



Universidad Internacional de La Rioja

Facultad de Derecho

Máster Universitario en Derecho de la Energía
y Transición Energética

Hidrógeno Verde.

**Hacia un Nuevo Modelo de Exportación en
Colombia**

Trabajo fin de estudio presentado por:	Luis Fernando Mercado Álvarez
Tipo de trabajo:	Trabajo de investigación
Utilizar si se necesita alguna tipología más:	
Director/a:	Marina Paradela García
Fecha:	18 de julio de 2023

Resumen

El gobierno colombiano con el propósito de cumplir con un modelo de transición energética justa con la apuesta al hidrógeno de bajas emisiones (verde y azul), en su hoja de ruta plantea metas para los años 2030 y 2050, tanto para la oferta como para la demanda, situando en el largo plazo, la exportación del vector energético. No obstante, a partir del análisis de los instrumentos regulatorios actuales del sector del gas natural posiblemente se debe habilitar en el corto y mediano plazo su exportación e importación a fin de acelerar el crecimiento de la demanda interna, si bien, el sistema nacional de transporte (SNT) podría presentar mayores desafíos técnicos y económicos que el sistema de interconexiones internacionales y de dedicación exclusiva.

Palabras clave: hidrógeno verde y azul, comercio exterior, obligaciones de servicios públicos, estructura e infraestructura del gas natural.

Abstract

The Government of Colombia, with the purpose of complying with a just energy transition model with the commitment to low-emission hydrogen (green and blue), in its roadmap sets goals for the years 2030 and 2050, for supply and for demand, situating in the long term the export of the energy vector. However, based on the analysis of the current regulatory instruments of the natural gas sector, its importation and exportation may have to be enabled in the short and medium term, in order to accelerate the growth of domestic demand, although the national transportation system (NTS) could presents greater technical and economic challenges than the international interconnection system and exclusive connection.

Keywords: green and blue hydrogen, foreign trade, public services obligations, natural gas structure and infrastructure.

Índice de contenidos

1.	Introducción	8
1.1.	Justificación del tema elegido	12
1.2.	Problema y finalidad del trabajo	14
1.3.	Objetivos	15
2.	Marco teórico y desarrollo	16
2.1.	Propiedades, características de los gases de bajas emisiones y su importancia para el medio ambiente.	16
2.1.1.	Plantas de Refinería.....	18
2.1.2.	Plantas de Licuefacción y gasificación.....	19
2.1.3.	Avances en materia de exportación e importación de hidrógeno de bajas emisiones.	20
2.2.	Estado del arte de los instrumentos regulatorios.....	22
2.3.	Estado del arte de la hoja de ruta del hidrógeno de bajas emisiones e instrumentos de regulación para el transporte y distribución con fines de importación y exportación.....	24
2.4.	Evolución normativa del gas natural e instrumentos de regulación para el transporte, distribución y exportación de hidrógeno de bajas emisiones.	29
2.4.1.	Instrumentos regulatorios para la estructura del gas natural y su adaptabilidad para el hidrógeno de bajas emisiones.....	29
2.4.2.	Análisis de las obligaciones de servicio público en la infraestructura del gas natural y su aplicación para el hidrógeno de bajas emisiones.	35
2.4.2.1.	Sistema de infraestructura del gas natural	35
2.4.2.2.	De los mecanismos de mercado o centralizados para el desarrollo de infraestructura de gas natural y su importancia para el hidrógeno de bajas emisiones.	41
2.4.2.3.	De la operación y regulación del ingreso y salida del gas natural en el SNT e infraestructura de transporte y distribución.....	45

2.4.2.4. Potencialidades de la infraestructura de transporte y distribución y la propuesta del comercio exterior como modelo de negocio para impulsar la transición energética.	47
2.5. Estado del arte de los procesos aduaneros en Colombia para su aplicación en el proceso de exportación e importación de hidrógeno de bajas emisiones.	54
3. Conclusiones	58
Referencias bibliográficas	62
Listado de abreviaturas	72

Índice de figuras

Figura 1. «Boletín Técnico Índice de Producción Industrial (IPI)».....	10
Figura 2. «Métodos de producción de hidrógeno y sus colores»	17
Figura 3. «Plan Estratégico de Hidrógeno del Grupo Ecopetrol - Ecopetrol Group Hydrogen Strategic Plan»	19
Figura 4.«Estructura del Sector del Gas Natural en Colombia».....	32
Figura 5. «Red existente de gasoductos en Colombia»	37
Figura 6. «Empresas transportadoras en Colombia»	38

Índice de tablas

Tabla 1. «Instrumentos Jurídicos para introducir competencia en las actividades».	34
--	----

1. Introducción

A raíz de los cambios climáticos que ha experimentado el mundo y considerando los nuevos objetivos climáticos propuestos, especialmente el dispuesto en el artículo 2 del Acuerdo de París del año 2015, cuyo compromiso es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2, preferiblemente a 1,5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales (año 1990), los países han optado por un proceso de transición energética gradual, tendiente a la búsqueda de nuevas fuentes de generación de energía primaria que conlleve a transformar el modelo económico tradicional a una actividad económica sostenible. El modelo económico sostenible implica cambios sustantivos en **la matriz y vectores energéticos**, como quiera que se requiere realizar una transición de fuentes primarias y secundarias convencionales a no convencionales.

En ese entendido, se plantea como solución a los problemas energéticos del mundo la sustitución de las fuentes primarias y secundarias convencionales por aquellas no convencionales, con una apuesta a nivel mundial para una transición, en la búsqueda de la electrificación y aplicación del hidrógeno de bajas emisiones en todo el modelo económico.

No obstante lo anterior, la alta intermitencia de las fuentes primarias renovables para la generación de energía, sumado a los inconvenientes identificados de electrificación para algunos sectores como el industrial y el de transporte de carga pesada y su almacenamiento, presentan un desafío mayor que implica utilizar alternativas de energías de respaldo a las energías renovables. Por lo anterior, el modelo de transición energética justa invita a las naciones a seguir combinando las fuentes primarias convencionales y no convencionales pero a partir de un proceso de transformación hacia un resultado positivo con bajas emisiones de gases efecto invernadero y, para ello, el vector principal se sustentaría en la apuesta al hidrógeno y al biometano.

