

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 <div style="text-align: right;"> SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Ministerio</small> </div>		
		T-GJ-F-01		
		<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">11-08-2023</td> <td style="width: 50%;">V-1</td> </tr> </table>	11-08-2023	V-1
11-08-2023	V-1			

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	12/05/2026
Proyecto de Resolución:	“Por la cual se establecen los lineamientos para la implementación de los mecanismos de asignación de áreas, se definen los requisitos y condiciones para la implementación de proyectos para los estudios de Evaluación, Exploración y Explotación del Hidrógeno Blanco y otros gases o sustancias asociadas, y se adoptan otras disposiciones”

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

I. Fundamentos jurídicos y técnicos

El artículo 334 de la Constitución Política señala que el Estado intervendrá, por mandato legal, en la explotación de los recursos naturales; en el uso del suelo; en la producción, distribución, utilización, y consumo de los bienes; y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades, los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

El numeral 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012 determinó como función del Ministerio de Minas y Energía *“formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país.”*

La Ley 1715 de 2014 promueve entre otras cosas, el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, los sistemas de almacenamiento de tales fuentes y el uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético.

Específicamente, el artículo 4 de la Ley 1715 de 2014, modificado por el artículo 3 de la Ley 2099 de 2021, establece que la promoción, el estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, se declaran como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía, la preservación y conservación de los recursos naturales renovables en Colombia.

Aunado a lo anterior, el artículo 4-1 de la Ley 1715 de 2014, adicionado por el artículo 4 de la Ley 2099 de 2021, señala que, corresponde al Gobierno Nacional reglamentar *“(…) la metodología y requisitos para el estudio y evaluación de las solicitudes para la declaratoria de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (Pines) de los proyectos referidos en el artículo 4 de la presente ley”*, tema que será objeto de reglamentación especial para todas las fuentes no convencionales de energía.

El literal e) del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014 asigna al Ministerio de Minas y Energía la competencia administrativa para propender por un desarrollo bajo en carbono en el sector energético, a través del fomento y desarrollo de fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.

El artículo 20 de la Ley 2099 de 2021 otorgó al Ministerio de Minas y Energía la potestad de incentivar el desarrollo e investigación de energéticos que provengan de fuentes orgánicas (origen animal o vegetal) o renovables, con el fin de expedir la regulación que permita incluirlos dentro de la matriz energética nacional, fomentar el consumo de estos en la cadena de distribución de combustibles líquidos y la promoción de otros usos alternativos de estos energéticos de última generación.

El artículo 21 ibidem señala "*el gobierno nacional definirá los mecanismos, condiciones e incentivos para promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso de hidrógeno destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía, y descarbonización de sectores como transporte, industria, hidrocarburos, entre otros*". Razón por la cual se hace necesario expedir la reglamentación para el desarrollo de proyectos de hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas, en el país.

El artículo 2 de la Ley 2294 de 2023 dispone que el documento denominado "*Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026 Colombia Potencia Mundial de la Vida*", junto con sus anexos, hace parte integral del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y se incorpora a la citada ley como un anexo. A su vez, el señalado documento contiene 5 transformaciones, siendo la cuarta de estas la denominada "*Transformación productiva, internacionalización y acción climática*", en cuyo catalizador C. "*Transición energética justa, segura, confiable y eficiente*", contiene un pilar enfocado en la transición energética, siendo este el denominado "*2. Desarrollo económico a partir de eficiencia energética, nuevos energéticos y minerales estratégicos para la transición*", en el marco del cual, el Gobierno Nacional hace énfasis en el avance del aprovechamiento del hidrógeno blanco, asociado a procesos geológicos en la corteza terrestre, que se encuentra en su forma natural como gas libre en diferentes ambientes.

El numeral 26 del artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, adicionado por el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, define el hidrógeno blanco como "*el hidrógeno que se produce de manera natural, asociado a procesos geológicos en la corteza terrestre y que se encuentra en su forma natural como gas libre en diferentes ambientes geológicos ya sea en capas de la corteza continental, en la corteza oceánica, en gases volcánicos, y en sistemas hidrotermales, como en géiseres y se considera FNCER.*"

Producto de aquella reglamentación, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2235 de 2023, mediante el cual adicionó al Decreto 1073 de 2015, entre otros, el artículo 2.2.7.1.15 al Decreto 1073 de 2015 a través del cual confirió al Ministerio de Minas y Energía, para que, directamente o a través de quien este designe, determine los lineamientos, condiciones y requerimientos técnicos que deben cumplir los proyectos para la realización de estudios de evaluación, exploración y explotación de hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas. Así mismo, estableció que el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este designe, será la autoridad competente para otorgar las autorizaciones a los interesados y para adelantar el seguimiento y control del cumplimiento de las condiciones y requisitos técnicos exigidos para el desarrollo de estas actividades.

Sobre el particular, los artículos 2.2.7.1.15 y siguientes contemplan un mínimo de requerimientos técnicos y condiciones de capacidad y asignación sobre las cuales el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este designe, deberá expedir la reglamentación de la coproducción de hidrógeno blanco en las áreas y actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos, minerales o geotermia, la coexistencia de proyectos y la entrega de información técnica por parte de los desarrolladores.

Finalmente, el artículo 2.2.7.1.21. del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 1 del Decreto 2235 de 2023, facultó al Ministerio de Minas y Energía o a la entidad que este designe, para expedir las medidas, lineamientos y condiciones que permitan modificar el mecanismo de otorgamiento de derechos para la ejecución de proyectos de hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas.

No obstante, este esquema podrá ser ajustado conforme a la evolución del segmento en el país, lo que podría permitir, en una etapa posterior, la implementación de procesos competitivos para la asignación de áreas por parte del Ministerio de Minas y energía o la entidad que este delegue, que cuente con la experticia en el desarrollo de este tipo de procesos para el aprovechamiento de recursos del subsuelo, como la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

De otra parte, el documento CONPES 4075 de 2022 sobre Política de Transición Energética establece la transición energética como eje fundamental del crecimiento económico sostenible, el incremento de la seguridad y confiabilidad energética, así como la disminución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), lo cual contribuye a la reducción de los impactos negativos del cambio climático y la salud de la población, destacándose el potencial de energías renovables, tales como el hidrógeno, como una fuente importante para la diversificación energética y el cumplimiento de las metas de transición. En ese sentido, determina la necesidad de definir lineamientos y estrategias para promover el desarrollo y uso del hidrógeno a nivel nacional a través de la actualización y el desarrollo del marco regulatorio técnico y ambiental para promover el mercado del hidrógeno.

