado a contribuir a una comprensión integral del papel de los hidrocarburos en el sistema energético colombiano, bajo un enfoque de planeación de largo plazo, gestión del riesgo y transición energética justa.

1.2 Rol de la UPME en la planeación del sector hidrocarburos

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad técnica del Estado colombiano encargada de liderar la planeación integral del sector minero energético, con énfasis en la construcción de escenarios de corto, mediano y largo plazo que orienten la toma de decisiones públicas y privadas. Su función principal no es la regulación ni la ejecución de proyectos, sino la generación de información, análisis prospectivos y lineamientos estratégicos que permitan garantizar un desarrollo energético seguro, eficiente, sostenible e incluyente.

En el sector de los hidrocarburos, el rol de la UPME se materializa a través de instrumentos de planeación indicativa que permiten evaluar la evolución de la oferta y la demanda de energéticos, identificar brechas de abastecimiento y proponer alternativas para su gestión. Entre estos instrumentos se destacan el Plan Energético Nacional (PEN) y los planes específicos de abastecimiento, como el estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y los planes de combustibles líquidos, los cuales constituyen insumos fundamentales para la formulación de política pública y la coordinación interinstitucional.

La planeación liderada por la UPME se basa en metodologías de análisis por escenarios, reconociendo la incertidumbre inherente a variables como el crecimiento de la demanda, la disponibilidad de recursos, los precios internacionales, los avances tecnológicos y los impactos del cambio climático. Este enfoque permite evaluar múltiples trayectorias posibles del sistema energético, evitando decisiones rígidas y promoviendo estrategias flexibles que puedan ajustarse a cambios en el entorno.

En el caso particular del gas natural, la UPME desarrolla análisis detallados de balance oferta-demanda, incorporando variables como la producción nacional esperada, la evolución del consumo por sectores, la entrada de nueva infraestructura y la necesidad potencial de importaciones. Estos ejercicios permiten identificar déficits temporales, evaluar su magnitud y proponer medidas para garantizar la continuidad del suministro, en coherencia con los principios de seguridad energética y confiabilidad del sistema.

De manera complementaria, la UPME articula su labor con la de otras entidades del sector, en especial con el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas y los operadores del sistema. Esta articulación es clave para asegurar la coherencia entre la planeación energética, la gestión de los contratos de hidrocarburos, la regulación de los mercados y las decisiones de inversión en infraestructura.

En el marco del Plan Energético Nacional 2025-2055, la UPME ha incorporado por primera vez escenarios alineados con la meta de carbono neutralidad al año 2050, reconociendo que la

transición energética implica una transformación profunda del sistema energético y del modelo económico asociado a los recursos fósiles. En este contexto, los hidrocarburos son abordados como energéticos de transición, cuyo uso debe gestionarse de manera eficiente y decreciente en el tiempo, al tiempo que se fortalecen alternativas de generación, eficiencia energética y nuevos vectores energéticos.

El PEN 2025-2055, en su tomo I, detalla los pilares estratégicos que permiten la materialización en seis planes específicos. eficiencia energética, diversificación energética, movilidad sostenible, infraestructura energética, industrialización, e innovación y desarrollo, orientados a garantizar la coherencia entre las decisiones de corto plazo y los objetivos de largo plazo del país (Figura 1). Esta articulación responde a una lógica de planeación por niveles, que el mismo documento explica en detalle y hace referencia a que los objetivos transversales orientan las grandes apuestas del sector energético, los objetivos habilitadores permiten instrumentar dichas apuestas a través de desarrollo normativo y de política pública, y los objetivos de resultados sociales y económicos concretan su impacto sobre la competitividad, la equidad y la sostenibilidad ambiental del país. En el caso específico de los hidrocarburos, esta estructura de niveles resulta particularmente relevante ya que permite que las decisiones de gestión del sector, relacionadas con reservas, infraestructura de transporte y seguridad de abastecimiento, se enmarquen en objetivos superiores de transición energética justa, sin perder de vista su contribución inmediata a la confiabilidad y estabilidad del sistema energético nacional.

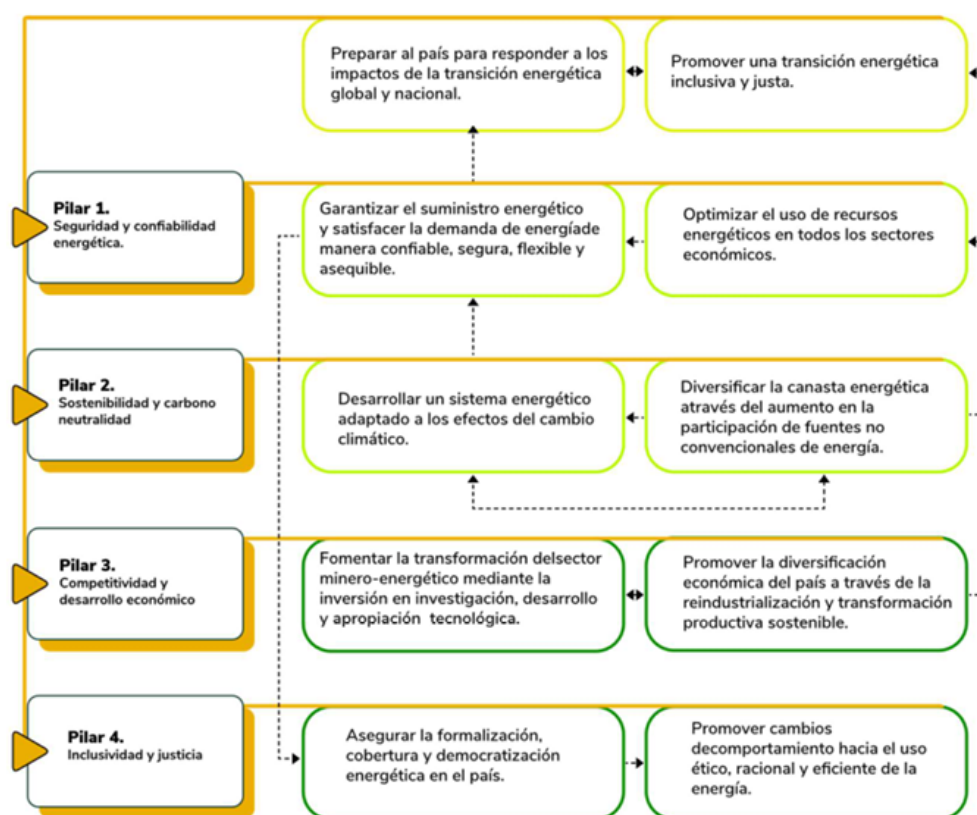


Figura 1. Relación de Pilares PEN 2025-2055 (Tomado de, Tomo I PEN 2025-2055; UPME)

Así, el rol de la UPME frente al sector de los hidrocarburos no se limita a proyectar volúmenes de producción o consumo, sino a integrar dimensiones técnicas, económicas, ambientales y territoriales, con el fin de anticipar riesgos, reducir vulnerabilidades y orientar al país hacia un sistema energético más resiliente. Este enfoque resulta esencial para comprender las decisiones actuales en materia de hidrocarburos como parte de una estrategia de planeación de Estado, y no como respuestas aisladas a la coyuntura.

2. ROL ACTUAL DE LOS HIDROCARBUROS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO COLOMBIANO

2.1 Participación de los hidrocarburos en la matriz energética nacional

Los hidrocarburos continúan desempeñando un papel central en el sistema energético colombiano, particularmente en la matriz de demanda energética final. A pesar de los avances registrados en la diversificación de la matriz eléctrica y en la incorporación de fuentes renovables no convencionales, el consumo de energía en los sectores productivos y de los hogares sigue dependiendo, en gran medida, de los combustibles fósiles, especialmente de los combustibles líquidos y el gas natural.

De acuerdo con la información consolidada en el Balance Energético Colombiano (BECO) y analizada en el Plan Energético Nacional 2025-2055, entre 2010 y 2023 el consumo final de energía en Colombia aumentó de manera sostenida, con un crecimiento acumulado cercano al 33 %. En este periodo, los combustibles fósiles representaron en promedio cerca del 69 % del consumo energético final del país, participación que se ha mantenido relativamente estable, aun en un contexto de mayor electrificación y diversificación de fuentes.

Los resultados preliminares del Balance Energético Colombiano (BECO) 2024, el consumo final de energía en el país alcanzó 1.498.690 TJ, cifra que se mantiene en niveles prácticamente estables frente a los 1.497.259 TJ registrados en 2023. La composición de este consumo confirma el patrón estructural descrito anteriormente, donde el diésel (321.282 TJ), la gasolina (285.744 TJ) y la energía eléctrica (262.327 TJ) concentraron conjuntamente el 58,0% del consumo final nacional (Figura 2), con los dos combustibles líquidos derivados del petróleo representando, por sí solos, más de la tercera parte de la energía consumida en el país.

Desde una perspectiva sectorial, el transporte (579.465 TJ), la industria (320.504 TJ) y el sector residencial (284.724 TJ) concentraron el 79,0% del uso de energéticos en 2024 (Figura 2). Este resultado confirma que la dependencia de los combustibles líquidos no constituye un fenómeno coyuntural, sino una característica estructural del sistema energético colombiano, particularmente

acentuada en el sector transporte, cuya operación continúa sustentándose casi en su totalidad en derivados del petróleo.