El hidrógeno, cuya fórmula química es H_2 , constituiría la principal atracción del modelo por su flexibilidad y versatilidad, habida cuenta de que puede ser obtenido de diferentes fuentes de energía primaria y, a su vez, ser utilizados sus derivados como el amoníaco y el metanol para varios sectores de la economía (industria química, fertilizantes, transporte de carga pesada y

combustión para producción de electricidad y calefacción, entre otros usos), con el fin de abastecer la demanda de una zona geográfica determinada. En esa medida, el hidrógeno, al plantearse como la principal apuesta a nivel comercial mundial para satisfacer la demanda, supone que, para su regulación, todo el marco normativo se vea obligado a la necesidad de expedir nuevas normas y actualizar las existentes.

En ese escenario, Colombia, por ser un país privilegiado por su diversidad de ecosistemas y de recursos naturales renovables y no renovables (desiertos, océano atlántico y pacífico, selva amazónica, gas natural, petróleo crudo, carbón mineral, etc.), muestra una hoja de ruta con un alto potencial de exportación de hidrógeno verde y azul (hidrógeno de bajas emisiones), lo cual nos obliga a realizar un ejercicio de análisis de su marco normativo a fin de adaptarlo a las nuevas realidades energéticas y expandir el uso de este gas con una cadena de valor sólida para su exportación.

Como muestra del alto valor de producción nacional y de explotación de sus recursos naturales, el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE)¹, expidió el 14 de abril de 2023 el boletín técnico, Índice de Producción Industrial², en el que se refleja que las actividades industriales como la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, extracción de petróleo crudo y gas natural, coquización, refinación de petróleo y mezcla de combustibles, tuvieron variaciones positivas en enero -febrero 2023 frente a enero - febrero de 2022.

¹ DANE es la entidad encargada, conforme al artículo 1.1.1.1 del Decreto 1170 del 2015, de «(...) garantizar la producción, disponibilidad y calidad de la información estadística estratégica, y dirigir, planear, ejecutar, coordinar, regular y evaluar la producción y difusión de información oficial básica».

² DANE 2023. Boletín Técnico. Índice de Producción Industrial (IPI). Define en la página 2 el IPI como aquel que permite «(...) estimar la evolución mensual de los sectores minero energético, manufacturero, suministro de electricidad y gas, y captación, tratamiento y distribución de agua en el corto plazo, a través de la variable de producción real. Se toma a nivel nacional y para 26 dominios industriales establecidos con base en la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas CIIU Rev. 4 adaptada para Colombia (...)»

Figura 1. «Boletín Técnico Índice de Producción Industrial (IPI)».

(Enero - Febrero 2023 / enero - Febrero 2022) Pr			
Clase	Descripción	Variación %	Contribución p.p.
T_IPI	Total Índice de Producción Industrial	0,9	
1900	Coquización, refinación de petróleo y mezcla de combustibles	20,4	0,8
0600	Extracción de petróleo crudo y gas natural	3,1	0,4
3510	Generación, distribución y comercialización de energía eléctrica	3,3	0,3
1100	Elaboración de bebidas	2,7	0,2
2000	Fabricación de sustancias y productos químicos	2,2	0,2
2300	Fabricación de otros productos minerales no metálicos	2,5	0,1
1800	Actividades de impresión y de producción de copias	8,0	0,1
1400	Confección de prendas de vestir	3,4	0,1
1000	Elaboración de productos alimenticios	0,5	0,1
2400	Fabricación de productos metalúrgicos básicos	3,5	0,1
3200	Otras industrias manufactureras	7,5	0,1
2800	Fabricación de maquinaria y equipo n.c.p.	4,3	0,0
1600	Transformación de la madera y fabricación de productos de madera	2,2	0,0
3600	Captación, tratamiento y distribución de agua	0,1	0,0
3520	Distribución de combustibles gaseosos por tuberías	-1,2	0,0
3100	Fabricación de muebles, colchones y somieres	-6,4	0,0
2500	Fabricación de productos elaborados de metal, excepto maquinaria y equipo	-3,8	-0,1
1500	Curtido y recurtido de cueros y productos de cuero	-13,3	-0,1
0510	Extracción de hulla (carbón de piedra)	-1,9	-0,1
3000	Fabricación de otros tipos de equipo de transporte	-16,8	-0,1
2700	Fabricación de aparatos y equipo eléctrico	-6,8	-0,1
2900	Fabricación de vehículos automotores, remolques y semirremolques	-13,8	-0,1
1300	Fabricación de productos textiles	-14,8	-0,2
2100	Fabricación de productos farmacéuticos, sustancias químicas medicinales y productos	-7,5	-0,2
2200	Fabricación de productos de caucho y de plástico	-7,2	-0,2
1700	Fabricación de papel, cartón y productos de papel y cartón	-9,5	-0,3

Fuente: DANE, Índice de Producción Industrial, febrero 2023, con información de EMMET, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Gestor del Mercado del Gas en Colombia BEC, XM, EAAB, EPM, EMCALI.

Al respecto, es indispensable considerar que Colombia, en su hoja de ruta del hidrógeno, plantea metas para los años 2030 y 2050, tanto para la oferta como para la demanda.

Con relación a los objetivos para la oferta al año 2030, pretende desarrollar una producción para el hidrógeno verde de 1-3 GW de capacidad instalada de electrólisis, con **costos de 1,7 USD/kg**, con una estrategia de ubicación en el departamento de la Guajira y cerca de lugares de consumo, con el propósito de proyectar este nuevo sector hacia un proceso de exportación en el año 2050.

A su vez, plantea para el hidrógeno azul una producción de 50 kT (unidades de energía) en plantas SMR (“Steam Methane Reforming” o Reformado de Metano a Vapor) existentes o nuevas, apostando a la tecnología de captura de CO2 para su almacenamiento o utilización (“carbon capture, use and storage” o CCUS)..