En consecuencia, para el Ministerio de Minas y Energía resulta necesario promover la diversificación energética, como mecanismo de política pública, con el fin de garantizar la seguridad energética, promover el desarrollo económico, abordar los desafíos ambientales y fomentar la innovación y el desarrollo tecnológico. Además, resulta importante establecer un proceso de relacionamiento con las comunidades y demás actores, con el propósito de construir confianza durante la implementación de proyectos de exploración y/o explotación de hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas, garantizando la pedagogía sobre los proyectos, el diálogo social y la participación efectiva e incidente, con el fin de gestionar condiciones de aceptación para los proyectos.

1.1. ESTADO DEL ARTE SOBRE EL HIDRÓGENO BLANCO

La información relacionada con este numeral es presentada por la Dirección de Hidrocarburos en los siguientes términos:

Generalidades

El hidrógeno (H_2) es un gas ligero con una masa molar de $2,016 \text{ g}\cdot\text{mol}^{-1}$, una temperatura de ebullición de $-252,87 \text{ }^\circ\text{C}$ y de fusión de $-259,14 \text{ }^\circ\text{C}$ (Ramón et al., 2020). Su baja viscosidad ($0,00000865 \text{ Pa}\cdot\text{s}$) y su alta difusividad ($0,000061 \text{ m}^2/\text{s}$) dificultan su contención, ya que puede filtrarse fácilmente a través

de materiales (Foh et al., 1979). Cuando está disuelto, su coeficiente de difusión es de 0,000000005 m²/s a 20 °C, un valor similar al del gas natural (0,000000024 m²/s) (Wise & Houghton, 1966).

El hidrógeno blanco, también denominado hidrógeno geológico, es aquel que se produce de manera natural, asociado a procesos geológicos en la corteza terrestre y que se encuentra en su forma natural como gas libre en diferentes ambientes geológicos ya sea en capas de la corteza continental, en la corteza oceánica, en gases volcánicos, y en sistemas hidrotermales, como en géiseres y se considera FNCER (Congreso de la República de Colombia, 2014). Es importante mencionar que este tipo de hidrógeno puede presentarse en la naturaleza de diferentes maneras, ya sea como gas libre, inclusión en roca o disuelto en aguas subterráneas, todo dependerá de las condiciones de la superficie o de los sistemas subterráneos en los que se encuentre (Aimikhe & Eyankware, 2023; Zgonnik, 2020).

Fuentes de generación

La generación de hidrógeno natural ocurre por procesos abióticos y biológicos, incluyendo la serpentización, radiólisis del agua, cataclasis y formación de mecano-radicales, desgasificación magmática y actividad biológica (Milkov, 2022; Zgonnik, 2020). Un ejemplo de generación abiótica es la **serpentización**, donde las peridotitas hidratadas forman minerales de serpentina y magnetita, liberando hidrógeno como subproducto de la oxidación del Fe²⁺ (Evans et al., 2013; Klein et al., 2013), lo que lo convierte en un proceso común en dorsales oceánicas y zonas de subducción, con flujos de hidrógeno estimados **entre 161.000 y 262.000 t/año** (Canfield et al., 2006). Por otro lado, la **radiólisis del agua**, impulsada por la desintegración de U, Th y K, genera hidrógeno al romper los enlaces H-O, liberando radicales de hidrógeno que se combinan (Klein et al., 2020). Este proceso ocurre en la corteza continental y oceánica, con una producción global de hidrógeno estimada entre **32.000 y 95.000 t/año** (Sherwood et al., 2014). La **cataclasis y formación de mecano-radicales** ocurre en fallas tectónicas y zonas de alta fricción, donde la trituración de silicatos genera radicales que reaccionan con el agua, produciendo hidrógeno (Sato et al., 1984), la fricción durante terremotos podría generar hasta **0,46 t/m²·año** de hidrógeno (Hirose et al., 2011). Asimismo, la **desgasificación magmática** ocurre en volcanes y dorsales oceánicas, donde la descomposición del sulfuro de hidrógeno y otros procesos generan aproximadamente **10.000 t/año** de hidrógeno (Klein et al., 2020). Finalmente, la **actividad biológica** contribuye mediante fermentación y fijación de nitrógeno por hidrogenasas, con mayor producción en condiciones anaeróbicas (Gregory et al., 2019; Peters et al., 2015). Estos procesos, en conjunto, explican la presencia de hidrógeno natural en diferentes entornos geológicos y biogénicos.

Panorama global del hidrógeno blanco como recurso energético

La creciente demanda energética a nivel global ha impulsado la búsqueda de nuevas fuentes de energía que contribuyan a una transición más limpia y eficiente. En este contexto, en los últimos años se han desarrollado múltiples estudios orientados a la exploración del hidrógeno geológico, también denominado hidrógeno blanco (Blay-Roger et al., 2024; Zgonnik, 2020). Este recurso es un combustible sin emisiones de carbono, cuya combustión genera únicamente calor y agua, posicionándolo como una de las alternativas energéticas más limpias y con el potencial para diversificar la matriz energética (Aimikhe & Eyankware, 2023; Lapi et al., 2022).

Con miras a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente de CO₂, la exploración del llamado “hidrógeno blanco” ha cobrado relevancia a escala mundial, posicionándose

como un recurso estratégico para la transición energética. Es importante subrayar que el hidrógeno geológico en acumulaciones utilizables presenta ventajas destacadas: producción más económica y ambientalmente sostenible, fuente de suministro ilimitado y una huella de carbono que oscila entre negativa y cero (Aimikhe & Eyankware, 2023), aspectos fundamentales para avanzar hacia una transición energética más limpia en el ámbito global.

En este contexto, países como Estados Unidos, Australia, Francia y Rusia han liderado investigaciones centradas en su generación, acumulación y factibilidad comercial (Boreham et al., 2021; Guélard et al., 2017; Larin et al., 2015; Lefeuvre et al., 2021). Asimismo, China, Filipinas y Omán han impulsado iniciativas para evaluar la presencia de este recurso en diversos entornos geológicos, contribuyendo así a expandir el conocimiento de su potencial en regiones con características geológicas variadas (Abrajano et al., 1988; Han et al., 2022; Templeton et al., 2024).