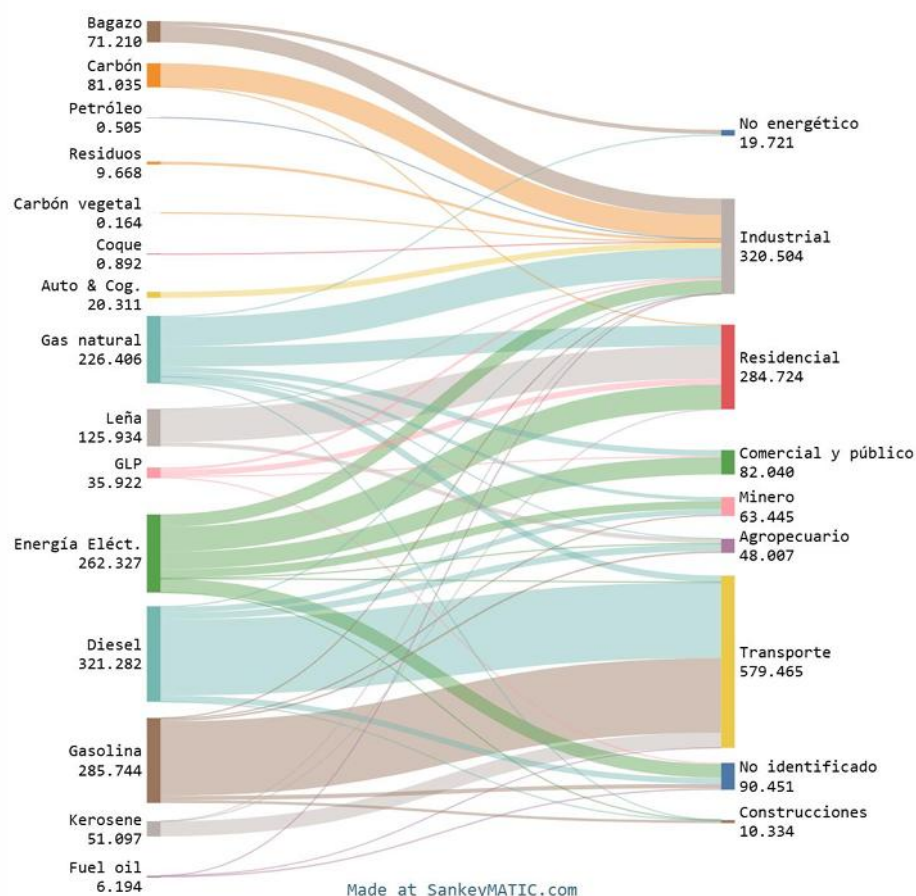


Figura 2. Consumo final de energía por sector (TJ) - 2024 (Tomado de, BECO 2024, UPME)

Dentro de este grupo, los combustibles líquidos derivados del petróleo continúan siendo predominantes en el sector transporte, mientras que el gas natural ha consolidado su rol como energético estratégico en los sectores industrial, residencial y terciario. Este comportamiento refleja tanto la estructura productiva del país como las características tecnológicas de los usos finales de la energía, en los cuales la sustitución de combustibles fósiles presenta ritmos diferenciados y desafíos técnicos relevantes.

La electricidad, aunque ha incrementado su participación en la matriz de consumo final, aún representa una fracción menor frente a los combustibles fósiles, lo que evidencia que la transición energética no puede evaluarse únicamente desde la matriz de generación eléctrica, sino que debe considerar de manera integral los patrones de consumo energético en todos los sectores económicos.

2.2 Hidrocarburos y demanda energética sectorial

El análisis sectorial del consumo energético permite comprender con mayor precisión el rol actual de los hidrocarburos y los retos asociados a su sustitución gradual.

El sector transporte concentra aproximadamente el 45 % del consumo final de energía en Colombia y presenta una alta dependencia de los combustibles líquidos, con una participación cercana al 90 % del total del consumo energético sectorial. Esta estructura es consistente con la observada a nivel regional y global, y responde a la composición del parque automotor, la infraestructura disponible y las limitaciones tecnológicas para la sustitución masiva de combustibles en el corto plazo.

En el sector industrial, que representa cerca del 24 % del consumo energético final, el gas natural y el carbón continúan siendo los principales energéticos utilizados, especialmente en procesos térmicos de calor directo e indirecto. Si bien se han observado reducciones en el uso de derivados del petróleo y coque, la sustitución completa de estos energéticos requiere inversiones significativas, cambios tecnológicos y condiciones de competitividad que deben ser evaluadas de manera gradual.

El sector residencial, por su parte, depende en gran medida del gas natural, el GLP y la electricidad para usos asociados principalmente a la cocción y al consumo doméstico. En este sector se han registrado avances relevantes en la reducción del uso de leña y otros combustibles tradicionales, lo que ha tenido impactos positivos tanto en términos ambientales como de salud pública. No obstante, el gas natural sigue siendo un energético fundamental para garantizar el acceso y la calidad del servicio en amplias zonas del país.

Finalmente, el sector terciario presenta una alta dependencia de la electricidad, aunque el gas natural mantiene una participación relevante, especialmente en servicios comerciales e institucionales. Este comportamiento refuerza la necesidad de analizar la transición energética desde una perspectiva de usos finales, reconociendo la heterogeneidad de los sectores y sus distintas capacidades de adaptación.

De acuerdo con los resultados del Balance Energético Colombiano (BECO) 2024 preliminar, los combustibles líquidos han sido, de manera consistente, el principal energético de consumo final en Colombia durante el periodo 2017-2024pr (Figura 3). Con excepción de la caída registrada en 2020, asociada a las restricciones de movilidad durante la pandemia, su participación ha mostrado una tendencia creciente, pasando de 553 PJ en 2017 a niveles superiores a 680 PJ entre 2022 y 2023, y ubicándose en 665 PJ en 2024. Esta magnitud contrasta con la de los demás energéticos, por ejemplo, la energía eléctrica, segundo energético en importancia, alcanzó 283 PJ en 2024 lo que representa menos de la mitad del consumo de combustibles líquidos, mientras que el gas natural y GLP se mantuvieron relativamente estables, en un rango de 233 a 264 PJ durante el mismo periodo.

Desde una perspectiva sectorial, la Figura 4, también tomada del BECO 2024 Preliminar, confirma que el transporte ha sido, de forma sostenida, el sector de mayor consumo final de energía del país, con niveles que oscilaron entre 436 PJ en 2020 y 606 PJ en 2022, y que se ubicaron en 579 PJ en 2024. Esta cifra representa aproximadamente el doble del consumo del sector industrial (321 PJ en 2024) y del sector residencial (285 PJ en 2024). Como se muestra en los datos presentados, se evidencia que la dependencia estructural de los hidrocarburos en Colombia se concentra, de manera particular, en la movilidad, lo que refuerza la necesidad de que las estrategias de electrificación y sustitución tecnológica del transporte ocupen un lugar central dentro de la transición energética justa.

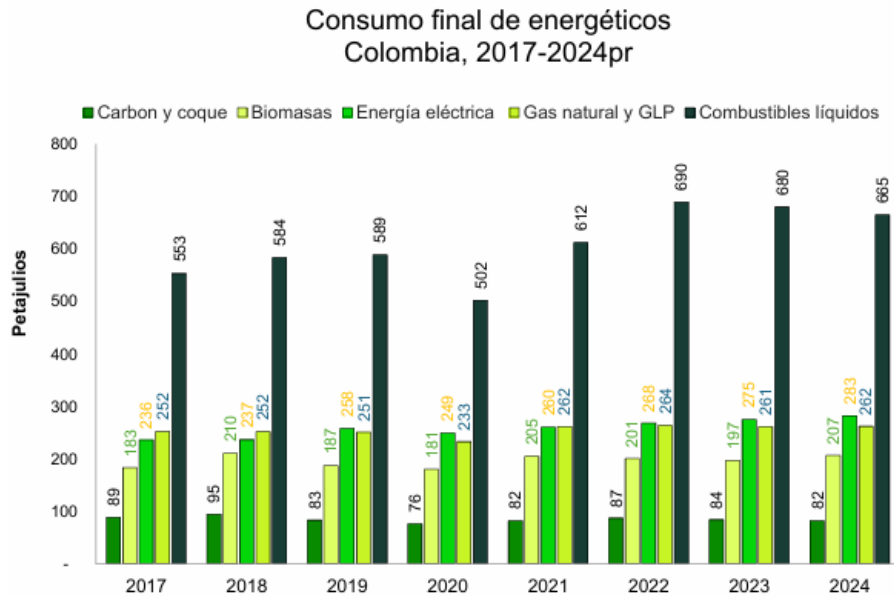


Figura 3. Consumo final de energéticos 2017-2024 (Tomado de, BECO 2024, UPME)

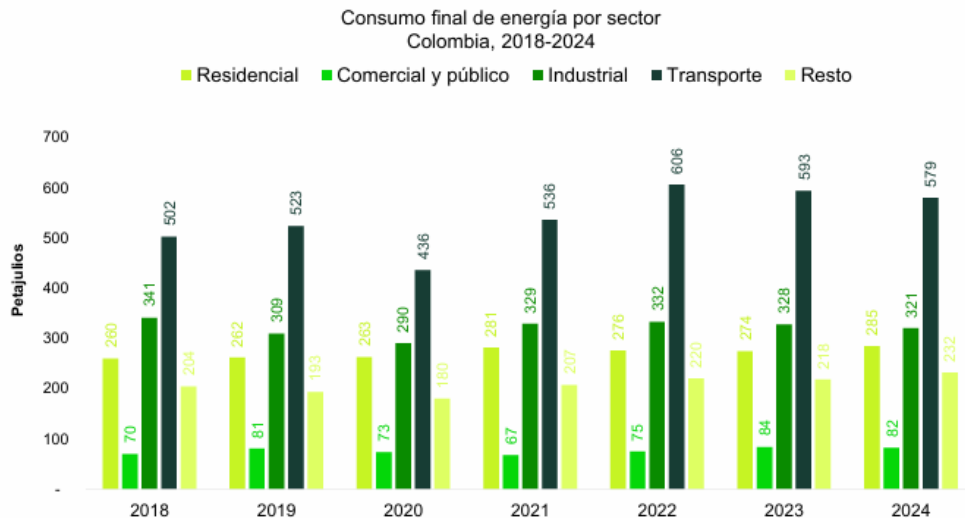


Figura 4. Consumo final por sector 2017-2024 (Tomado de, BECO 2024, UPME)

2.3 Diferenciación entre matriz eléctrica y matriz de demanda energética

Uno de los aspectos clave para el análisis del rol de los hidrocarburos en Colombia es la diferenciación entre la matriz de generación eléctrica y la matriz de demanda energética final. Mientras la matriz eléctrica colombiana se caracteriza por una alta participación de fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas, la matriz de consumo final continúa dominada por combustibles fósiles.

En 2023, la generación eléctrica a partir de fuentes renovables representó una de las participaciones más altas a nivel internacional. Sin embargo, cerca del 20-30 % de la capacidad instalada y de la generación efectiva continúa dependiendo de tecnologías térmicas que utilizan gas natural, diésel o carbón, las cuales cumplen un rol fundamental como respaldo del sistema ante variaciones climáticas y eventos como el fenómeno de El Niño.

Esta dependencia estructural de los hidrocarburos como respaldo de la generación eléctrica pone de manifiesto que la seguridad energética del país no puede desligarse de la disponibilidad de gas natural y combustibles líquidos, incluso en escenarios de expansión acelerada de las energías renovables no convencionales. La planeación energética debe, por tanto, considerar de manera integrada la expansión de nuevas fuentes, la gestión de la demanda y el mantenimiento de capacidades firmes que aseguren la confiabilidad del sistema.

2.4 Hidrocarburos, seguridad energética y resiliencia del sistema

Desde una perspectiva de planeación, el rol de los hidrocarburos trasciende su participación en la matriz energética y se relaciona directamente con la seguridad energética y la resiliencia del sistema. La seguridad energética no se limita a la autosuficiencia en la producción de recursos, sino que comprende la capacidad del sistema para garantizar un suministro continuo, confiable y asequible, incluso en contextos de alta incertidumbre.