En lo atinente a la demanda, en el corto y mediano plazo, se pretende su utilización en actividades industriales y transporte, tales como refinación, industrias químicas y fertilizantes mediante: i) el fomento del uso del hidrogeno en la industria en un 40%; ii) el fomento del desarrollo de estaciones de servicio de hidrógeno (hidrogeneras) en grandes núcleos de población y cerca del consumo; y iii) la adquisición de vehículos de hidrógeno para aplicaciones de gran recorrido como taxis o furgonetas de reparto.

Para el año 2050, en el largo plazo, se espera la exportación de hidrógeno verde y azul a países asiáticos (China, Japón, Corea e India), a la Unión Europea y Estados Unidos. Su desarrollo dependerá del aumento de la demanda y, para ello, se establece como estrategia fomentar el desarrollo de la cadena de valor a través de 4 ejes de actuación: i) habilitadores jurídicos y regulatorios; ii) instrumentos de desarrollo de mercado; iii) apoyo del despliegue de infraestructura; y iv) impulso al desarrollo tecnológico e industrial.

Las metas propuestas en la hoja de ruta del hidrógeno tienen desafíos técnicos y jurídicos, sobre todo para adecuar los sistemas de infraestructura (gasoductos de transporte y distribución) actuales, en la medida de que estas infraestructuras se encuentran diseñadas en cuanto a su presión, masa y demás aspectos técnicos para el gas natural (metano), lo cual amerita prestar atención a la determinación de los riesgos y las importantes inversiones de recursos para su adecuación.

Al depender la exportación del aumento de la demanda y del crecimiento acelerado del hidrógeno, resulta necesario, para contribuir a la toma de decisiones e incentivar la inversión de recursos en proyectos de plantas de hidrógeno y construcción de hidrodutos, que mediante el presente documento se pueda realizar un análisis de los instrumentos regulatorios y legislativos propuestos por Colombia para el impulso del hidrógeno, cotejándolos con aquellos presentados para la transición hacia la liberalización de los sectores del gas natural y eléctrico en la Unión Europea.

Con base en lo anterior, el presente trabajo de fin de máster se enmarca, en la línea de largo plazo (exportación e importación), en el análisis de uno de los cuatro (4) ejes de actuación establecidos en la hoja de ruta de Colombia, esto es, habilitadores jurídicos y regulatorios para

la cadena de valor de transporte y distribución del hidrógeno, con el propósito de abordar desde una visión comparada, con base en la normativa expedida por la Unión Europea, aspectos tales como: los avances en la adecuación de la infraestructura del sistema gasista (gasoductos de transporte y distribución) para transportar y distribuir el hidrógeno, la creación de nueva infraestructura y aspectos claves de los nuevos hidroductos, los instrumentos regulatorios para implantar competencias en los segmentos de transporte y distribución de la cadena de valor para separar las actividades y permitir el acceso libre a las redes, a fin de liberalizar el nuevo sector que se abre, establecer gestores de redes o agentes similares al sistema gasista, estudiar las tecnologías existentes para conocer su finalidad con el objeto de sugerir instrumentos jurídicos para impulsar o acelerar el proceso de exportación y establecer alianzas estratégicas entre los propietarios de redes de transporte y distribución y los productores para acceder a las redes.

Así las cosas, es necesario revisar el marco normativo colombiano abordando la cadena de valor de transporte y distribución del hidrógeno verde y azul, en el marco de su hoja de ruta planteada para el período 2030-2050, a través de una visión comparada con otros marcos regulatorios en la materia, a fin de identificar los vacíos normativos y proponer pautas que sirvan para la legislación colombiana en el proceso de impulso de exportación e importación.

1.1. Justificación del tema elegido

El presente trabajo de fin de máster se centrará en analizar el marco regulatorio actual para el proceso de exportación del hidrógeno y sus derivados, considerando los objetivos estratégicos de Colombia. Para tal efecto, es indispensable realizar un trabajo de investigación acerca de las herramientas normativas y las políticas públicas de los países donde se focalizará la exportación y extraer aquellos instrumentos jurídicos y regulatorios que permitan enriquecer el marco normativo y la visión del despliegue del hidrógeno en Colombia para las cadenas de transporte y distribución.

El estudio de los instrumentos regulatorios permitirá a Colombia introducir en la cadena de valor de transporte y distribución un panorama de liberalización del nuevo modelo económico que se apertura. Por lo anterior, al implantar los instrumentos regulatorios en la cadena de

transporte y distribución para el hidrógeno, se garantizará una libre competencia en la producción y comercialización que conllevará a generar mayores inversiones de recursos por parte del sector privado y público o la combinación de ambos para desarrollar proyectos sostenibles que permitan desplegar y acelerar el proceso de exportación y, en ese sentido, al cumplimiento de los objetivos de Colombia en el proceso de la transición energética.

Respecto de lo anterior, se propone realizar un estudio de los instrumentos regulatorios, jurídicos y legislativos existentes, partiendo del análisis de documentos, publicaciones, normas jurídicas y las hojas de ruta propuestas y cotejar el marco jurídico colombiano para concluir en aportes a su proceso de exportación.

A fin de cumplir con lo expuesto, se propone adelantar las siguientes fases que compondrían la metodología:

Fase 1: Recolección de Información.

- Estudiar información acerca del sistema energético actual colombiano en la cadena de valor de transporte y distribución.
- Estudiar la hoja de ruta de hidrógeno de Colombia en su cadena de transporte y distribución.
- Identificar los documentos, publicaciones, normas jurídicas y la hoja de ruta propuesta de España, de la que se puedan extraer instrumentos regulatorios del sector energético o los procesos actuales de exportación e importación de hidrógeno de bajas emisiones.
- Caracterizar las tecnologías disponibles para la producción de hidrógeno de bajas emisiones.
- Identificar el sistema de certificación del origen de su producción para desincentivar los combustibles fósiles.

Fase 2: Análisis de Información. En esta fase se estudiará por separado el transporte y distribución considerando los siguientes aspectos:

- Identificar y analizar los instrumentos regulatorios del sector energético colombiano.

- Identificar y analizar la incidencia de los instrumentos regulatorios y/o jurídicos del gas natural en el transporte y distribución de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia para aportar al proceso de exportación.
- Analizar las tecnologías disponibles para la producción de hidrógeno de bajas emisiones.
- Analizar los acuerdos y/o alianzas estratégicas para los agentes de los segmentos de transporte y distribución.