En América Latina, Brasil se ha consolidado como el país con mayores avances en la caracterización del hidrógeno blanco, mientras que estudios recientes han identificado indicios en Bolivia y Perú, ampliando el interés en la región. En Colombia, la diversidad geológica y las múltiples condiciones favorables para la generación de hidrógeno han impulsado una creciente actividad investigativa, con hallazgos preliminares que justifican la necesidad de establecer un marco normativo que permita su exploración y eventual aprovechamiento (Carrillo et al., 2023; Patiño et al., 2024a; Patiño et al., 2024b).

Evidencia técnica reciente en Colombia

En julio de 2025, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) informó la identificación de manifestaciones significativas de hidrógeno natural libre en los pozos estratigráficos Macanal-1X, Fómeque-1X y San Rafael-1X/2X, perforados en las cuencas Cordillera Oriental y Sinú-San Jacinto. En dichos pozos se reportaron concentraciones de hasta 36.110 ppm de H₂ asociadas a intervalos con alta madurez térmica de materia orgánica.

Este hallazgo constituye uno de los primeros registros documentados derivados de información de subsuelo profundo en América Latina y refuerza la hipótesis de la existencia de condiciones geológicas favorables para su generación y posible acumulación, cuya confirmación requiere estudios adicionales. La confirmación institucional de estas manifestaciones sustenta la pertinencia de establecer un marco regulatorio específico que permita adelantar estudios de evaluación y exploración bajo estándares técnicos definidos y con mecanismos claros de seguimiento y control.

Uno de los casos más emblemáticos a nivel mundial es el campo de Bourakebougou en Mali, donde la explotación de hidrógeno blanco se ha llevado a cabo de manera continua desde 2012 para la generación de electricidad. Este caso ha sido fundamental para la comprensión de los procesos de generación, migración y acumulación del hidrógeno en el subsuelo, evidenciando el papel clave de las rocas de baja permeabilidad, como las doleritas, en la retención del gas y la formación de reservorios económicamente viables (Maiga et al., 2024).

En síntesis, tras reconocer el gran potencial del hidrógeno blanco a escala global y la relevancia estratégica que ofrece para la transición energética, las metodologías de exploración cobran particular importancia al permitir la identificación, caracterización y evaluación confiable de las acumulaciones en subsuelo. Es decir, conocer con precisión dónde y cómo se generan, migran y almacenan los volúmenes de hidrógeno natural posibilita diseñar políticas de aprovechamiento, estimar la viabilidad

comercial y asegurar estándares técnicos que garanticen la sostenibilidad ambiental y la seguridad en su futura explotación.

Metodologías de exploración de hidrógeno geológico

Exploración en Malí

La exploración de hidrógeno en Bourakebougou se realizó mediante una metodología integral que combinó análisis geoquímicos, estudios petrográficos, perforación de pozos exploratorios y registros geofísicos (Maiga et al., 2023). Se inició con la interpretación de registros eléctricos y el análisis de núcleos, realizando secciones delgadas pulidas con impregnación de resina azul, análisis de Rock-Eval y mediciones de porosidad con el método de Pillot (Maiga et al., 2024). El muestreo geoquímico permitió identificar zonas anómalas que sirvieron de base para la selección de sitios de perforación, aunque los artículos no detallan la metodología exacta ni los equipos utilizados en esta etapa.

Se perforaron 25 pozos exploratorios, con profundidades entre 105 y 2543 metros, cubriendo un área de 8 km de diámetro (Maiga et al., 2024). Durante la perforación, se aplicaron registros geofísicos como rayos gamma naturales (GN), densidad aparente (RHOB) y porosidad de neutrones (NPHI), cuyos datos fueron corregidos, fusionados y visualizados con Petrel, Geolog y EasyTrace. Para la caracterización de los gases extraídos de los pozos, se emplearon técnicas de cromatografía de gases (GC) y espectrometría de masas (MS), junto con espectrometría de masas con ionización por plasma acoplado inductivamente (ICP-MS) para estudios isotópicos y de gases nobles, incluyendo helio y argón (Maiga et al., 2023).

La caracterización estructural y petrofísica del subsuelo se llevó a cabo con Borehole Televiewer (ABI), permitiendo la identificación de fracturas y zonas kársticas en los reservorios, proporcionando información sobre la conectividad de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno. Las imágenes de pozo fueron obtenidas mediante un Borehole Tele Viewer con un transductor acústico fijo y un espejo giratorio. Adicionalmente, se realizaron pruebas de petrofísica en núcleos con helium porosimeter y permeameter para determinar la porosidad y permeabilidad de los reservorios, complementadas con mediciones de porosidad y análisis calcimétricos en muestras de núcleo. Finalmente, la integración de datos con Petrel permitió la correlación estratigráfica y el modelado geológico del sistema de acumulación de hidrógeno en Bourakebougou (Maiga et al., 2023, 2024; Prinzhofer et al., 2018).

Impactos sociales del descubrimiento de hidrógeno natural en Malí

El descubrimiento y explotación de hidrógeno natural en Bourakebougou ha transformado la comunidad local al proporcionar suministro continuo de electricidad, mejorando la calidad de vida mediante el acceso a iluminación, refrigeración y telecomunicaciones. Además, ha generado empleo en exploración, perforación y mantenimiento de pozos, promoviendo el desarrollo económico y atrayendo inversión en infraestructura y servicios técnicos. Este proyecto ha demostrado cómo el hidrógeno geológico puede integrarse en comunidades rurales, sirviendo como modelo para otras regiones con potencial geológico similar (Maiga et al., 2024).

A nivel global, esta aldea ha impulsado el debate sobre la viabilidad del hidrógeno blanco como fuente de energía renovable, fomentando nuevas iniciativas de exploración y atrayendo inversión en almacenamiento y producción sostenible. La validación de estos sistemas ha fortalecido la transición energética y la descarbonización de sectores industriales y de transporte, consolidando el hidrógeno



FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



T-GJ-F-01

11-08-2023

V-1

natural como una alternativa económica y ecológica en la matriz energética mundial (Maiga et al., 2024).