De acuerdo con los resultados del Balance Energético Colombiano (BECO) 2024 preliminar, la oferta de energía primaria del país mostró una tendencia consistentemente creciente entre 2017 y 2024pr, al pasar de 1.901 PJ a 2.154 PJ (Figura 5). Aun con la caída puntual registrada en 2020, asociada a la contracción de la actividad económica durante la pandemia, la oferta primaria se recuperó de manera sostenida en los años siguientes, alcanzando en 2023 y 2024 los niveles más altos de toda la serie. Este comportamiento evidencia la capacidad del sistema energético colombiano para sostener el abastecimiento interno incluso ante choques externos significativos, atributo central de la resiliencia energética.



Figura 5. Oferta de energía primaria 2017-2024 (Tomado de, BECO 2024, UPME)

Sin embargo, la composición de esta oferta primaria confirma la dependencia estructural de los hidrocarburos señalada a lo largo de este documento. En 2024, el petróleo participó con el 43,3% de la oferta primaria total, seguido por el gas natural (21,3%) y el carbón (13,8%) (Figura 6). En conjunto, petróleo y gas natural representaron cerca de dos terceras partes de la energía primaria ofertada en el país, proporción que se mantuvo prácticamente estable frente a 2023, 43,5% y 21,6%, respectivamente. Esta concentración refuerza la relevancia estratégica de los hidrocarburos para la seguridad energética nacional, al tiempo que evidencia los límites de la diversificación de fuentes primarias alcanzada hasta el momento.

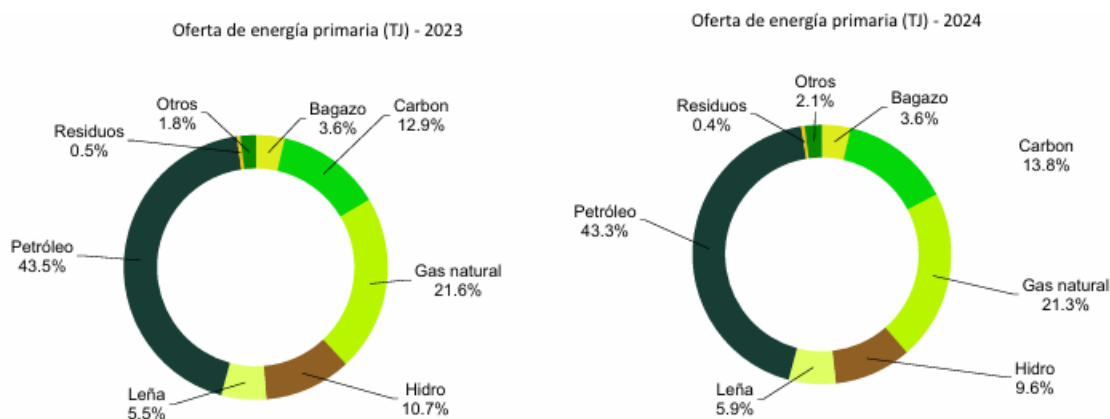


Figura 6. Comparación 2023 vs. 2024 oferta de energía primaria (Tomado de, BECO 2024, UPME)

En este sentido, el gas natural se ha consolidado como un energético estratégico para la gestión de la variabilidad climática y la integración de fuentes renovables intermitentes. Su flexibilidad

operativa y menores emisiones relativas frente a otros combustibles fósiles lo convierten en un componente clave en los escenarios de transición energética planteados por la UPME.

Los combustibles líquidos, por su parte, continúan siendo esenciales para la movilidad, la logística y el funcionamiento de sectores estratégicos de la economía. La dependencia de importaciones en algunos segmentos de la cadena no constituye en sí misma un riesgo, siempre que exista una planeación adecuada del abastecimiento, infraestructura suficiente y mecanismos de gestión del riesgo asociados a los mercados internacionales.

Así, el rol actual de los hidrocarburos en Colombia debe entenderse como parte de un sistema energético en transición, en el cual estos recursos mantienen una función crítica en el corto y mediano plazo, mientras se desarrollan capacidades técnicas, económicas e institucionales para avanzar hacia una matriz más diversificada y menos intensiva en carbono.

3. LÍMITES ESTRUCTURALES DEL MODELO HIDROCARBURÍFERO EN COLOMBIA

3.1 Madurez geológica y evolución histórica de la producción

El modelo hidrocarburífero colombiano enfrenta límites estructurales asociados principalmente a la madurez geológica de sus campos productores. Desde mediados del siglo XX, el desarrollo del sector ha estado marcado por el aprovechamiento progresivo de yacimientos convencionales, muchos de los cuales han alcanzado fases avanzadas de explotación, con tasas de declinación natural cada vez más pronunciadas.

La evolución histórica de la producción de petróleo y gas en Colombia evidencia que los principales campos productores han superado su pico de producción y requieren esfuerzos técnicos crecientes para sostener niveles estables de extracción. Este comportamiento no responde a decisiones coyunturales de política pública, sino a condiciones inherentes al ciclo de vida de los yacimientos, ampliamente documentadas en la literatura técnica y en los informes oficiales del sector.

La producción nacional de crudo alcanzó su máximo histórico en 2014, superando el millón de barriles diarios, impulsada por grandes campos descubiertos décadas atrás, como Caño Limón (1983) y Cusiana (1991), cuya magnitud no ha tenido un equivalente reciente. La serie 2018-2025 del Informe de Reservas y Recursos (IRR) del año 2025 de la ANH confirma la consolidación de esta tendencia a la baja. La producción anual de petróleo pasó de 316 millones de barriles (Mbl) en 2018 a 272 Mbl en 2025, una reducción del 14% en el periodo, con una trayectoria descendente sostenida desde el pico de 323 Mbl registrado en 2019 (Figura 7).

En cuanto a las reservas probadas (1P), la Figura 7 muestra una relativa estabilidad nominal en torno a los 2.000 Mbl durante todo el periodo, con un mínimo de 1.816 Mbl en 2020 y un máximo de 2.073 Mbl en 2022, cerrando 2025 en 2.020 Mbl. Sin embargo, la lectura conjunta de reservas y producción evidencia un matiz técnico central: la relación reservas/producción (R/P), que expresa los años de autosuficiencia al ritmo de extracción actual, pasó de 7,1 años en 2023 a 7,2 en 2024 y a 7,4 en 2025, en apariencia una mejora sostenida. No obstante, este incremento no responde a un crecimiento real de las reservas, que de hecho se redujeron ligeramente entre 2024 y 2025, de 2.035 a 2.020 Mbl, sino a la caída simultánea de la producción anual (de 283 a 272 Mbl en el mismo periodo).

El comportamiento del gas natural, ilustrado en el Figura 8, resulta considerablemente más preocupante. Las reservas probadas (1P) muestran una tendencia decreciente sostenida durante todo el periodo, al pasar de 3.782 Gigapiés cúbicos (Gpc) en 2018 a 1.717 Gpc en 2025, una contracción del 54,6% en solo siete años. La relación R/P se redujo de manera consistente, de 9,0 años en 2018 a 5,9 años en 2025, el nivel de autosuficiencia más bajo del periodo, con una caída particularmente marcada entre 2022 (7,2 años) y 2023 (6,1 años).

Histórico de reservas probadas 1P, producción e incorporación de petróleo (Mbl)

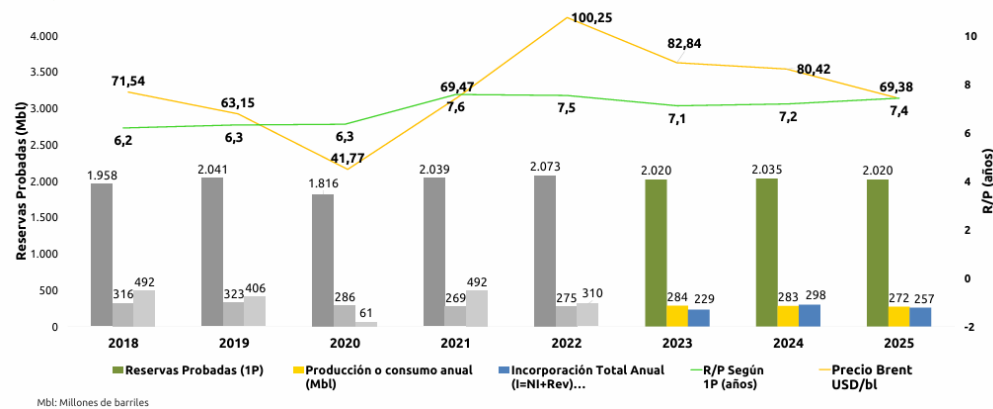


Figura 7. Histórico de reservas P1 de petróleo (Tomado del IRR2025, ANH)

Histórico de reservas probadas 1P, producción e incorporación de gas (Gpc)

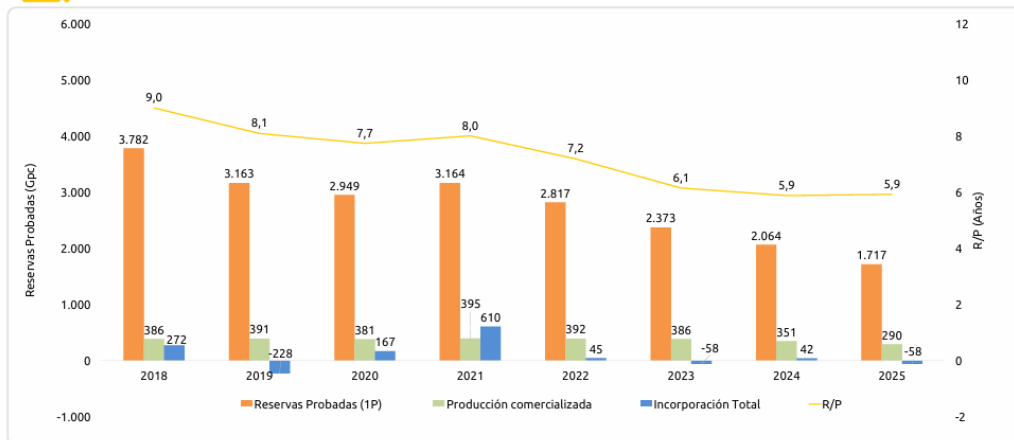


Figura 8. Histórico de reservas P1 de Gas (Tomado del IRR2025, ANH)

Este comportamiento, diferenciado pero convergente entre petróleo y gas, no responde a decisiones coyunturales de política pública, sino a condiciones inherentes al ciclo de vida de los yacimientos, que a pesar de múltiples actividades de mejoramiento propuestas desde el gobierno nacional, tienen condiciones técnicas difíciles de revertir, campos que superan su pico de producción exigen inversiones crecientes en tecnologías de recobro, manejo de agua y optimización de procesos para sostener niveles decrecientes de extracción. Este contexto geológico impone restricciones objetivas al crecimiento sostenido de la producción y refuerza la relevancia de la soberanía energética como principio orientador de la planeación del sector, antes que la expansión de la frontera exploratoria como mecanismo principal de abastecimiento futuro y obliga a replantear el enfoque tradicional basado exclusivamente en la expansión de la frontera exploratoria como mecanismo principal para garantizar el abastecimiento futuro.