Fase 3: Conclusiones y recomendaciones.

1.2. Problema y finalidad del trabajo

Considerando que Colombia, mediante su hoja de ruta, vislumbra con un alto potencial de exportación de hidrógeno de bajas emisiones y que al depender la exportación del aumento de la demanda, del crecimiento acelerado del hidrógeno y, sobre todo, de los sistemas de infraestructura (gasoductos de transporte y distribución) actuales, es necesario proponer mediante el presente TFM soluciones a los desafíos jurídicos que pudiera enfrentar el despliegue del hidrógeno en Colombia, identificando los vacíos normativos.

Lo anterior, considerando que al realizar un análisis de los instrumentos regulatorios y sugerir su implementación en la legislación colombiana, se podría contribuir a generar mayor competencia al nuevo sector de hidrógeno de bajas emisiones, lo cual redundaría en la liberalización del mismo e incentivar la inversión (privada y pública), bien sea para i) la construcción y/o desarrollo de redes de distribución y transporte; ii) adaptación de los sistemas de redes actuales de gas natural a las necesidades demandantes del hidrógeno de bajas emisiones; iii) estructura de la cadena de valor de hidrógeno de bajas emisiones; y iii) alianzas estratégicas nacionales e internacionales entre propietarios de las redes de transporte y distribución del sistema gasista, grandes consumidores, productores y gobierno de Colombia.

1.3. Objetivos

Objetivo General: Establecer el potencial del comercio exterior (exportación e importación) en la cadena de valor, con el fin de acelerar el crecimiento de la demanda interna y, por consiguiente, de la oferta del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia, mediante pautas aplicables a la legislación colombiana en el marco de la hoja de ruta 2030-2050 adoptada para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y los instrumentos regulatorios existentes.

El presente trabajo de fin de máster tiene como **objetivos específicos** los siguientes:

1. Identificar los instrumentos regulatorios para implantar competencias en los segmentos de transporte y distribución de la cadena de valor en el nuevo sector que se apertura.
2. Conocer los avances y planteamientos acerca de los nuevos hidroductos y la adecuación de la infraestructura del sistema gasista (gasoductos de transporte y distribución) para transportar, distribuir y comercializar el hidrógeno en los diferentes países.
3. Identificar instrumentos jurídicos y regulatorios para impulsar el proceso de exportación e importación.
4. Identificar instrumentos jurídicos para formalizar alianzas estratégicas para los agentes de los segmentos de transporte y distribución de la cadena de valor, entes gubernamentales o entre países.

2. Marco teórico y desarrollo

2.1. Propiedades, características de los gases de bajas emisiones y su importancia para el medio ambiente.

El hidrógeno es definido por la RAE (Real Academia Española) como el «Elemento químico de núm. atóm. 1, el más ligero de todos y el más abundante en el universo, que, combinado con el oxígeno, forma el agua, y se utiliza como combustible y en la industria química»

Las principales materias primas fósiles (petróleo, gas, carbón) están compuestas por carbono e hidrógeno y los diversos gases y derivados líquidos que de estos hidrocarburos se desprenden, tales como: Metano (CH₄), Propano (C₃ H₈), Butano (C₄ H₁₀), Naftas livianas y pesadas (C₁₂H₂₆), Kerosene Jet A1, Gasoil liviano y pesado, Benceno (C₆H₆) y Tolueno (C₆H₅CH₃) igualmente contienen este elemento. La producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos, principalmente gas natural y carbón, es el método actualmente más extendido y da como resultado el llamado hidrógeno “gris”, que corresponde al 98% de la producción mundial. Sin embargo, este proceso de producción también produce grandes emisiones, al liberar el carbono a la atmósfera. Para evitarlas, se puede añadir una unidad de captura de emisiones y disponer del carbono capturado, ya sea por su uso o almacenamiento permanente (CCUS). El hidrógeno producido de esta manera es de bajas emisiones, conocido como hidrógeno “azul”.

Este hidrógeno de bajas emisiones se constituiría en un vector energético versátil que, además de ser extraído de las referidas materias primas con el nuevo proceso de producción, reemplazaría varios de los combustibles mencionados, lo que se traduciría en mayor eficiencia y ahorro energético, y, sobre todo, menor impacto medio ambiental.

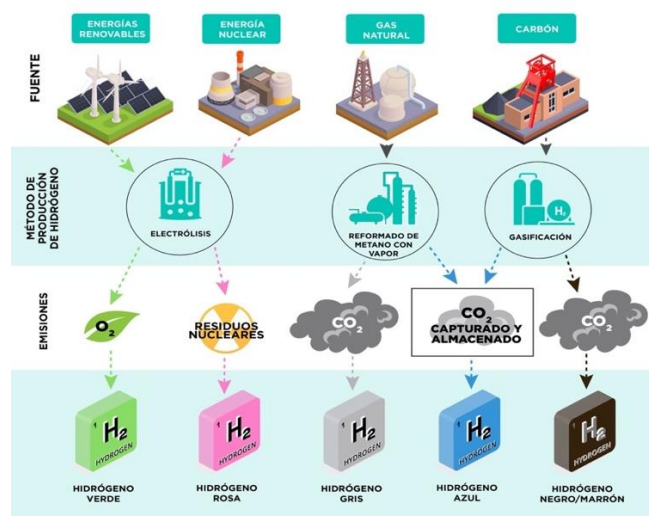
En relación con lo anterior, es importante mencionar que, actualmente, los procesos de refine y tratamiento de las referidas materias primas, así como el uso de los combustibles que de estas se derivan, en distintos sectores de la economía, contribuyen a la liberación de CO₂ a la atmósfera, lo que se traduce en mayor contaminación medio ambiental.