Exploración en el Valle del Cauca

En esta zona se aplicó una metodología de exploración de hidrógeno natural en una zona del Valle del Cauca, dentro de la Cuenca Cauca-Patía, combinando teledetección y medición de gases en suelo. Se utilizaron imágenes satelitales de alta resolución de USGS, NASA y ESA, con datos multiespectrales de Landsat y Sentinel-2, para identificar anomalías en la cobertura vegetal asociadas a posibles filtraciones de hidrógeno. Como punto de partida, se aplicó el índice SAVI para detectar variaciones en la vegetación, y posteriormente se calcularon otros índices espectrales, incluyendo NDVI, ARVI, NDWI, GLI, EVI, GNDVI y NBRI, con el fin de complementar el análisis y confirmar las anomalías identificadas (Carrillo et al., 2023).

Luego, se realizaron mediciones de gases in situ, en las zonas priorizadas, mediante perforaciones de 40 a 80 cm de profundidad. Los gases fueron analizados con el equipo portátil BIOGAS 5000 (GA), midiendo H₂, O₂, CH₄, CO₂, CO y H₂S. Para garantizar la representatividad de los datos, las mediciones se llevaron a cabo en distintos puntos dentro de cada zona anómala identificada. Este procedimiento permitió establecer tendencias espaciales de emisión de hidrógeno y evaluar su relación con factores geológicos y estructurales, proporcionando una base para futuras investigaciones en la región.

Exploración en las Cuencas de los Llanos y el Putumayo

En Colombia, se llevó a cabo un estudio en la Cuenca de los Llanos para evaluar la presencia de hidrógeno natural utilizando una metodología integral. Este proceso combinó el uso de imágenes satelitales de ASTER y SENTINEL-2, junto con modelos digitales de elevación PALSAR DEM, para identificar anomalías geomorfológicas asociadas a posibles filtraciones de hidrógeno. Además, se implementó muestreo geoquímico de seepages utilizando sensores de espectroscopía óptica y análisis de drenaje para detectar filtraciones de hidrógeno en superficie. Las muestras de gas en suelo se recolectaron con bolsas de gas Tedlar™, tubos absorbentes y sistemas de jeringa hermética, asegurando la integridad de los compuestos gaseosos antes del análisis en el laboratorio mediante cromatografía de gases (GC) (Patiño, et al., 2024b).

Adicionalmente, se realizó interpretación sísmica 3D para analizar la estructura de la cuenca e identificar fallas profundas como posibles vías de migración de H₂, estableciendo la conexión entre exploración de superficie y subsuelo. Para la caracterización del subsuelo, se realizó Mud Gas Logging mediante el DQ1000™ Mass Spectrometer Gas Analyzer, permitiendo el análisis en tiempo real de gases en los lodos de perforación. Además, se realizaron perfiles petrofísicos utilizando espectroscopía de neutrones pulsados, lo que permitió obtener registros de composición mineralógica y porosidad de la roca a partir del modelo de óxidos. Adicionalmente, se realizaron pruebas de muestreo de fluidos en fondo de pozo con MDT (Modular Formation Dynamics Tester) para obtener datos de hidrógeno en condiciones de yacimiento, complementados con análisis isotópicos de ³He/⁴He mediante espectrometría de masas con ionización por plasma acoplado inductivamente (ICP-MS). Finalmente, se realizó una evaluación hidrogeológica y geotermal con base en datos de pozos y gradientes geotérmicos, con el fin de comprender la dinámica de los fluidos en el sistema.

En la Cuenca del Putumayo, (Patiño et al., 2024a) implementaron una metodología complementaria enfocada en la exploración de hidrógeno en suelo a distintas profundidades. Se utilizó H2 Extractor Pro®, un sistema de perforación por percusión sin rotación que permitió alcanzar hasta 21 pies de profundidad sin necesidad de remover la herramienta. Se implementó un manifold de superficie para la recolección y direccionamiento del gas hacia analizadores en tiempo real y sistemas de almacenamiento.

Para la detección de hidrógeno y otros gases asociados, se emplearon sensores portátiles Optimax, que permitieron registrar variaciones en la concentración de hidrógeno en tiempo real. En cuanto al almacenamiento y preservación de muestras, se utilizaron cilindros de acero inoxidable de alta pureza sometidos a vacío (entre -20 y -27 inHg), garantizando la conservación del gas sin contaminación ni alteraciones antes de su análisis en laboratorio mediante cromatografía de gases (GC). Adicionalmente, se implementaron dos métodos de muestreo: (1) vacío con bypass, que permitió la recolección del gas en cilindros bajo vacío una vez detectada la presencia de hidrógeno, y (2) muestreo en línea (tándem), donde los cilindros permanecieron conectados al manifold hasta el cierre del sistema en el momento óptimo de captura de la muestra. Estas metodologías también fueron aplicadas en la Cuenca de los Llanos, permitiendo la comparabilidad y consistencia de los datos obtenidos en ambas regiones.

En conclusión, la información científica internacional, los desarrollos metodológicos aplicados en diferentes contextos geológicos y la evidencia técnica reciente obtenida en territorio colombiano constituyen un sustento objetivo para establecer lineamientos regulatorios que orienten las actividades de estudios de evaluación, exploración y eventual explotación del hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas. La adopción de estándares técnicos mínimos, criterios de integridad operativa y mecanismos de gestión de información resulta consistente con la naturaleza emergente del recurso y con la necesidad de asegurar que su evaluación se desarrolle bajo principios de sostenibilidad ambiental, seguridad operacional y control institucional.

1.2. PROPUESTA REGULATORIA

Nominación de áreas por el interesado

En la propuesta regulatoria, el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, será el encargado de determinar, delimitar y clasificar las áreas en las que se podrán llevar a cabo actividades de estudios de evaluación, exploración y explotación del hidrógeno blanco, así como de otros gases y sustancias asociadas. Sin embargo, la delimitación inicial de áreas no siempre abarca todas las regiones con potencial, lo que podría restringir las oportunidades de desarrollo del sector.

Por esta razón, la nominación de áreas se establece como un mecanismo fundamental que permite a los interesados postular zonas que no se encuentren dentro del inventario denominado “*áreas disponibles para el Desarrollo de Estudios de Evaluación, Exploración y Explotación del Hidrógeno Blanco, otros gases y sustancias asociadas*”, definido por el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegado. Este proceso es clave para garantizar que el aprovechamiento del recurso no se limite exclusivamente a las áreas previamente delimitadas, sino que pueda extenderse a nuevas regiones con condiciones favorables para su desarrollo.