En el caso del petróleo, la producción nacional ha dependido de un conjunto limitado de campos maduros, cuya sostenibilidad en el tiempo exige inversiones crecientes en tecnologías de recobro, manejo de agua y optimización de procesos. En el caso del gas natural, la situación es similar, con una concentración de la producción en campos que presentan una declinación progresiva, particularmente en las cuencas tradicionales.

3.2 Exploración de hidrocarburos: alcances y limitaciones

La exploración de hidrocarburos continúa siendo un componente relevante del sector, pero sus alcances deben evaluarse de manera realista, considerando los tiempos de maduración de los proyectos, las probabilidades de éxito geológico y las condiciones técnicas, ambientales y sociales asociadas a su desarrollo.

En términos generales, los proyectos exploratorios presentan horizontes de maduración que pueden superar una década entre la adjudicación de áreas, la perforación exploratoria, la evaluación de descubrimientos y el inicio de la producción comercial. Adicionalmente, la probabilidad de encontrar yacimientos de gran escala ha disminuido progresivamente, especialmente en cuencas maduras, lo que incrementa el riesgo exploratorio y reduce la previsibilidad de los resultados.

El análisis espacial de la clasificación de tierras de la ANH (Figura 9) permite dimensionar este fenómeno con mayor precisión. Del territorio continental colombiano, aproximadamente el 12% se encuentra actualmente bajo algún tipo de contrato asignado por la ANH. Sin embargo, la composición interna de esta área asignada revela una concentración significativa en fase de exploración, aproximadamente el 75% de dicha área (equivalente al 9% del territorio nacional) corresponde a bloques en exploración, mientras que apenas el 19% (2% del territorio nacional) se encuentra efectivamente en producción. En términos absolutos, el área asignada en exploración es de cerca de 9,9 millones de hectáreas, representa una cuarta parte de toda el área que aún permanece disponible para nueva contratación.

Esta relación evidencia que el reto principal del sector no radica, en el corto plazo, en la ampliación de la frontera contractual, sino en la maduración técnica y comercial de las áreas que ya han sido

asignadas. La priorización de esfuerzos técnicos, regulatorios y de acompañamiento institucional sobre este inventario de bloques en exploración, antes que la apertura de nuevas rondas de contratación, constituye una condición necesaria para optimizar el aprovechamiento del recurso disponible bajo criterios de eficiencia y racionalidad en la gestión del subsuelo.

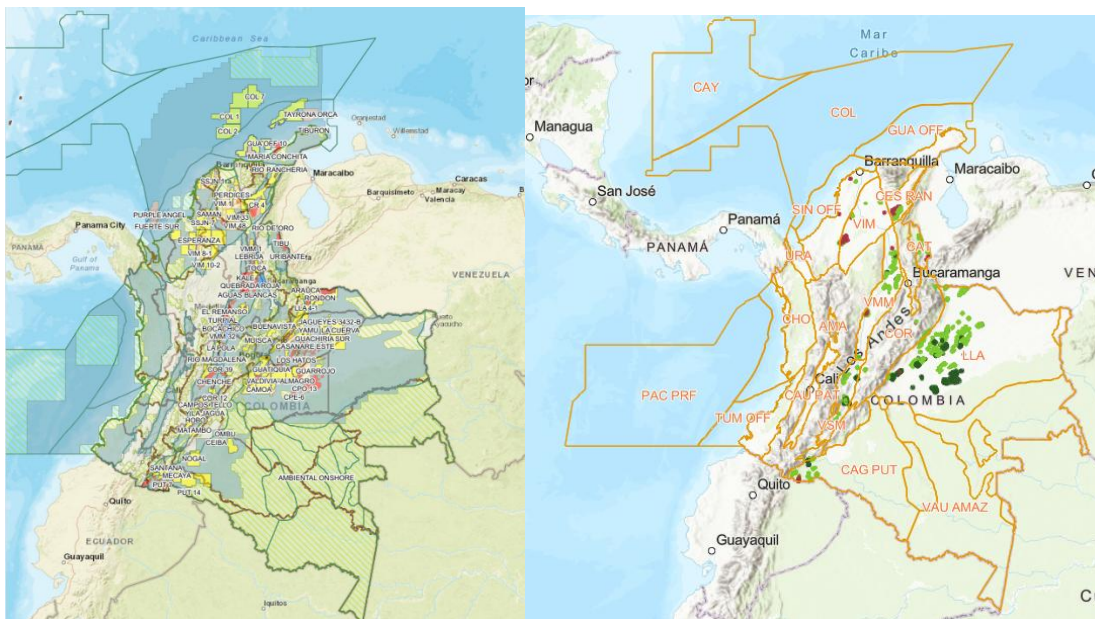


Figura 9. Mapas de tierras y de cuentas de la ANH, (Tomados de www.anh.gov.co)

El análisis histórico de la incorporación de reservas en Colombia muestra que la contribución de la exploración a la reposición de reservas ha sido limitada en comparación con otras fuentes. En particular, los grandes descubrimientos que transformaron la producción nacional en décadas anteriores no han tenido un equivalente reciente en tierra firme, lo que refuerza la necesidad de gestionar expectativas frente a la exploración como solución de corto plazo.

El potencial exploratorio offshore, especialmente en gas natural, representa una oportunidad de mediano y largo plazo, cuyo caso más representativo es el campo Sirius, en aguas profundas del Caribe colombiano. Sus recursos contingentes (2C), estimados a partir del Escenario de Oferta 3 del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN 2023-2038), son incorporados en los escenarios de Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN) del PEN 2025-2055 como una curva de producción creciente con entrada en 2031.

Esta diferenciación entre escenarios evidencia que la incorporación de Sirius a la matriz de oferta nacional no es un hecho consumado, sino un supuesto de planeación sujeto a las condiciones de desarrollo del proyecto, licenciamiento ambiental, consulta previa e infraestructura de transporte submarino, cuyos cronogramas han mostrado ajustes recientes frente a los anuncios iniciales de las compañías operadoras. Esta condición reafirma la importancia de gestionar los escenarios de Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN) del PEN 2025-2055 con la debida cautela frente a la incertidumbre en los cronogramas de grandes proyectos offshore, sin que ello reste relevancia estratégica a Sirius como principal apuesta de mediano plazo para la seguridad energética del país en materia de gas natural.

3.3 Gestión de reservas y eficiencia en campos existentes

Frente a las limitaciones de la exploración tradicional, la gestión eficiente de los volúmenes ya descubiertos se ha consolidado como el principal mecanismo para sostener la producción y mejorar la relación reservas-producción del país. En este sentido, el Informe de Recursos y Reservas 2024 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos evidencia un cambio estructural en la fuente de incorporación de reservas.

Los resultados más recientes muestran que la mayor proporción de las reservas incorporadas proviene de actividades asociadas a recobro mejorado, proyectos de producción incremental y la superación de contingencias técnicas, contractuales y económicas en campos existentes. Este enfoque ha permitido no solo compensar parcialmente la declinación natural de los yacimientos, sino también mejorar la eficiencia en el aprovechamiento del recurso.

La gestión de recursos contingentes, entendidos como volúmenes descubiertos que no han alcanzado condiciones de comercialidad, ha sido otro elemento clave. A través de ajustes regulatorios, mejoras en los factores de recobro y la optimización de condiciones operativas, una parte significativa de estos recursos ha sido reclasificada como reservas probadas, contribuyendo de manera efectiva a la seguridad energética del país.

Este cambio de enfoque evidencia que la sostenibilidad del sector hidrocarburífero colombiano depende cada vez menos de nuevos descubrimientos y más de la capacidad institucional y técnica para maximizar el aprovechamiento de los recursos existentes, bajo criterios de eficiencia económica y responsabilidad ambiental.

3.4 Implicaciones económicas y técnicas del agotamiento progresivo

El agotamiento progresivo de los yacimientos tiene implicaciones directas sobre los costos de producción, la competitividad del sector y la sostenibilidad fiscal asociada a las rentas extractivas. A medida que los campos maduran, los costos marginales de extracción aumentan, debido a mayores requerimientos de energía, manejo de agua, tratamientos especializados y mantenimiento de infraestructura.

Este fenómeno reduce los márgenes económicos de los proyectos, incrementa la sensibilidad a las variaciones de precios internacionales y limita la viabilidad de ciertas inversiones, especialmente en contextos de alta volatilidad de los mercados energéticos. Desde una perspectiva de política pública, estos factores obligan a evaluar con mayor rigor la relación costo-beneficio de las estrategias orientadas a prolongar indefinidamente la producción de hidrocarburos.

Asimismo, la dependencia fiscal de las rentas provenientes del sector se ve afectada por la combinación de declinación productiva y volatilidad de precios. Este contexto refuerza la necesidad de avanzar en una transición ordenada que reduzca gradualmente la exposición de las finanzas

públicas a ingresos altamente cíclicos, sin comprometer la estabilidad económica ni la inversión social.

3.5 Relevancia de estos límites para la planeación energética

El reconocimiento de los límites estructurales del modelo hidrocarburífero no implica una desarticulación abrupta del sector, sino una redefinición de su rol dentro de la planeación energética de largo plazo. Desde la perspectiva de la UPME, estos límites constituyen insumos fundamentales para la construcción de escenarios realistas, que permitan gestionar de manera anticipada los riesgos asociados al abastecimiento, la seguridad energética y la sostenibilidad económica.

La planeación energética debe, por tanto, integrar de manera explícita la madurez de los campos, la incertidumbre exploratoria y la dependencia creciente de tecnologías de optimización, como variables centrales en la toma de decisiones. Este enfoque permite evitar soluciones simplistas y promueve estrategias que combinen, de manera coherente, la gestión eficiente de los hidrocarburos existentes con el desarrollo progresivo de alternativas energéticas.

En este marco, la política actual en materia de hidrocarburos se fundamenta en la administración responsable de un recurso finito, reconociendo sus límites geológicos y económicos, y articulándolo con una visión de transición energética que busca fortalecer la resiliencia del sistema energético colombiano en el largo plazo.