En concordancia con las propiedades y características de las materias primas fósiles, encontramos que la generación y/o producción del hidrógeno de bajas emisiones adquiere diferentes denominaciones (hidrógeno gris, hidrógeno azul, hidrógeno rosa, hidrógeno verde e hidrógeno blanco), dependiendo de aspectos como:

- a. La fuente de la cual se origina: i) fósiles (gas natural, petróleo, carbón), ii) renovables (fuentes de energía eólica, oceánica, fotovoltaica, biomasa, solar de alta temperatura) o iii) energía limpia (nuclear-fusión, fisión).
- b. La tecnología empleada: si bien existen diferentes métodos para la producción del hidrógeno, los principales métodos, por su potencial de producción, son la Electrólisis, mediante la cual se genera el denominado hidrógeno verde, que es el más amigable con el medio ambiente, pues produce 0 emisiones de GEI; métodos como el Reactor del reformado con vapor del gas natural o reformado de metano con vapor (SMR) ; la Oxidación parcial del metano (POX) y el Reformado autotérmico (ATR) para producir gas de síntesis, hidrógeno gris o hidrógeno azul, respectivamente.

Con base en lo anterior, para mayor ilustración, el esquema gráfico para la clasificación del hidrógeno, puntualmente para los de bajas emisiones (azul, verde y rosa), sería el siguiente:

Figura 2. «Métodos de producción de hidrógeno y sus colores»



Fuente: Cic Energi Gune, mayo 2022.

Ahora bien, antes de entrar en materia regulatoria y para efectos de comprender los desafíos técnicos y la adaptabilidad del hidrógeno de bajas emisiones en la cadena de valor, es indispensable explicar someramente el funcionamiento de las plantas y las responsabilidades que podrían asumir en cuanto a los retos de la transición energética.

2.1.1. Plantas de Refinería.

Con base en el «Plan Estratégico de Hidrógeno del Grupo Ecopetrol», en el que se definió la estrategia del hidrógeno de bajas emisiones (azul, verde y blanco), el Grupo Ecopetrol viene desplegando un proyecto piloto de generación de hidrógeno verde diario de 20 kg de alta pureza (99.999%).

De las cinco refinerías existentes en Colombia, ubicadas en Cartagena (Bolívar), Barrancabermeja (Santander), Yopal (Casanare), Villavicencio (Meta) y Orito (Putumayo), sólo las de Cartagena y Barrancabermeja producen hidrógeno verde mediante la instalación de un electrolizador de tecnología PEM (*Proton Exchange Membrane*, por sus siglas en inglés) de 50 kilovatios, cuyo propósito es: i) mezclarse con el hidrógeno gris para generar un combustible más amigable con el medio ambiente y ii) eliminar en la unidad de nafta el azufre, nitrógeno y dióxido de carbono, para que no puedan liberarse a la atmósfera. Este piloto permitirá iniciar con el crecimiento gradual de la demanda interna del país para efectos de habilitar el proceso de exportación e importación.

Figura 3. «Plan Estratégico de Hidrógeno del Grupo Ecopetrol - Ecopetrol Group Hydrogen Strategic Plan»



Fuente: Grupo Ecopetrol, Plan Estratégico de Hidrógeno del Grupo Ecopetrol, enero 2022.

2.1.2. Plantas de Licuefacción y gasificación.

Las plantas de licuefacción y gasificación revisten gran importancia, toda vez que facilitarían el transporte del hidrógeno de bajas emisiones, una vez este sea transformado a estado líquido. El proceso es el siguiente: el gas natural es transformado en gas natural licuado (GNL) mediante proceso criogénico en las plantas de licuefacción en origen, ese GNL es transportado por vía terrestre en tanques criogénicos, o marítima en los diferentes buques (buque metanero), para ser llevado a las plantas de gasificación en las que, a través de un vaporizador, se pasa a estado gaseoso para su inyección en los gasoductos.

Una propuesta novedosa, alternativa al método tradicional de las plantas de regasificación y almacenaje en tierra, que contribuiría al transporte del hidrógeno de bajas emisiones, podríamos encontrarla en el buque de transporte en el que, a su vez, se realizarían los procesos de regasificación y almacenaje (*Buque FSRU, Floating Storage and Regasification Unit en régimen «empty and leave»*), lo que se traduciría en disminución de costes para la importación de gas, en comparación con una planta *onshore*.

Colombia, desde 2017, posee en la Ciudad de Cartagena el buque «Grace», reconvertido en FSRU, con capacidad de regasificación y almacenamiento de 170.000 m³. (UPME, 2017, pp. 25 a 38).

La referida infraestructura de regasificación y almacenamiento podría servir al proceso de importación y exportación de hidrógeno de bajas emisiones, una vez se realicen los estudios para adaptar los buques a la nueva producción de hidrógeno puro. Como se puede observar en el plan estratégico del Grupo Ecopetrol, el cual está alineado a la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, se encuentra en estudio la posibilidad de mezclar gas natural con hidrógeno para su inyección en la red, a fin de su transporte y distribución para usos finales.

Una vez expuestos los aspectos básicos atinentes a los métodos de producción, abordaremos los métodos de transporte del hidrógeno de bajas emisiones, cuyo análisis resulta esencial para comprender los avances en materia de importación y exportación del hidrógeno. Lo primero que se debe referir es que el hidrógeno puede transportarse en estado: i) gaseoso, mediante gasoductos o hidrodutos, en forma de mezcla con gas metano o hidrógeno puro respectivamente; ii) líquido, en condiciones similares al GNL, el cual es recomendable para los fines de importación y exportación; y iii) combinado, mediante la transformación en portadores de hidrógeno por reacción química, como el metanol, el octano, el amoniaco o los derivados amónicos, y los líquidos orgánicos como el metilciclohexano (MCH) o el 12-H N-etilcarbazol (NEC).

2.1.3. Avances en materia de exportación e importación de hidrógeno de bajas emisiones.

Respecto a los avances en la primera cadena mundial de suministro para importación y exportación de hidrógeno, podemos referir que en el año 2020, la Organización para el Desarrollo Tecnológico y de la Nueva Energía (NEDO), como entidad pública que depende del Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón, en alianza con una planta ubicada en Brunei Darussalam, realizaron el primer transporte de hidrógeno, mediante el líquido orgánico metilciclohexano (MCH), el cual es una mezcla de hidrógeno con el tolueno (derivado del

refine del petróleo), para su uso en la turbina de gas de la planta de energía de Mizue, en la refinería de TOA OILS KEIHIN, localizada en la zona costera de Kawasaki (Japón).