La nominación de áreas no solo amplía las oportunidades para los desarrolladores, sino que también fortalece la identificación de zonas con potencial energético, promueve la diversificación del sector y contribuye al crecimiento de la industria del hidrógeno blanco en el país.

El límite máximo establecido para la nominación de áreas por el interesado es de 800 km². Este valor se fundamenta en un análisis técnico de las características geológicas asociadas a la generación de hidrógeno natural y en el análisis estadístico de los contratos de exploración vigentes asignados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

La generación de hidrógeno natural está asociada a zonas de gran extensión con condiciones geológicas específicas, dentro de las cuales se destacan:

- **Áreas con presencia de rocas ultramáficas y ofiolíticas**, donde se favorece la serpentización y liberación de hidrógeno.
- **Áreas con alta radiactividad natural**, que inducen la Radiólisis del agua generando hidrógeno.
- **Zonas de fallas profundas y estructuras tectónicas**, las cuales podrían permitir el ascenso de gases desde el manto superior, asociado también a actividad sísmica y geotermalismo.
- **Cuencas sedimentarias profundas**, donde los procesos de degradación de materia orgánica y oxidación de hierro bajo condiciones de alta presión y temperatura posibilitan la generación conjunta de hidrógeno natural y metano.

Se analizaron 161 contratos de exploración asignados por la ANH en áreas continentales, con el fin de establecer un valor de referencia para la nominación de áreas por parte del interesado.

El procedimiento consistió en ordenar los contratos de menor a mayor área, agrupar los contratos en intervalos de 100 km² y calcular la frecuencia relativa y la frecuencia relativa acumulada para cada intervalo (Ver Tabla 1).

Rango correspondiente tamaño del área en km ²	N° de contratos	Frecuencia Relativa %	Frecuencia Relativa Acumulada %
0-100	20	12%	12%
100 - 200	18	11%	24%
200 - 300	12	7%	31%
300 - 400	20	12%	43%
400 - 500	24	15%	58%
500 - 600	10	6%	65%
600 -700	10	6%	71%
700 - 800	6	4%	75%
800 - 900	5	3%	78%
900 - 1000	7	4%	82%

1000 - 1100	2	1%	83%
1100 - 1200	2	1%	84%
1200 - 1300	2	1%	86%
1300 - 1400	2	1%	87%
1500 - 1600	3	2%	89%
1600 - 1700	1	1%	89%
1700 - 1800	2	1%	91%
1800 - 1900	1	1%	91%
1900 - 2000	1	1%	92%
2100 - 2200	1	1%	93%
2300 - 2400	6	4%	96%
2400 - 2500	2	1%	98%
2700 - 2800	1	1%	98%
2900 - 3000	2	1%	99%
3000 - 4000	1	1%	100%
Total	161	100%	

Tabla 1. Distribución de contratos de exploración vigentes asignados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en intervalos correspondientes a tamaños de área de 100 km²

El análisis se complementó con la elaboración de un Diagrama de Pareto (ver Diagrama 1), el cual permite identificar que aproximadamente el 80% de las áreas de exploración tienen una extensión igual o menor a 800 km². El diagrama de Pareto es una herramienta gráfica que organiza las causas o categorías en orden descendente de frecuencia, mostrando además su frecuencia acumulada, y permite priorizar la toma de decisiones en función del principio 80-20.

El resultado del análisis estadístico indica que la mayoría de los contratos vigentes se encuentran por debajo del umbral de 800 km². Este hallazgo, sumado al conocimiento geológico de las áreas potenciales para hidrógeno blanco que requieren extensiones considerables para su evaluación preliminar, justifica técnica y estadísticamente la definición de 800 km² como límite máximo para la nominación de áreas por el interesado.



Diagrama 1. Diagrama de Pareto

Mecanismo de asignación de áreas y otorgamiento de autorizaciones:

La regulación establece un mecanismo estructurado de asignación de áreas basado en la presentación y evaluación de ofertas técnicas, orientado a asegurar selección objetiva, trazabilidad del proceso y condiciones claras para los interesados y en ese marco:

1. Se define el inventario de áreas disponibles y el procedimiento para su determinación, delimitación y clasificación, conforme a criterios técnicos, sociales, ambientales y normativos.
2. Se incorpora la nominación de áreas por parte de interesados, bajo condiciones definidas para su procedencia, delimitación y verificación de superposiciones.
3. Se prevé una etapa de habilitación destinada a verificar capacidades jurídicas, técnicas y financieras de los interesados, conforme a lineamientos que serán desarrollados en términos de referencia.

A su vez, el proyecto diferencia y estructura dos tipos de autorizaciones:

1. Autorización para estudios de evaluación y exploración: comprende dos fases secuenciales y permite desarrollar actividades orientadas a identificar y comprobar la existencia del recurso y caracterizar preliminarmente su potencial.

2. Autorización para explotación: de carácter independiente, otorgada exclusivamente sobre áreas en las que se haya definido la existencia de un yacimiento como resultado de las fases previas.

De manera complementaria, se incorporan herramientas para asegurar seriedad y cumplimiento, incluyendo la definición de garantías (seriedad, cumplimiento, responsabilidad civil extracontractual, desmantelamiento y abandono) y condiciones para prórrogas, renuncia, modificación de área y cambio de titularidad, con el fin de fortalecer la seguridad jurídica y desincentivar prácticas especulativas.

Términos de referencia y reglas operativas del proceso:

La regulación dispone que el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, adoptará términos de referencia que precisarán, entre otros aspectos:

1. Requisitos y criterios específicos para la habilitación: capacidad jurídica, técnica y financiera.
2. Condiciones de presentación, subsanación y evaluación de ofertas, incluyendo criterios para resolver coincidencias o traslapes.
3. Plazos del proceso, medios de interacción, requisitos documentales, montos y condiciones de garantías.
4. Hitos mínimos de seguimiento asociados al programa técnico-financiero, cronograma y curva S.

Con ello, se asegura un instrumento adaptable a la evolución del conocimiento y del mercado, sin perder objetividad, estandarización técnica y control institucional.

Operaciones de perforación, inyección, suspensión, abandono y desmantelamiento:

Se incorporan disposiciones técnicas transversales para perforación e integridad (equipo, fluidos, casing, cementación, sistemas de prevención, distancias seguras), reinyección de fluidos, seguridad operacional, suspensión temporal, abandono de pozos y desmantelamiento de facilidades, con observancia de estándares técnicos aplicables y buenas prácticas.