4. GESTIÓN ACTUAL DE LOS HIDROCARBUROS

4.1 Cambio de enfoque: de la expansión extensiva a la gestión eficiente del recurso

En el contexto de los límites estructurales descritos en el capítulo anterior, la gestión actual de los hidrocarburos en Colombia ha transitado hacia un enfoque orientado a la eficiencia en el aprovechamiento del recurso, priorizando la optimización de campos existentes y la maximización del valor de los volúmenes ya descubiertos. Este cambio responde tanto a consideraciones geológicas y económicas como a la necesidad de alinear el sector con los objetivos de seguridad energética y transición energética justa.

Este enfoque no sustituye completamente la exploración, pero reconoce que, en el corto y mediano plazo, la principal capacidad del país para sostener su producción y abastecimiento proviene de mejoras en los factores de recobro, proyectos de producción incremental y la superación de

contingencias técnicas, contractuales y socioambientales en contratos vigentes. En consecuencia, la gestión eficiente del recurso se consolida como el eje central de la política sectorial.

4.2 Recobro mejorado y proyectos de producción incremental (EOR-PPI)

Los proyectos de recobro mejorado (Enhanced Oil Recovery, EOR) y de producción incremental (PPI) han adquirido un papel determinante en la sostenibilidad del sector hidrocarburífero colombiano. Estas estrategias permiten aumentar la recuperación final de los yacimientos mediante la aplicación de tecnologías y prácticas operativas avanzadas, tales como inyección de agua, gas, polímeros u otros métodos térmicos y químicos, de acuerdo con las características específicas de cada campo.

De acuerdo con los resultados consolidados en el Informe de Recursos y Reservas 2024 (IRR 2024), la incorporación de reservas atribuible a proyectos EOR-PPI mostró incrementos significativos frente a años anteriores, revirtiendo tendencias decrecientes observadas desde 2018. Este comportamiento evidencia que la mejora en los factores de recobro constituye una de las estrategias más costo-efectivas para sostener la producción nacional, especialmente en campos maduros.

En el caso del gas natural, los proyectos de producción incremental y la gestión asociada al factor de recobro han permitido incorporar volúmenes relevantes de reservas probadas, contribuyendo a mitigar la declinación natural de los campos y a reducir presiones sobre el abastecimiento en el corto plazo. Estos resultados refuerzan la importancia de mantener un marco técnico y regulatorio que incentive la implementación oportuna de este tipo de proyectos.

4.3 Gestión de recursos contingentes y reclasificación de reservas

Otro componente central de la gestión actual del sector es la administración de los recursos contingentes, entendidos como volúmenes descubiertos y potencialmente recuperables que no cumplen, de manera inmediata, con los criterios de comercialidad. La experiencia reciente demuestra que una parte significativa de estos recursos puede convertirse en reservas probadas mediante la superación de contingencias técnicas, económicas, ambientales o contractuales.

El IRR 2024 evidencia que la reclasificación de recursos contingentes a reservas ha sido una fuente relevante de incorporación de volúmenes, tanto en petróleo como en gas. Este proceso ha estado apoyado por mejoras en la información técnica, ajustes en las metodologías de valoración y un seguimiento más riguroso a los planes de desarrollo de los contratos vigentes.

Desde la perspectiva de la planeación energética, la gestión de recursos contingentes permite ampliar el horizonte de abastecimiento sin depender exclusivamente de nuevos descubrimientos, al tiempo que mejora la eficiencia en el uso de la infraestructura existente y reduce los riesgos asociados a la expansión de la frontera extractiva.

4.4 Coordinación institucional y fortalecimiento normativo

La gestión eficiente de los hidrocarburos requiere una coordinación estrecha entre las entidades del sector, particularmente entre el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la UPME. En este marco, el fortalecimiento de los mecanismos de articulación interinstitucional ha sido clave para alinear la gestión de reservas con los objetivos de planeación energética y seguridad de abastecimiento.

En años recientes, se han implementado ajustes normativos y administrativos orientados a mejorar la calidad de la información, fortalecer el seguimiento a los contratos y facilitar la ejecución de proyectos EOR-PPI. Estas medidas buscan reducir incertidumbres, agilizar procesos y garantizar que las decisiones técnicas se traduzcan efectivamente en resultados sobre producción y reservas.

Para la UPME, esta información constituye un insumo fundamental para la construcción de escenarios de oferta en los planes de abastecimiento y en el Plan Energético Nacional, permitiendo incorporar de manera más precisa los efectos de la gestión eficiente sobre la disponibilidad futura de hidrocarburos.

4.5 Implicaciones para la seguridad energética y la transición

La orientación de la gestión del sector hacia la eficiencia y la optimización del recurso tiene implicaciones directas sobre la seguridad energética del país. Al maximizar el aprovechamiento de los yacimientos existentes, se contribuye a suavizar la declinación de la producción, reducir la volatilidad del abastecimiento y mejorar la capacidad de respuesta del sistema energético frente a choques externos.

Al mismo tiempo, este enfoque es coherente con una transición energética ordenada, en la medida en que evita inversiones de largo plazo con alto riesgo de activos varados y prioriza soluciones que optimizan el uso de infraestructura y recursos ya disponibles. La gestión eficiente de los hidrocarburos se convierte así en un mecanismo de gestión del declive, compatible con los objetivos de descarbonización y diversificación de la matriz energética.

Desde la planeación energética, el desafío consiste en integrar estos resultados en escenarios realistas que reconozcan tanto el aporte actual de los hidrocarburos como sus límites de largo plazo. En este sentido, el IRR 2024 constituye una herramienta clave para informar decisiones de política pública, orientar inversiones y fortalecer la resiliencia del sistema energético colombiano.

5. ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Y COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

5.1 Enfoque de planeación del abastecimiento energético

La garantía del abastecimiento de energéticos constituye uno de los pilares fundamentales de la planeación energética nacional. Desde la perspectiva de la UPME, el abastecimiento no se concibe como un estado de autosuficiencia permanente, sino como la capacidad del sistema para satisfacer la demanda de manera continua, confiable y costo-eficiente, aun en escenarios de alta incertidumbre técnica, climática y de mercado.

En este marco, la UPME elabora y actualiza planes específicos de abastecimiento para gas natural y combustibles líquidos, sustentados en análisis de balance oferta-demanda, evaluación de escenarios y estimación de riesgos. Estos instrumentos permiten anticipar déficits temporales, identificar cuellos de botella en infraestructura y proponer medidas para asegurar la continuidad del suministro, en coherencia con los objetivos de seguridad energética y transición energética justa.

5.2 Abastecimiento de gas natural: balance oferta-demanda

El gas natural ocupa un rol estratégico en el sistema energético colombiano, tanto por su participación en la demanda final de los sectores residencial, industrial y terciario, como por su función como energético de respaldo en la generación eléctrica. Sin embargo, la evolución reciente de la producción nacional y la madurez de los campos productores han introducido desafíos estructurales para su abastecimiento.

Los ejercicios de planeación desarrollados por la UPME en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 evidencian que, bajo escenarios de producción nacional consistentes con la información de reservas y recursos disponibles, se presentan déficits temporales de oferta en el corto y mediano plazo. Estos déficits no responden a una interrupción súbita del suministro, sino a una brecha gradual entre la producción nacional proyectada y el crecimiento de la demanda, particularmente en escenarios de alta hidrología adversa o mayor requerimiento térmico.

La identificación temprana de estas brechas permite diseñar estrategias de mitigación que combinan múltiples herramientas, entre ellas la gestión eficiente de la demanda, la optimización de la producción nacional, la entrada de nueva infraestructura y, de manera complementaria, el uso de importaciones de gas natural licuado (GNL) como mecanismo de respaldo.

5.3 Importaciones de gas natural como herramienta de seguridad energética

Desde una perspectiva técnica, las importaciones de gas natural no constituyen un fracaso de la planeación ni un abandono del recurso nacional, sino un instrumento de gestión del riesgo ampliamente utilizado a nivel internacional. Países con matrices energéticas diversificadas incorporan importaciones como parte de su estrategia de seguridad energética, con el fin de reducir la exposición a eventos imprevistos y asegurar la continuidad del servicio.

En el caso colombiano, la infraestructura de regasificación existente y la planeada permiten contar con una fuente alternativa de suministro que complementa la producción nacional. Este esquema resulta particularmente relevante en escenarios de alta demanda eléctrica, eventos climáticos extremos o retrasos en la entrada de proyectos de producción.

La planeación del abastecimiento reconoce que el uso de importaciones debe ser temporal, flexible y económicamente eficiente, evitando dependencias estructurales de largo plazo. En este sentido, la UPME evalúa distintos escenarios de uso de GNL, considerando variables como precios internacionales, disponibilidad de infraestructura y costos de transporte, con el fin de minimizar impactos sobre los usuarios finales y el sistema en su conjunto.

5.4 Infraestructura de transporte, almacenamiento y regasificación

La seguridad del abastecimiento de gas natural no depende exclusivamente de la disponibilidad de molécula, sino también de la infraestructura necesaria para transportarla, almacenarla y entregarla a los usuarios finales. En este ámbito, la planeación energética ha identificado la necesidad de fortalecer y diversificar la infraestructura existente, con énfasis en la redundancia y la resiliencia del sistema.

Los planes de la UPME contemplan el desarrollo y la optimización de infraestructura de transporte, la expansión de capacidades de regasificación y la evaluación de opciones de almacenamiento estratégico. Estas medidas buscan reducir la vulnerabilidad del sistema ante fallas puntuales y mejorar la capacidad de respuesta frente a incrementos súbitos de la demanda.

La localización estratégica de la infraestructura, así como su articulación con los centros de consumo y generación eléctrica, constituye un elemento clave para asegurar que las soluciones de abastecimiento sean efectivas y oportunas.

5.5 Abastecimiento de combustibles líquidos

En el caso de los combustibles líquidos, la planeación del abastecimiento se enfrenta a retos distintos, asociados principalmente a la alta dependencia del sector transporte y a la volatilidad de los mercados internacionales de petróleo y derivados. Aunque Colombia cuenta con capacidad de

refinación nacional, esta no cubre la totalidad de la demanda interna, lo que hace necesario complementar el suministro mediante importaciones.

La UPME, a través de los planes de abastecimiento de combustibles líquidos, analiza la capacidad de refinación, la logística de transporte y almacenamiento, y los flujos de importación requeridos para garantizar la disponibilidad continua de productos como gasolina, diésel y combustible de aviación. Estos ejercicios permiten identificar riesgos regionales de desabastecimiento y proponer medidas correctivas con suficiente anticipación.