La cadena de importación y exportación se realiza mediante la construcción del producto denominado SPERA, que se produce en la planta de hidrogenación ubicada en Brunei, que comenzó su construcción en abril de 2018 y entró en funcionamiento en 2020. En esta planta de deshidrogenación se efectúa un proceso de separación del hidrógeno y el tolueno y este último, en cumplimiento de los trámites aduaneros, se realice su reexportación a Brunei para ser reutilizado nuevamente como líquido portador para el hidrógeno de bajas emisiones. El hidrógeno extraído se puede inyectar en los gasoductos o redes, sin embargo, es utilizado como combustible para la turbina de gas de la planta de energía de Mizue (Japón). (Chiyoda's , SPERA Hydrogen Demonstration Project 2022 April).

Con base en lo expuesto, estos proyectos demuestran avances para el crecimiento de la demanda del hidrógeno, pues se evidencia la implementación de toda la cadena de valor del hidrógeno (producción, transporte, distribución, exportación e importación y utilización como combustible en Japón), lo que promueve el análisis de la normativa referente a la cadena de transporte y distribución con fines de importación y exportación, y la realización de propuestas concretas sobre la materia, a partir del estudio de la respectiva normativa regulatoria del gas natural y en concordancia con las hojas de ruta del hidrógeno.

En síntesis, no cabe duda de que el impulso del hidrógeno de bajas emisiones conlleva innumerables ventajas a todo nivel, pero tampoco pueden obviarse las dificultades atinentes a su transporte y distribución por redes, ductos, dada su presión y amplio rango de inflamabilidad, a pesar de lo cual se encuentran importantes avances en cuanto a los procesos tecnológicos para su importación y exportación.

Por lo tanto, resulta indispensable realizar un análisis de la normativa regulatoria del gas natural y el hidrógeno de bajas emisiones en la cadena de transporte y distribución, así como del respectivo proceso de importación y exportación, a efectos de comprender el alcance del nuevo modelo económico derivado del crecimiento de la demanda del hidrógeno de bajas emisiones en la dinámica socioeconómica Colombia y la importancia de que el estado

Colombiano enfoque los esfuerzos en esta cadena de valor que será la que en realidad impulse la demanda interna y no al contrario, si bien, en la hoja de ruta se señala que la demanda interna deberá estar abastecida para que el proceso de exportación pueda realizarse en el largo plazo al año 2050.

Ahora bien, antes de los análisis es indispensable diferenciar el Derecho de la Energía como género del componente regulatorio como especie, con el fin de aclarar los tipos de instrumentos que podrían ser objeto del presente trabajo de fin de máster y la importancia del cuidado en la imposición de las obligaciones de servicio público de interés económico general a través de los mismos.

2.2. Estado del arte de los instrumentos regulatorios.

El Derecho de la Energía surgió a raíz de la evolución normativa y crecimiento económico de los distintos sectores energéticos, por lo que adquirió autonomía por la necesidad de incorporar en el ordenamiento jurídico un contenido claro de principios, reglas, autoridades regulatorias y judiciales. DEL GUAYO CASTIELLA, I. (2020, p. 313), define el Derecho de la Energía:

«(...) como aquella parte del ordenamiento jurídico que establece las reglas para que el suministro final de energía a los usuarios sea seguro, económicamente eficiente y sostenible medioambientalmente. Lógicamente, está constituido por normas de derecho público y de derecho privado, de origen internacional, europeo, nacional, autonómico y local, agrupadas *ratione materiae*. Una parte importante del derecho de la energía tiene que ver con la regulación de las actividades energéticas».

Como se desprende de la definición de DEL GUAYO CASTIELLA, el componente regulatorio es parte esencial del Derecho de la energía, en razón a que permite a los Estados su función reguladora. El componente regulatorio podríamos catalogarlo como una *función pública* que, en el ámbito actual energético, debe comportar, con la expedición de los instrumentos

jurídicos, un grado de flexibilidad en sus acciones político-administrativas a la hora de la imposición de las obligaciones de servicio de interés económico general, para que los mercados puedan liberalizarse a causa de la excesiva regulación o a causa de la excesiva desregulación.

Al respecto, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), por medio del Comité de Política Regulatoria, estructuró una guía elaborada como «la primera declaración internacional integral sobre política regulatoria desde la crisis» año 2012, en esta se menciona la importancia de que los Estados evalúen «las políticas en aras de identificar aquellas que puedan restringir desmesuradamente la competencia, y a elaborar políticas alternativas que alcancen los mismos objetivos con un daño menor a ésta». (OCDE, año 2012, p. 21).

De acuerdo con las recomendaciones que ha venido realizando la OCDE y de conformidad con la doble dimensión funcional y orgánica de la noción de servicio público de interés económico general que señala LUCIANO PAREJO ALFONSO (2008, p. 64), los instrumentos jurídicos que se puedan sugerir al Estado Colombiano en virtud del estudio de la estructura, la infraestructura y los procesos de importación y exportación del hidrógeno, deben guardar el grado de flexibilidad mencionado.

Ahora bien, conforme a la OCDE, existen muchos instrumentos regulatorios, sin embargo, comúnmente, los tipos de instrumentos regulatorios utilizados en el sector energético son los siguientes:

- a. De carácter estrictamente regulatorio: referidas a las normas expedidas por las autoridades para regular diversas actividades (prohibiciones, limitaciones, requisitos, permisos, etc.)
- b. Reglamentos técnicos: establecen las especificaciones técnicas para las estructuras organizativas e infraestructura de las actividades.

- c. Incentivos económicos: utilizados para incentivar el desarrollo e impulso de las actividades del sector, bien sea desde el campo tecnológico o desde la construcción de instalaciones (régimen de retribución regulada, exención de IVA y aranceles para exportar e importar, deducciones a la renta por certificado de origen).
- d. Mecanismos de mercado: que son utilizados para persuadir a los agentes en el juego de la oferta y la demanda para garantizar o estabilizar los recursos o buscar su eficiencia. En este caso se contempla el certificado del Mercado de Comercio de Emisiones para poner límites a las emisiones de gases de efecto invernadero.
- e. Simplificación de permisos y licencias: comúnmente utilizados para regular las actividades en la sociedad o el medio ambiente.
- f. Autorregulación: consistente en que los propios agentes del sector establecen sus normas y estándares para controlar su propia conducta. Existen también instrumentos de códigos de conducta en los que las empresas y agentes se obligan a seguir voluntariamente unas reglas de comportamiento enmarcadas en el plano ético, estos pueden conllevar a complementar las normas regulatorias o sustituirlas en el mediano y largo plazo. En el caso de Colombia, por ejemplo, se expidió la Resolución CREG 080 del 5 de julio de 2019, a fin de establecer reglas de comportamiento en razón a que las empresas integradas verticalmente del sector del gas natural no permiten una real competencia en la actividad de comercialización.