Seguimiento y gestión de información técnica:

La norma incorpora un esquema de seguimiento basado en obligaciones de reporte y entrega de información técnica durante la vigencia de las autorizaciones, con la siguiente finalidad:

1. Verificar el cumplimiento del programa técnico-financiero, el cronograma y la curva S.
2. Consolidar información técnica y geológica para fines científicos, técnicos, de planeación y construcción de conocimiento del subsuelo.

3. Garantizar trazabilidad y resguardo de información conforme a la normativa aplicable.

Además, se prevé la publicación de un registro público de áreas, como instrumento de transparencia sobre áreas solicitadas u otorgadas bajo las autorizaciones.

Participación social y encadenamientos productivos:

La propuesta incorpora lineamientos para un relacionamiento social orientado a la construcción de confianza, la socialización y la pedagogía sobre el recurso y las actividades del proyecto, así como la identificación de oportunidades de encadenamiento productivo local. En particular, se promueve el desarrollo del recurso considerando potenciales usos energéticos e industriales y el involucramiento territorial, en coherencia con los principios de Transición Energética Justa.

Coproducción y coexistencia con otros recursos del subsuelo:

La regulación contempla condiciones especiales para la coproducción cuando, en el marco de áreas destinadas a hidrocarburos, minería o geotermia, se identifiquen oportunidades de aprovechamiento conjunto del hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas. Para ello, se establecen reglas que informan y articulan a las autoridades sectoriales competentes, delimitan el área de coproducción, definen requisitos técnicos y precisan condiciones particulares en materia de duración, área y garantías, en armonía con los instrumentos habilitantes vigentes de cada sector.

En conjunto, los ejes descritos permiten materializar un marco regulatorio integral que coordina el acceso a áreas, el otorgamiento de autorizaciones y el desarrollo técnico de actividades en subsuelo, asegurando condiciones de seguridad operacional, sostenibilidad ambiental, transparencia y fortalecimiento del conocimiento geológico, como base para el desarrollo responsable del hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas en Colombia.

1.3. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abrajano, T. A., Sturchio, N. C., Bohlke, J. K., Lyon, G. L., Poreda, R. J., & Stevens, C. M. (1988). Methane-hydrogen gas seeps, Zambales Ophiolite, Philippines: Deep or shallow origin? *Chemical Geology*, 71(1–3), 211–222. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(88\)90116-7](https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90116-7)
- Aimikhe, V. J., & Eyankware, O. E. (2023). Recent Advances in White Hydrogen Exploration and Production: A Mini Review. *Journal of Energy Research and Reviews*, 13(4), 64–79. <https://doi.org/10.9734/JENRR/2023/V13I4272>
- Aiuppa, A., Shinohara, H., Tamburello, G., Giudice, G., Liuzzo, M., & Moretti, R. (2011). Hydrogen in the gas plume of an open-vent volcano, Mount Etna, Italy. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 116(10). <https://doi.org/10.1029/2011JB008461>
- Blay-Roger, R., Bach, W., Bobadilla, L. F., Reina, T., Odriozola, J. A., Amils, R., & Blay, V. (2024). Natural hydrogen in the energy transition: Fundamentals, promise, and enigmas. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 189). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113888>
- Boreham, C. J., Edwards, D. S., Czado, K., Rollet, N., Wang, L., van der Wielen, S., Champion, D., Blewett, R., Feitz, A., & Henson, P. A. (2021). Hydrogen in Australian natural gas: occurrences, sources and resources. *The APPEA Journal*, 61(1), 163. <https://doi.org/10.1071/aj20044>
- Canfield, D. E., Rosing, M. T., & Bjerrum, C. (2006). Early anaerobic metabolisms. *Philosophical Transactions of the Royal Society B: Biological Sciences*, 361(1474), 1819–1836. <https://doi.org/10.1098/rstb.2006.1906>
- Carrillo, A., Gonzalez, F., Rodriguez, G., & Moretti, I. (2023). Natural H2 Emissions in Colombian Ophiolites: First Findings. *Geosciences (Switzerland)*, 13(12), 1–17. <https://doi.org/10.3390/geosciences13120358>
- Congreso de la República de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014: Por Medio de la Cual se Regula la Integración de las Energías Renovables no Convencionales al Sistema Energético Nacional*. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