Desde la perspectiva de la seguridad energética, la dependencia parcial de importaciones de combustibles líquidos no representa un riesgo crítico en sí misma, siempre que exista una planeación adecuada, contratos diversificados y capacidad logística suficiente. No obstante, esta dependencia refuerza la necesidad de avanzar en estrategias de eficiencia energética, movilidad sostenible y sustitución progresiva de combustibles en el largo plazo.

5.6 Abastecimiento, costos y sostenibilidad del sistema

La planeación del abastecimiento debe equilibrar tres dimensiones fundamentales: seguridad del suministro, eficiencia económica y sostenibilidad ambiental. Las decisiones orientadas exclusivamente a maximizar la autosuficiencia pueden resultar ineficientes o insostenibles, mientras que una dependencia excesiva de los mercados externos puede aumentar la exposición a choques de precios.

En este contexto, los planes de abastecimiento elaborados por la UPME buscan identificar combinaciones óptimas de producción nacional, importaciones e infraestructura, que permitan minimizar los costos totales del sistema y reducir riesgos para los usuarios finales. Este enfoque es coherente con una transición energética gradual, en la que el gas natural y los combustibles líquidos mantienen un rol relevante en el corto y mediano plazo, mientras se fortalecen alternativas energéticas de menor intensidad de carbono.

5.7 Implicaciones para la gestión del riesgo de racionamiento

Uno de los principales aportes de la planeación del abastecimiento es la reducción del riesgo de racionamiento, mediante la identificación temprana de escenarios críticos y la definición de medidas preventivas. En este sentido, la existencia de déficits proyectados no implica necesariamente un racionamiento inminente, sino la necesidad de activar oportunamente las herramientas previstas en los planes.

La combinación de producción nacional, importaciones, gestión de la demanda e infraestructura de respaldo permite construir un sistema más resiliente, capaz de enfrentar eventos adversos sin

afectar de manera significativa a los usuarios finales. La planeación energética cumple así una función esencial en la protección del interés público y la estabilidad del sistema energético.

6. DIMENSIÓN FISCAL, TARIFARIA Y SOCIAL DEL SECTOR

6.1 Importancia fiscal del sector hidrocarburos

El sector de los hidrocarburos ha tenido históricamente un peso significativo en las finanzas públicas de Colombia, a través de ingresos por regalías, impuestos, dividendos y transferencias asociadas a la producción y comercialización de petróleo y gas. Estos recursos han constituido una fuente relevante de financiación para el presupuesto nacional y para los entes territoriales, particularmente en regiones productoras.

No obstante, la contribución fiscal del sector se caracteriza por una alta volatilidad, determinada principalmente por los precios internacionales de los hidrocarburos y por los niveles de producción. Esta condición ha expuesto recurrentemente a las finanzas públicas a ciclos de auge y contracción, dificultando la planificación presupuestal de mediano y largo plazo y generando presiones adicionales sobre el gasto público en contextos de caída de precios o declinación productiva. Desde la perspectiva de la planeación energética, esta volatilidad refuerza la necesidad de reducir progresivamente la dependencia estructural del Estado de los ingresos provenientes de recursos no renovables, sin desconocer su relevancia actual ni su papel en la financiación del desarrollo territorial.

6.2 Regalías y desarrollo territorial

El Sistema General de Regalías (SGR) ha sido el principal mecanismo de redistribución de los ingresos generados por la explotación de hidrocarburos hacia los territorios. Si bien este sistema ha permitido ampliar la cobertura de inversión pública en múltiples regiones del país, también ha evidenciado desafíos relacionados con la eficiencia en la ejecución, la sostenibilidad de los ingresos y la planeación de largo plazo en los entes territoriales.

La evolución reciente de las regalías muestra que, aun en escenarios de estabilización o leve crecimiento de las reservas, los ingresos pueden verse afectados de manera significativa por variaciones de precios y por el agotamiento progresivo de los campos productores. Este comportamiento subraya la importancia de fortalecer estrategias de desarrollo territorial que no dependan exclusivamente de rentas extractivas y que promuevan una diversificación productiva sostenible.

En este contexto, la transición energética adquiere una dimensión territorial relevante, al abrir oportunidades para nuevos proyectos de generación, eficiencia energética e infraestructura que

pueden convertirse en fuentes alternativas de ingresos y empleo en regiones históricamente vinculadas al sector hidrocarburífero.

6.3 Subsidios a los combustibles y sostenibilidad fiscal

Uno de los componentes más sensibles de la relación entre hidrocarburos y finanzas públicas ha sido el esquema de subsidios a los combustibles, particularmente a través del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). Este mecanismo, diseñado para mitigar la volatilidad de los precios internacionales y proteger a los consumidores, ha generado presiones fiscales significativas en periodos de altos precios del petróleo y derivados.

La acumulación de déficits en el FEPC evidenció las limitaciones estructurales de un esquema de subsidios generalizados, que no distingue entre tipos de usuarios ni niveles de ingreso, y que expone al Estado a riesgos fiscales elevados. Desde una perspectiva de planeación, estos esquemas resultan poco sostenibles en el tiempo y reducen el espacio fiscal disponible para inversión social y energética.

La revisión progresiva de los subsidios y el tránsito hacia mecanismos más focalizados se alinean con los principios de sostenibilidad fiscal y eficiencia económica, al tiempo que permiten avanzar hacia señales de precio más coherentes con los costos reales del sistema energético.

6.4 Impactos tarifarios y protección al usuario

Las decisiones asociadas al abastecimiento de hidrocarburos, la incorporación de importaciones y la evolución de los precios internacionales tienen efectos directos sobre las tarifas de energía y gas natural para los usuarios finales. En este contexto, la planeación energética busca anticipar estos impactos y proponer estrategias que minimicen su efecto sobre los hogares, especialmente aquellos en condiciones de vulnerabilidad.

El gas natural, por ejemplo, ha sido históricamente un energético competitivo en términos de precio y confiabilidad, lo que ha permitido ampliar su cobertura en el sector residencial. Sin embargo, la incorporación de gas importado puede implicar presiones al alza en los costos, lo que refuerza la necesidad de políticas complementarias de eficiencia energética, gestión de la demanda y focalización de apoyos.

Desde la perspectiva social, la protección al usuario no se limita a la contención de tarifas, sino que incluye el acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos, condición fundamental para el bienestar, la productividad y la cohesión social.

6.5 Hidrocarburos, pobreza energética y equidad

El análisis del sector hidrocarburos debe incorporar una dimensión social más amplia, relacionada con el acceso a la energía y la reducción de la pobreza energética. En Colombia, el acceso a energéticos modernos como el gas natural ha tenido impactos positivos en la calidad de vida de los hogares, reduciendo el uso de combustibles contaminantes y mejorando condiciones de salud.

No obstante, persisten brechas significativas en el acceso y la asequibilidad de los servicios energéticos, especialmente en zonas rurales y en poblaciones vulnerables. En este sentido, la transición energética y la reconfiguración del rol de los hidrocarburos deben diseñarse de manera que no profundicen estas desigualdades, sino que contribuyan a cerrarlas.

La planeación energética integra estos elementos al evaluar no solo la viabilidad técnica y económica de las decisiones, sino también sus efectos distributivos y territoriales. El enfoque de transición energética justa reconoce que los costos y beneficios del cambio deben distribuirse de manera equitativa, protegiendo a los usuarios finales y a las regiones más expuestas a la transformación del sector.

6.6 Implicaciones para la planeación energética

La dimensión fiscal, tarifaria y social del sector hidrocarburos constituye un insumo esencial para la planeación energética de largo plazo. La combinación de volatilidad de ingresos, presiones fiscales asociadas a subsidios y desafíos de equidad refuerza la necesidad de avanzar hacia un sistema energético más diversificado y resiliente.

Desde la UPME, estos elementos se incorporan en los escenarios de planeación como restricciones y variables críticas, que permiten evaluar la sostenibilidad de las trayectorias energéticas propuestas. La gestión responsable de los hidrocarburos, en articulación con la transición energética, se presenta, así como una estrategia para reducir riesgos fiscales, proteger a los usuarios y fortalecer la estabilidad del sistema energético en su conjunto.

7. HIDROCARBUROS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

7.1 Transición energética como proceso estructural y gradual

La transición energética constituye un proceso estructural de largo plazo, orientado a transformar progresivamente la forma en que se produce, transforma y consume la energía, con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la resiliencia del sistema energético y promover un desarrollo más sostenible e incluyente. En este marco, la transición no se concibe como una sustitución inmediata de fuentes energéticas, sino como una reconfiguración gradual del sistema, que debe considerar las realidades técnicas, económicas y sociales del país.

El Plan Energético Nacional (PEN) 2024-2054 reconoce que la transición energética implica la coexistencia temporal de distintas tecnologías y energéticos, en la medida en que se desarrollan capacidades alternativas y se transforman los patrones de consumo. En este contexto, los hidrocarburos mantienen un rol relevante en el corto y mediano plazo, particularmente en sectores donde la sustitución tecnológica enfrenta mayores barreras.

Desde la planeación energética, el desafío consiste en gestionar el declive progresivo de los hidrocarburos, evitando interrupciones en el abastecimiento y en la economía, mientras se crean las condiciones para una mayor participación de fuentes energéticas de menor intensidad de carbono.

7.2 Hidrocarburos como energéticos de transición

El concepto de hidrocarburos como energéticos de transición se fundamenta en su capacidad para aportar confiabilidad y flexibilidad al sistema energético durante el proceso de transformación. En particular, el gas natural desempeña un papel clave como energético de respaldo, tanto en la generación eléctrica como en usos industriales y residenciales, facilitando la integración de fuentes renovables variables como la solar y la eólica.

Desde una perspectiva comparativa, el gas natural presenta menores emisiones de dióxido de carbono y contaminantes locales frente a otros combustibles fósiles, lo que lo convierte en una opción de transición en escenarios de reducción progresiva de emisiones. No obstante, su rol debe evaluarse de manera integral, considerando también las emisiones asociadas a su cadena de valor y la necesidad de evitar bloqueos tecnológicos de largo plazo.

Los combustibles líquidos, por su parte, continúan siendo esenciales para sectores como el transporte y la logística, donde las alternativas tecnológicas aún no alcanzan una escala suficiente. En este caso, la transición implica combinar mejoras en eficiencia energética, electrificación progresiva y el desarrollo de combustibles alternativos, mientras se gestiona de manera responsable el uso de los derivados del petróleo.