El presente documento se enfocará en la revisión de instrumentos que se desprendan de la noción de servicio público de interés económico general y que sean útiles para iniciar el proceso de regulación en Colombia, desde un análisis de la estructura e infraestructura del gas natural y los procesos de exportación e importación actuales, para efectos de su adaptabilidad al hidrógeno de bajas emisiones.

2.3. Estado del arte de la hoja de ruta del hidrógeno de bajas emisiones e instrumentos de regulación para el transporte y distribución con fines de importación y exportación.

En Colombia no existe ninguna regulación positiva en materia de servicios públicos, integradora, como quiera que la Ley 142 de 1994 «Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones», no puede hacerse extensible al hidrógeno de bajas emisiones, en vista de que su naturaleza jurídica sólo se limitó a la prestación de servicios públicos de gas y energía eléctrica.

A pesar de lo anterior, mediante el artículo 2.2.7.1.7 del Decreto 1476 del 3 de agosto de 2022, reglamentario de la Ley 2099 de 2021, se establecieron competencias en cabeza de las entidades del sector energético y se extendieron las funciones del ente regulador Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para realizar los ajustes regulatorios necesarios para el uso del hidrógeno, destinado a la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía y gas, sin embargo, persiste un vacío normativo en Colombia respecto de la potestad de la CREG para expedir normas regulatorias que impongan obligaciones de servicio público en materia de hidrógeno puro y simple para este gas renovable, por lo que el Estado colombiano deberá expedir una ley de servicios públicos o modificar la existente para introducir al hidrógeno de bajas emisiones en el sistema prestacional.

En Colombia la evolución normativa en materia de hidrógeno se viene gestando desde el año 2014, con la expedición de la Ley 1715 de 2014, «Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional». Esta normativa tiene como finalidad la integración del sistema energético colombiano, a través de la orientación de la política energética, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, con instrumentos tributarios -deducción de renta del 50% del total de la inversión realizada en un periodo no mayor a 15 años, a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la misma; exclusión del impuesto a las ventas en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos de generación y aranceles- y financieros, como la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la energía (FENOGE), que es un instrumento versátil en la medida que le aplican normas de derecho privado y, a su vez, puede recibir recursos públicos, ser canalizador y catalizador de recursos destinados por terceros y ser un vehículo de inversión. Esta norma introdujo, por primera vez, los conceptos de hidrógeno verde y azul. No obstante, la regulación de la norma en materia de hidrógeno es

limitada, porque su enfoque se enmarca en la generación distribuida, autogeneración a pequeña y gran escala de energía eléctrica, por lo que no se extienden sus beneficios a la producción de hidrógeno de bajas emisiones.

Mediante la Ley 2099 del 10 de julio del 2021, «Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición Energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones», se modifica la Ley 1715 de 2021, en el sentido de extender, a través del parágrafo 1 y 2 del artículo 21, dichos beneficios tributarios y financieros al hidrógeno verde y azul, a partir de su inclusión como fuente no convencional de energía -FNCE-. En esa norma se define que, para las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria que se destinen a la producción, el almacenamiento, el acondicionamiento, la distribución, la reelectrificación, investigación y uso final del hidrógeno verde y azul, se aplicarán los beneficios de deducción en el impuesto de renta, exclusión de IVA, exención de aranceles y depreciación acelerada establecidos en los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, siendo indispensable, para acogerse, solicitar previamente la certificación ante la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) acerca de las inversiones a las que les resultan aplicables los incentivos.

Para la expedición de la certificación de incentivos tributarios, el Gobierno Nacional de Colombia profirió el Decreto 895 del 31 de mayo del 2022, para efectos de reglamentar los lineamientos generales con base en los cuales la UPME pueda definir la metodología y requisitos para su aplicación, razón por la que mediante la Resolución No. 000319 del 5 de agosto del 2022 se previó el procedimiento para las solicitudes de los proyectos de hidrógeno verde y azul, en cuyo anexo No. 3 enlista los bienes y servicios que pueden estar consagrados como inversión para el incentivo. Respecto al anexo No. 3 se puede desprender que la reglamentación sólo cobija en su mayoría incentivos para inversiones en bienes y servicios para la producción, almacenamiento y distribución mas no para inversiones en bienes y servicios de infraestructura de transporte, lo cual es lógico dado la apuesta inicial del Estado colombiano en la demanda interna, específicamente hacia el sector transporte.

En el año 2022, se expidió el Decreto 1476 del 3 de agosto de 2022, «Por el cual se reglamentan los artículos 21 Y 23 de la Ley 2099 de 2021 y se adiciona el Título VII a la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 De 2015, con el Fin de Adoptar Disposiciones dirigidas a promover la Innovación, Investigación, Producción, Almacenamiento, Distribución y Uso del Hidrógeno», por medio del cual se realiza el reparto de las competencias señaladas en la Ley 2099 de 2021, con el fin de establecer responsabilidades en la cadena de valor. En el artículo 2.2.7.1.7., «Armonización regulatoria», se extendieron a la CREG las competencias del ente regulador en materia de hidrógeno de bajas emisiones, si bien en el mencionado artículo se establece que será la entidad encargada de realizar los ajustes regulatorios para la utilización del hidrógeno con destino a la prestación del servicio público de energía y gas y, por ende, de definir las condiciones para su inyección y transporte en el Sistema Nacional de Transporte, por distribución y poliductos. Este decreto es vital en la medida que además de definir unas competencias de ente regulador de hidrógeno, incorporó el certificado de origen del hidrógeno para el seguimiento de los insumos utilizados para la producción y la intensidad de emisiones.