- Evans, B. W., Hattori, K., & Baronnet, A. (2013). Serpentinite: What, why, where? *Elements*, 9(2), 99–106. <https://doi.org/10.2113/gselements.9.2.99>
- Foh, S., Novil, M., Rockar, E., & Randolph, P. (1979). *Underground Hydrogen Storage-Final Report*.
- Gregory, S. P., Barnett, M. J., Field, L. P., & Milodowski, A. E. (2019). Subsurface microbial hydrogen cycling: Natural occurrence and implications for industry. In *Microorganisms* (Vol. 7, Issue 2). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/microorganisms7020053>
- Guélard, J., Beaumont, V., Rouchon, V., Guyot, F., Pillot, D., Jézéquel, D., Ader, M., Newell, K. D., & Deville, E. (2017). Natural H₂ in Kansas: Deep or shallow origin? *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 18(5), 1841–1865. <https://doi.org/10.1002/2016GC006544>
- Han, S., Tang, Z., Wang, C., Horsfield, B., Wang, T., & Mählstedt, N. (2022). Hydrogen-rich gas discovery in continental scientific drilling project of Songliao Basin, Northeast China: new insights into deep Earth exploration. In *Science Bulletin* (Vol. 67, Issue 10, pp. 1003–1006). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.scib.2022.02.008>
- Hirose, T., Kawagucci, S., & Suzuki, K. (2011). Mechanoradical H₂ generation during simulated faulting: Implications for an earthquake-driven subsurface biosphere. *Geophysical Research Letters*, 38(17). <https://doi.org/10.1029/2011GL048850>
- Klein, F., Bach, W., & McCollom, T. M. (2013). Compositional controls on hydrogen generation during serpentinization of ultramafic rocks. *Lithos*, 178, 55–69. <https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.03.008>
- Klein, F., Tarnas, J. D., & Bach, W. (2020). Abiotic Sources of Molecular Hydrogen on Earth. *Elements*, 16(1), 19–24. <https://doi.org/10.2138/GSELEMENTS.16.1.19>
- Lapi, T., Chatzimpiros, P., Raineau, L., & Prinzhofer, A. (2022). System approach to natural versus manufactured hydrogen: An interdisciplinary perspective on a new primary energy source. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(51), 21701–21712. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.039>
- Larin, N., Zgonnik, V., Rodina, S., Deville, E., Prinzhofer, A., & Larin, V. N. (2015). Natural Molecular Hydrogen Seepage Associated with Surficial, Rounded Depressions on the European Craton in Russia. *Natural Resources Research*, 24(3), 369–383. <https://doi.org/10.1007/s11053-014-9257-5>
- Lefevre, N., Truche, L., Donzé, F. V., Ducoux, M., Barré, G., Fakoury, R. A., Calassou, S., & Gaucher, E. C. (2021). Native H₂ Exploration in the Western Pyrenean Foothills. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 22(8). <https://doi.org/10.1029/2021GC009917>
- Maiga, O., Deville, E., Laval, J., Prinzhofer, A., & Diallo, A. B. (2023). Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali. *Scientific Reports*, 13(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-023-38977-y>
- Maiga, O., Deville, E., Laval, J., Prinzhofer, A., & Diallo, A. B. (2024). Trapping processes of large volumes of natural hydrogen in the subsurface: The emblematic case of the Bourakebougou H₂ field in Mali. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 640–647. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.131>
- Milkov, A. V. (2022). Molecular hydrogen in surface and subsurface natural gases: Abundance, origins and ideas for deliberate exploration. In *Earth-Science Reviews* (Vol. 230). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2022.104063>
- Patiño, C., Piedrahita, D., Colorado, E., Aristizabal, K., & Moretti, I. (2024a). Natural H₂ Transfer in Soil: Insights from Soil Gas Measurements at Varying Depths. *Geosciences*, 14(11), 296. <https://doi.org/10.3390/geosciences14110296>
- Patiño, C., Strapoć, D., Torres, O., Mullins, O., Bustos, U., Bermudez, O., López, A., Trujillo, M., & Morales, H. (2024b). First downhole sampling of a natural hydrogen reservoir in Colombia. *Frontiers in Energy Research*, 12. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1443269>
- Peters, J. W., Schut, G. J., Boyd, E. S., Mulder, D. W., Shepard, E. M., Broderick, J. B., King, P. W., & Adams, M. W. W. (2015). [FeFe]- and [NiFe]-hydrogenase diversity, mechanism, and maturation. *Biochimica et Biophysica Acta - Molecular Cell Research*, 1853(6), 1350–1369. <https://doi.org/10.1016/j.bbamcr.2014.11.021>
- Prinzhofer, A., Tahara Cissé, C. S., & Diallo, A. B. (2018). Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(42), 19315–19326. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193>
- Ramón, J., Teresa, M., Gotzon, A., Guilera, G. J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada* (2nd ed.).
- Sato, M., Sutton, A. J., & Mcgee, K. A. (1984). Anomalous Hydrogen Emissions from the San Andreas Fault Observed at the Cienega Winery, Central California. *PAGEOPH*, 122, 376–391.
- Sherwood, B., Onstott, T. C., Lacrampe-Couloume, G., & Ballentine, C. J. (2014). The contribution of the Precambrian continental lithosphere to global H₂ production. *Nature*, 516(7531), 379–382. <https://doi.org/10.1038/nature14017>
- Sleep, N. H., & Bird, D. K. (2007). Niches of the pre-photosynthetic biosphere and geologic preservation of Earth's earliest ecology. *Geobiology*, 5(2), 101–117. <https://doi.org/10.1111/j.1472-4669.2007.00105.x>

Templeton, A. S., Ellison, E. T., Kelemen, P. B., Leong, J., Boyd, E. S., Colman, D. R., & Matter, J. M. (2024). Low-temperature hydrogen production and consumption in partially-hydrated peridotites in Oman: implications for stimulated geological hydrogen production. *Frontiers in Geochemistry*, 2. <https://doi.org/10.3389/fgeoc.2024.1366268>

Wise, D. L., & Houghton, G. (1966). The diffusion coefficients of ten slightly soluble gases in water at 10-60°C. In *Chemical Engineering Science* (Vol. 21). Pergamon Press Ltd.

Zgonnik, V. (2020). The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. In *Earth-Science Reviews* (Vol. 203). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140>

1.4. ANÁLISIS DE ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA

Realizado el análisis correspondiente conforme lo dispone la Superintendencia de Industria y Comercio, en atención a lo señalado en el Capítulo 30, Abogacía de la Competencia, del Decreto 1074 de 2015, reglamentario del artículo 7 de la Ley 1430 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 2019, la Dirección de Hidrocarburos concluyó que el acto administrativo podría tener incidencia en la libre competencia económica. En razón de lo anterior, se solicitó el debido concepto a la citada Superintendencia.

De conformidad con el numeral 2 del artículo 1 de la Ley 962 de 2005, el artículo 39 del Decreto Ley 19 de 2012, el artículo 3 del Decreto Ley 2106 de 2019 y la Resolución 455 de 2021 del Departamento Administrativo de la Función Pública, la citada Entidad emitió concepto en relación con la adopción de trámites a través de la presente actuación administrativa.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

Las disposiciones contenidas en el proyecto de resolución se aplicarán a las personas jurídicas que desarrollen actividades de estudios de evaluación, exploración y explotación del hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas a este recurso; a los consorcios, uniones temporales u otras formas de asociación entre personas jurídicas que participen en dichas actividades; a las comunidades energéticas legalmente constituidas que intervengan en el desarrollo de estos proyectos; y a las demás personas jurídicas o entidades que, conforme a la normativa vigente, participen en cualquiera de las fases de estudios de evaluación, exploración o explotación del recurso.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

La Oficina Asesora Jurídica, conforme a su competencia funcional, procede a presentar la información relacionada con este acápite, en los siguientes términos:

Los artículos 20 y 21 de la Ley 2099 de 2021 facultan al Ministerio de Minas y Energía para definir los mecanismos, condiciones e incentivos propios de la regulación promueve el desarrollo e investigación de energéticos que provengan de fuentes orgánicas o renovables, con el fin de lograr su inclusión dentro de la matriz energética nacional, fomentar el consumo de estos en la cadena de distribución de combustibles líquidos y la promoción de otros usos alternativos de estos energéticos de última generación. Lo anterior, dentro del marco de hidrógeno blanco como Fuente No Convencional de Energía Renovable (FNCER), de conformidad con el numeral 26 del artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, adicionado por el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023.