7.3 Escenarios de transición en el Plan Energético Nacional 2024-2054

El PEN 2024-2054 incorpora múltiples escenarios de evolución del sistema energético, que permiten evaluar distintas trayectorias de transición en función de variables como crecimiento económico, adopción tecnológica, políticas de mitigación y disponibilidad de recursos. Estos escenarios evidencian que la reducción de la participación de los hidrocarburos en la matriz energética ocurre de manera gradual y diferenciada por sectores.

En los escenarios alineados con la meta de carbono neutralidad al año 2050, se observa una disminución progresiva del consumo de combustibles fósiles, acompañada de un aumento significativo en la electrificación de la demanda, la participación de fuentes renovables no

convencionales y el fortalecimiento de la eficiencia energética. Sin embargo, incluso en estos escenarios, los hidrocarburos mantienen una presencia relevante en las primeras décadas del horizonte de planeación.

Estos resultados refuerzan la necesidad de una planeación energética que anticipe la reducción del uso de hidrocarburos, sin asumir su eliminación abrupta, y que diseñe políticas públicas coherentes con la velocidad real de la transformación tecnológica y social.

7.4 Reducción de riesgos sistémicos mediante la diversificación energética

Uno de los principales objetivos de la transición energética es la reducción de riesgos sistémicos, asociados a la dependencia excesiva de un número limitado de energéticos o tecnologías. En este sentido, la diversificación de la matriz energética contribuye a mejorar la resiliencia del sistema frente a choques externos, como la volatilidad de precios internacionales, eventos climáticos extremos o disrupciones en las cadenas de suministro.

La gestión del rol de los hidrocarburos en la transición debe alinearse con este objetivo, evitando escenarios de dependencia prolongada y promoviendo inversiones que faciliten la sustitución progresiva de estos recursos. La planeación energética evalúa estos riesgos de manera integral, incorporando variables de seguridad energética, sostenibilidad fiscal y equidad social.

En particular, la reducción gradual de la exposición a los mercados internacionales de combustibles fósiles constituye un beneficio adicional de la transición, al disminuir la vulnerabilidad del país frente a ciclos de precios y tensiones geopolíticas.

7.5 Transición energética justa: dimensión social y territorial

La transición energética justa reconoce que los impactos del cambio en el sistema energético no se distribuyen de manera homogénea entre sectores, regiones y poblaciones. En el caso de los hidrocarburos, las regiones productoras y las comunidades vinculadas a esta actividad enfrentan riesgos específicos asociados a la reducción progresiva de la actividad extractiva.

Desde la planeación energética, resulta fundamental anticipar estos impactos y diseñar estrategias de acompañamiento que faciliten una reconversión productiva ordenada, la generación de nuevas oportunidades económicas y el fortalecimiento de capacidades locales. La transición energética no debe profundizar desigualdades existentes, sino convertirse en un instrumento para promover un desarrollo territorial más equilibrado.

Asimismo, la protección de los usuarios finales, especialmente de los hogares más vulnerables, constituye un componente central de la transición justa. Las políticas de eficiencia energética, acceso a energéticos modernos y focalización de apoyos resultan esenciales para garantizar que la transformación del sistema energético contribuya al bienestar social.

7.6 Rol de la planeación energética en la gestión de la transición

La planeación energética desempeña un papel central en la gestión de la transición, al proporcionar una visión de largo plazo que permita coordinar decisiones de política pública, inversiones privadas y acciones territoriales. En este marco, la UPME actúa como el articulador técnico que integra información sobre oferta, demanda, infraestructura, costos y emisiones, con el fin de orientar trayectorias energéticas coherentes y sostenibles.

El abordaje del rol de los hidrocarburos dentro de la transición energética se fundamenta, así, en criterios técnicos y prospectivos, que reconocen tanto la necesidad de reducir su participación en el tiempo como su importancia actual para la seguridad energética y la estabilidad del sistema. Este enfoque permite avanzar hacia una transición ordenada, minimizando riesgos y maximizando beneficios para el país.

8. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: RIESGOS TÉCNICOS Y PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN

8.1 Yacimientos no convencionales: definición técnica y diferencias frente al modelo convencional

A diferencia de los yacimientos convencionales, donde el petróleo y el gas migran y se acumulan en formaciones con porosidad y permeabilidad suficientes para fluir naturalmente hacia el pozo, los yacimientos no convencionales –principalmente formaciones de lutitas (shale)– retienen los hidrocarburos en la propia roca generadora, de muy baja permeabilidad. Su extracción exige perforación horizontal combinada con fracturamiento hidráulico multietapa (FH-PH): la inyección a alta presión de grandes volúmenes de agua, arena y aditivos químicos para fracturar la roca y liberar el hidrocarburo atrapado.

Esta diferencia técnica tiene consecuencias directas sobre la magnitud del riesgo: cada pozo no convencional requiere entre 1,5 y 2,5 millones de galones de agua en promedio, de los cuales entre el 65% y el 85% permanece en el subsuelo sin ser recuperado. Adicionalmente, dado que los pozos no convencionales declinan con mayor rapidez que los convencionales, su explotación exige perforar un número mucho mayor de pozos por unidad de área para sostener niveles de producción estables, multiplicando la huella territorial, hídrica y química de la actividad frente al modelo convencional.

8.2 Evidencia internacional de afectaciones ambientales

8.2.1 Estados Unidos: contaminación hídrica y sismicidad inducida

La experiencia estadounidense, el mercado con mayor desarrollo histórico de esta técnica, ofrece la evidencia más extensa disponible. Más de 200 estudios científicos revisados por pares confirman que el agua subterránea ha sido contaminada por cerca de 2.000 millones de galones de agua inyectados diariamente a alta presión durante el fracturamiento, además de la disposición de residuos altamente tóxicos en cerca de 187.000 pozos de inyección. De aproximadamente 1.000 sustancias químicas utilizadas en el proceso, se estima que 100 son disruptores endocrinos y al menos 48 son potencialmente cancerígenas.

El caso de Pavillion, Wyoming, resulta paradigmático: tras años de disputa técnica, un estudio revisado por pares liderado por investigadores de la Universidad de Stanford aportó la primera evidencia inequívoca de un vínculo directo entre el fracturamiento hidráulico y la contaminación de agua subterránea, mediante la identificación de compuestos orgánicos que constituyen una huella química característica de los fluidos de fracturación. Es pertinente reconocer que este no es un campo sin controversia técnica: la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) concluyó en 2015 que no había encontrado evidencia de impactos “generalizados y sistemáticos” sobre los recursos de agua potable a nivel nacional. Sin embargo, el propio proceso de revisión de ese estudio, sumado a la evidencia acumulada posteriormente, ha llevado a la comunidad científica a un consenso creciente sobre la existencia de riesgos documentados y localizados, cuya recurrencia en múltiples jurisdicciones impide calificarlos como hechos aislados o anecdóticos.

A esta evidencia se suma la sismicidad inducida. Pozos de disposición de agua residual asociados a la industria de hidrocarburos no convencionales indujeron el mayor sismo registrado en la historia de Oklahoma, de magnitud 5,8, en 2016, generando daños materiales y demandas judiciales. Un análisis exhaustivo del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) identificó 274 pozos de fracturamiento hidráulico correlacionados espacio-temporalmente con episodios de sismicidad, confirmando que el fenómeno no se limita a la disposición de aguas residuales, sino que el propio proceso de fracturamiento puede inducir actividad sísmica de manera directa.

8.2.2 Vaca Muerta, Argentina: sismicidad, gestión de residuos y afectación territorial

El caso de Vaca Muerta, la segunda formación de gas y cuarta de petróleo no convencional más importante del mundo, con una extensión de 30.000 km² en las provincias de Neuquén, Mendoza y Río Negro, constituye la referencia regional más próxima y pertinente para Colombia por su desarrollo reciente y su escala. Se han registrado más de 400 episodios sísmicos en la última década, en paralelo con el inicio de las operaciones de fracturamiento hidráulico en la región, y, de manera alarmante, la sismicidad inducida no se considera –ni es exigida por la normatividad vigente– en las evaluaciones de impacto ambiental de ninguna de las empresas que operan en la zona.

La debilidad institucional en la gestión ambiental del proyecto es igualmente documentada: los permisos ambientales se conceden mediante trámites que constituyen una mera formalidad, sin que exista un estudio integral de los riesgos y daños del proyecto en su conjunto; en la provincia de Mendoza, incluso, se autorizó el fracturamiento hidráulico sin ningún tipo de evaluación de impacto ambiental, lo que derivó en procesos judiciales contra las autoridades responsables. A esto se suma la afectación documentada a comunidades del pueblo mapuche, cuyos territorios han sido impactados por la actividad extractiva y la disposición de residuos durante más de dos décadas. El caso de Vaca Muerta demuestra que, incluso en un país con marco regulatorio ambiental preexistente, la implementación del fracturamiento hidráulico ha superado sistemáticamente la capacidad institucional de monitoreo, control y mitigación.

8.3 Complejidad geológica y sismicidad de Colombia: un contexto de mayor exposición al riesgo

La evidencia internacional adquiere una relevancia crítica al contrastarse con las condiciones geológicas propias del territorio colombiano. Colombia se ubica en el punto de convergencia de las placas tectónicas de Nazca, Caribe y Suramericana, una configuración que la sitúa entre las regiones de mayor actividad sísmica del continente. Aproximadamente el 83% de la población nacional se encuentra ubicada en zonas de amenaza sísmica intermedia y alta, según el Servicio Geológico Colombiano.

Esta condición no es un riesgo abstracto o distante: los proyectos piloto de fracturamiento hidráulico desarrollados en el país (Kalé y Platero, en Puerto Wilches, Santander, cuenca del Valle Medio del Magdalena) se ubican en cercanía del Nido Sísmico de Bucaramanga, una de las zonas de mayor concentración de eventos sísmicos del país, con epicentros en la Mesa de Los Santos, Santander. Someter una técnica con antecedentes documentados de inducción sísmica a un entorno geológico ya caracterizado por alta actividad tectónica natural no constituye una hipótesis remota, sino una superposición de riesgos que el país no está en condición de asumir sin evidencia robusta de que puede gestionarse con seguridad –evidencia que, como se documentó en la sección anterior, no existe de manera concluyente en ninguna de las jurisdicciones con mayor desarrollo de esta técnica.

8.4 El principio de precaución como marco de decisión frente a la incertidumbre científica

La toma de decisiones frente al fracturamiento hidráulico no debe subordinarse a la exigencia de una certeza científica absoluta sobre cada uno de sus mecanismos de daño, un estándar que la propia legislación ambiental colombiana ha descartado expresamente. El artículo 1, numeral 6, de la Ley 99 de 1993 establece que las autoridades ambientales darán aplicación al principio de precaución, conforme al cual, cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza

científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedirlo.