Aunado a lo anterior, el numeral 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012 establece como funciones del Ministerio de Minas y Energía, entre otras, la formulación, adopción, coordinación y dirección de

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 <div style="text-align: right;"> SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Ministerio</small> </div>		
		T-GJ-F-01		
		<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">11-08-2023</td> <td style="width: 50%;">V-1</td> </tr> </table>	11-08-2023	V-1
11-08-2023	V-1			

políticas públicas relacionadas con actividades de aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país.

Por su parte, el artículo 2.2.7.1.15 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 1 del Decreto 2235 de 2023, dispone que corresponde al Ministerio de Minas y Energía, directamente o a través de quien este designe, definir y modificar el mecanismo de autorización para el desarrollo de proyectos de hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas, así como determinar los lineamientos, requerimientos y condiciones técnicas, económicas, financieras y jurídicas para el otorgamiento y ejecución de dicha autorización.

El artículo 2.2.7.1.15, junto con las disposiciones subsiguientes, establece los lineamientos mínimos sobre requerimientos técnicos y condiciones de capacidad y asignación, a partir de los cuales el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este designe, deberá expedir entre otras, la reglamentación de la coproducción de hidrógeno blanco, la coexistencia de proyectos y la entrega de información técnica por parte de los desarrolladores al Estado colombiano.

De conformidad con las citadas normas y las demás disposiciones referidas en la parte considerativa del proyecto normativo, se concluye que el Ministerio de Minas y Energía es la autoridad competente para expedir el proyecto normativo objeto de análisis.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

La Ley 1715 de 2014 fue publicada en el Diario Oficial 49150 de 13 de mayo de 2014, fue objeto de corrección mediante el Decreto 142 de 2015, así como también ha sido objeto de modificación a través de la Ley 1955 de 2019, el Decreto Ley 2106 de 2019, la Ley 2099 de 2021, la Ley 2294 de 2023 y se encuentra vigente.

La Ley 2099 de 2021 fue publicada en el Diario Oficial 51.731 de 10 de julio de 2021, modificada por la Ley 2294 de 2023 y se encuentra vigente.

La Ley 2294 de 2023 fue publicada en el Diario Oficial 52.400 del 19 de mayo de 2023, modificada por el Decreto Legislativo 180 de 2025 y se encuentra vigente.

El Decreto 1073 de 2015 fue publicado en el Diario Oficial 49.523 del 26 de mayo de 2015, adicionado por el Decreto 2235 de 2023, modificado por el Decreto 1467 de 2024 y se encuentra vigente.

El Decreto 2235 de 2023 fue publicado en el Diario Oficial No. 52.617 del 22 de diciembre de 2023 y se encuentra vigente.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con la expedición del acto administrativo en cuestión no se deroga, subroga, modifica, adiciona o sustituye disposición alguna.

3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción).

El Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía, rindió el informe sobre decisiones judiciales, mediante correo electrónico del 12 de febrero de 2026, en el que señaló lo siguiente:

“Por medio del presente se remite la relación de acciones judiciales identificadas en la base de datos del Grupo de Defensa Judicial, conforme a la consulta realizada.

- Ley 1715 de 2014: ARTICULOS 6 Y 20 DE LA LEY 1715 DE 2014 - se encuentra con proceso - 11001334104520160021200 - apoderado ORLANDO ENRIQUE LLATH BARRERA

-Artículo 235 de la Ley 2294 de 2023- Plan Nacional de Desarrollo - sin antecedente

-La Ley 2099 de 2021 - se encuentra con proceso - D-14880 - apoderado - NESTOR GUILLERMO MUÑOZ CABALLERO

- Decreto 2235 de 2023 - sin antecedentes

-Artículos 2.2.7.1.15, 2.2.7.1.16, 2.2.7.1.17, 2.2.7.1.18, 2.2.7.1.19, 2.2.7.1.20, 2.2.7.1.21, 2.2.7.1.22, 2.2.7.1.23 Y 2.2.7.1.24 del Decreto 1073 de 2015 - Específicamente de estos artículos no se cuenta con antecedentes”.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en las Resoluciones 40310 y 41304 del 2017, el texto del proyecto de acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios de la ciudadanía.

4. IMPACTO ECONÓMICO

No aplica, en la medida en que el objeto del presente acto administrativo se orienta al establecimiento de lineamientos para el otorgamiento de derechos destinados a la implementación de proyectos que tengan como finalidad realizar estudios de evaluación, exploración y explotación de hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas a este recurso en el territorio nacional.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el presente proyecto de resolución no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

El contenido del acto normativo propuesto contribuye a la transformación energética del país y garantiza la competitividad de las industrias minero-energéticas ante los escenarios de clima cambiante.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Hidrocarburo</small>	T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

Además, aporta al cumplimiento de los lineamientos establecidos por el CONPES 4075 del 2022, a través del cual se consolidaron acciones, estrategias intersectoriales y políticas públicas para llevar a cabo el proceso de transición energética del país y la promoción del crecimiento económico, energético, tecnológico, ambiental y social.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

No aplica. Sin embargo, el sustento técnico del proyecto normativo fue desarrollado en el apartado “Estado del Arte sobre el Hidrógeno Blanco”, el cual integra evidencia científica internacional, estudios académicos nacionales y resultados técnicos recientes obtenidos en territorio colombiano.

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	X
Cuestionario de abogacía de la competencia	X
Documentos de Soporte:	N/A

Aprobó:

DANIEL AUGUSTO JORGE EL SAIH SANCHEZ
 Jefe Oficina Asesora Jurídica

JULIÁN FLÓREZ QUIROGA
 Director de Hidrocarburos

Elaboró: Angie Camila Roldan Bedolla, Melissa Valencia Duque, Diego Alejandro Suancha Robayo, Shaired Vergel Navarro - DH

Revisó: María Camila Rincón Tarazona, María Alejandra Socarrás Moreno - DH

Paola Pérez Mendivelso, Juan Guillermo Garzon Martínez, Yolanda Patiño Chacón - OAJ

Aprobó: Julián Flórez Quiroga - DH

Daniel Augusto Jorge El Saieh Sánchez - OAJ