Este principio resulta directamente aplicable al caso del fracturamiento hidráulico en Colombia: la evidencia internacional documentada, contaminación hídrica, sismicidad inducida, afectación territorial, no constituye una posibilidad remota sino un patrón recurrente y verificado en múltiples jurisdicciones, y la naturaleza del daño potencial (contaminación de acuíferos, activación de fallas geológicas en una de las regiones sísmicamente más activas del continente) es, por definición, de difícil o imposible reversión. En un país megadiverso, donde la biodiversidad constituye patrimonio nacional y de interés de la humanidad, con obligación de protección prioritaria, la ausencia de certeza absoluta sobre el nivel de riesgo no exime al Estado de actuar bajo el principio de precaución; por el contrario, lo exige.

8.5 Fracking y transición energética justa: coherencia entre precaución, biodiversidad y soberanía energética

La decisión de excluir el fracturamiento hidráulico de la matriz energética colombiana no debe leerse como una renuncia a la seguridad energética del país, sino como una expresión coherente de los principios que orientan la Transición Energética Justa (TEJ). Un modelo de transición que prioriza la equidad territorial, la protección de comunidades étnicas y campesinas, y la sostenibilidad ambiental de largo plazo, resultaría contradictorio si al mismo tiempo habilitara una técnica extractiva con evidencia documentada de afectación a estos mismos bienes jurídicos.

La soberanía energética de Colombia no se construye adoptando técnicas cuyo balance de riesgos y beneficios ha resultado adverso incluso en países con mayor capacidad regulatoria e institucional que la colombiana, sino fortaleciendo la gestión eficiente del recurso convencional ya asignado, diversificando la matriz energética, y consolidando fuentes que no comprometan la disponibilidad de agua, la estabilidad geológica del territorio ni los derechos de las comunidades. En esa dirección, el Plan Energético Nacional reafirma que la exclusión del fracturamiento hidráulico constituye una decisión de Estado, fundamentada en evidencia técnica, en el principio de precaución consagrado en el ordenamiento jurídico colombiano, y en la prioridad que el país otorga a la protección de su biodiversidad y de sus territorios frente a una técnica cuyos riesgos no han sido, hasta la fecha, gestionados con seguridad en ninguna parte del mundo.

9. IMPLICACIONES PARA LA PLANEACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

9.1 La seguridad energética como objetivo sistémico

La seguridad energética, entendida como la capacidad del sistema para garantizar un suministro continuo, confiable, asequible y ambientalmente sostenible, constituye uno de los objetivos centrales de la planeación energética de largo plazo. En el contexto actual, este concepto trasciende la noción tradicional de autosuficiencia y se orienta hacia la gestión integral de riesgos, incorporando variables técnicas, económicas, climáticas y geopolíticas.

El análisis desarrollado a lo largo de este documento evidencia que los hidrocarburos continúan desempeñando un papel relevante en la seguridad energética del país, particularmente en el corto y mediano plazo. Sin embargo, su aporte debe evaluarse en el marco de un sistema energético en transformación, donde la diversificación de fuentes, la resiliencia de la infraestructura y la flexibilidad operativa adquieren una importancia creciente.

Desde la planeación energética, la seguridad energética se concibe como un atributo del sistema en su conjunto, resultado de la interacción entre oferta, demanda, infraestructura, regulación y comportamiento de los usuarios. Este enfoque permite superar visiones parciales y orientar decisiones que reduzcan vulnerabilidades estructurales.

9.2 Planeación por escenarios y gestión de la incertidumbre

La incertidumbre es una característica inherente al sector energético, particularmente en contextos de transición tecnológica y cambio climático. La evolución de los precios internacionales, la disponibilidad de recursos, la velocidad de adopción de nuevas tecnologías y los impactos de eventos climáticos extremos son variables difíciles de predecir con precisión.

En este contexto, la planeación energética de largo plazo se fundamenta en el uso de escenarios, que permiten explorar múltiples trayectorias posibles del sistema energético y evaluar sus implicaciones sobre el abastecimiento, los costos y las emisiones. Este enfoque no busca predecir el futuro, sino preparar al sistema para distintos futuros plausibles, fortaleciendo su capacidad de adaptación.

La incorporación de los hidrocarburos en estos escenarios reconoce tanto su aporte actual como sus límites estructurales, permitiendo evaluar estrategias de gestión del declive, sustitución progresiva y complementariedad con nuevas fuentes energéticas.

9.3 Integración de la planeación de hidrocarburos con la transición energética

Uno de los principales retos de la planeación energética consiste en integrar de manera coherente la gestión del sector hidrocarburos con los objetivos de la transición energética. Esta integración

implica evitar enfoques fragmentados y promover una visión sistémica que articule decisiones de corto plazo con metas de largo plazo.

En este sentido, la planeación de hidrocarburos no puede limitarse a proyecciones de producción o consumo, sino que debe considerar su interacción con la electrificación de la demanda, el desarrollo de energías renovables, la eficiencia energética y la evolución de los patrones de uso final. La gestión eficiente de los hidrocarburos se convierte así en un componente de la estrategia de transición, al permitir reducir riesgos y facilitar una sustitución ordenada.

La experiencia reciente demuestra que la falta de articulación entre estas dimensiones puede generar inconsistencias, como inversiones incompatibles con los objetivos climáticos o dependencias prolongadas de recursos finitos. La planeación energética busca precisamente anticipar y evitar estos riesgos.

9.4 Rol estratégico de la UPME en la planeación de largo plazo

La Unidad de Planeación Minero Energética desempeña un rol estratégico como articulador técnico del sistema energético, responsable de integrar información sectorial, construir escenarios de largo plazo y orientar la toma de decisiones públicas. Este rol resulta particularmente relevante en un contexto de transición energética, donde las decisiones deben basarse en análisis rigurosos y visión prospectiva.

En el ámbito de los hidrocarburos, la UPME incorpora información proveniente de la gestión de reservas, los planes de abastecimiento, la infraestructura existente y proyectada, así como de la evolución de la demanda y los precios. Esta integración permite evaluar de manera integral los riesgos y oportunidades asociados al sector, y diseñar estrategias coherentes con los objetivos nacionales.

La UPME no define la política sectorial ni ejecuta proyectos, pero provee los insumos técnicos que permiten que estas decisiones se adopten de manera informada y consistente. En este sentido, su rol es clave para garantizar la continuidad de la planeación energética como una política de Estado, más allá de coyunturas políticas específicas.

9.5 Coordinación interinstitucional y coherencia de política pública

La planeación energética de largo plazo requiere una coordinación efectiva entre las entidades del sector, así como coherencia entre los distintos instrumentos de política pública. La articulación entre el Ministerio de Minas y Energía, la ANH, la CREG, los operadores del sistema y las entidades territoriales es fundamental para asegurar que las decisiones técnicas se traduzcan en acciones concretas.

En el caso de los hidrocarburos, esta coordinación permite alinear la gestión de contratos y reservas con las necesidades de abastecimiento, la regulación de mercados y los objetivos de transición energética. Asimismo, facilita la identificación temprana de cuellos de botella y la adopción de medidas preventivas para garantizar la seguridad energética.

La planeación liderada por la UPME actúa como un eje integrador que contribuye a la coherencia de la política pública, reduciendo el riesgo de decisiones contradictorias y promoviendo una visión compartida del futuro energético del país.

9.6 Implicaciones para la toma de decisiones de largo plazo

Las implicaciones de la planeación energética de largo plazo se reflejan en múltiples ámbitos de la toma de decisiones, incluyendo la definición de políticas públicas, la priorización de inversiones en infraestructura, el diseño de marcos regulatorios y la orientación de la inversión privada. En todos estos casos, la información y los escenarios construidos por la UPME constituyen un insumo esencial.

En particular, la gestión del rol de los hidrocarburos en la transición energética exige decisiones que equilibren seguridad energética, sostenibilidad fiscal y objetivos ambientales. La planeación energética permite evaluar estos trade-offs de manera explícita y transparente, facilitando decisiones que maximicen el bienestar social en el largo plazo.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2024). Informe de Reservas de Hidrocarburos (IRR 2024). República de Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2024). Shapefile de tierras asignadas y regímenes especiales (Tierras_Junio_Shape). República de Colombia.
- Colombia, Congreso de la República. (1993). Ley 99 de 1993: Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental. Diario Oficial de la República de Colombia, No. 41146.
- Colombia, Corte Constitucional. (2023). Sentencia T-514/2023: Protección de derechos fundamentales y principio de precaución ambiental respecto a proyectos piloto de fracturamiento hidráulico (Kalé y Platero). Magistrado Ponente: Cristina Pardo Schlesinger.
- Concerned Health Professionals of New York. (2015). Compendium of scientific, medical, and media findings demonstrating risks and harms of fracking (unconventional gas and oil extraction). Recuperado de <https://www.concernedhealthny.org>
- DiGiulio, D. C., & Jackson, R. B. (2016). Impact to underground sources of drinking water and domestic wells from production well stimulation and completion practices in the Pavillion, Wyoming field. *Environmental Science & Technology*, 50(8), 4597-4603. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b04970>
- Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN). (2019). Evaluación de impactos ambientales del desarrollo del yacimiento Vaca Muerta en Neuquén, Argentina. Buenos Aires: FARN.
- Ministerio de Minas y Energía (MME). (2024). Resolución Número 01626 de 2024: Políticas y criterios para la planeación de hidrocarburos. República de Colombia.

- Servicio Geológico Colombiano (SGC). (2024). Información de amenaza sísmica territorial y caracterización de sismicidad. República de Colombia.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2024). Balance Energético Colombiano (BECO 2024). República de Colombia.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2024). Estrategia Técnica de Planeación de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN 2023-2038). República de Colombia.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2024). Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL 2025-2040). República de Colombia.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2024). Plan Nacional de Desarrollo Minero 2024-2035 (PNDM): Evaluaciones técnicas de carbón metalúrgico. República de Colombia.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2025). Plan Energético Nacional 2025-2055: Tomos I, II y anexos técnicos. República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2015). Assessment of the potential impacts of hydraulic fracturing for oil and gas on drinking water resources. Office of Research and Development, Washington, D.C.
- U.S. Geological Survey (USGS). (2016). Induced seismicity associated with fluid injection and extraction: A review. Open-File Report 2016-1069, Reston, Virginia.
- U.S. Geological Survey (USGS). (2018). Comprehensive compilation of induced seismicity data. Science of Induced Seismicity, Branch of Seismic Hazards & Risk, Golden, Colorado.
- Wood Mackenzie. (2024). Thermal Coal Market Review and Forecast 2024-2030. London, United Kingdom.
- XM Compañía de Expertos en Mercados. (2024). Portal de datos de generación eléctrica y operación del sistema. Recuperado de <https://www.xm.com.co>