De conformidad con las normas referenciadas se puede reiterar que la regulación del hidrógeno de bajas emisiones es limitada en cuanto al régimen jurídico de servicio público, pues, a la fecha, no se tiene certeza jurídica acerca de si la Ley 142 de 1994 será la aplicable para su distribución en el mercado minorista o si, por el contrario, se expedirá un marco normativo independiente que contenga una estructura e infraestructura autosuficiente, así como tampoco existe una regulación para el mercado mayorista.

Por otra parte, actualmente existe un estado de alegalidad del componente regulatorio, pues a pesar de que es la CREG la encargada de realizar los ajustes normativos para la adaptabilidad del hidrógeno a los sectores del gas natural y energía y de que existen normas que pretenden impulsarlo, no se han expedido normas al respecto. Los desarrollos en los sectores de la economía, en materia de hidrógeno, son paulatinos, por ejemplo, en el sector transporte, por lo pronto, el único vehículo con tecnología a base de hidrógeno es el Nexó de Hyundai, el cual sólo puede movilizarse en el país bajo la figura de importación temporal bajo pruebas. Así mismo, sólo hasta el 27 de marzo de 2023 se presentó en la ciudad de Bogotá el plan piloto

del bus impulsado con hidrógeno verde, el cual podrá circular luego de que supere un proceso de certificación y homologación con el Ministerio de Transporte, lo que indica que en el sector transporte ya se ha avanzado a etapas de prueba.

En la planta de refinería de Cartagena, como se manifestó en líneas precedentes, la producción de hidrógeno verde está siendo utilizada para eliminar las impurezas de los combustibles y mezclarse con el hidrógeno gris para generar un combustible más amigable con el medio ambiente.

Ahora bien, en lo que respecta a la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, no se vislumbra evolución normativa en materia de regulación para la exportación, si bien se plantea que el proceso de exportación sólo se habilitaría hasta el año 2050, el cual dependerá de la creciente demanda interna del país, por lo que inicialmente se contempla la introducción del hidrógeno de bajas emisiones en tres fases a mencionar: Fase 1. Aplicaciones existentes (2020-2026): en la que, como se mencionó anteriormente, se pretende reemplazar el hidrógeno gris por el hidrógeno azul para utilización en las plantas de refinería y transporte terrestre pesado con los proyectos piloto; Fase 2. Aplicaciones emergentes (2027-2035): aplicación en otros sectores mediante el uso de amoníaco para fertilizantes nitrogenados, a fin de evitar las importaciones actuales y la entrada de vehículos de transporte ligero y; Fase 3. Aplicaciones disruptivas (2036-2050): con los avances de las dos fases anteriores, se espera que haya mayor desarrollo de nuevos sectores como el transporte marítimo, aéreo y generación eléctrica mediante los derivados del hidrógeno y, con ello, iniciar el proceso de exportación. Las tres regiones donde se concentrará al año 2050 la mayor demanda de hidrógeno y, por ende, la apuesta para exportar, serán los países de Asia (Japón, Corea, India y China), con una demanda total de 190 Mt; la Unión Europea y Estados Unidos con aproximadamente 60 Mt.

No obstante lo anterior, países como Estados Unidos, Japón, Australia y Brunéi han iniciado sus procesos de habilitación de importación y exportación mediante alianzas estratégicas en I+D+i para la construcción de los productos denominados SPERA e HYSTRA, entendiéndose que, para convertirse en potencia en materia de hidrógeno, se debe apostar a los procesos de

comercio exterior en el corto plazo a fin de impulsar la demanda interna, por lo que el Gobierno colombiano no ha realizado un debido enfoque en la política exterior para el corto plazo y debería centrar los esfuerzos en reafirmar una estrategia con prioridad en la apuesta a la importación y exportación de gas natural e hidrógeno de bajas emisiones.

Por otra parte, se debe considerar que optar por exportar a los países asiáticos implica un mayor costo de transporte marítimo. Colombia sólo posee una planta de regasificación en la Ciudad de Cartagena, con salida al Océano Atlántico, y una planta proyectada en Buenaventura para la salida por el Océano Pacífico, sin embargo, en la zona pacífica las terminales de licuación más cercanas de las que podría proceder el GNL, son Perú LNG, cuyos propietarios son Hunt Oil, Shell, SK Group, Marubeni, Atlantic LNG, que cuenta con cuatro (4) trenes de licuefacción, y las terminales de Australia. En ese escenario, pretender la exportación directa de hidrógeno a los países asiáticos puede resultar posiblemente inviable, siendo necesario que se rediseñe la política hacia el marco de otros países latinoamericanos y, en dado caso, a Australia, para que se negocie a precios asequibles para su reexportación a los países asiáticos. (UPME, 2017. Pp. 15-18)

2.4. Evolución normativa del gas natural e instrumentos de regulación para el transporte, distribución y exportación de hidrógeno de bajas emisiones.

Considerando que actualmente existe un estado de ilegalidad del componente regulatorio y una Ley de servicios públicos que sea extensible y/o aplicable al hidrógeno de bajas emisiones, nos centraremos en analizar la estructura del gas natural y su infraestructura de transporte a fin de determinar estrategias y potencialidades que puedan ser replicables al nuevo modelo económico que se pretende impulsar a partir del hidrógeno de bajas emisiones.

2.4.1. Instrumentos regulatorios para la estructura del gas natural y su adaptabilidad para el hidrógeno de bajas emisiones.

Como se anotó en líneas anteriores, el gas natural y GNL presentan ventajas en el proceso de transición energética respecto de otros combustibles fósiles y por medio del presente documento se realiza un análisis sucinto de la normativa aplicable, a fin extraer sus instrumentos regulatorios para aplicación, por analogía, en la cadena de valor del transporte y distribución con fines de importación y exportación del hidrógeno de bajas emisiones.

Así las cosas, sea lo primero mencionar la importancia que revisten para el presente trabajo los dos instrumentos jurídicos que implementó la Unión Europea, con el fin de crear un mercado interior del gas y la electricidad: i) la separación de actividades y ii) el acceso de terceros a la red. Lo anterior, a fin de crear competencias en la cadena de valor y permitir la liberalización del sector del gas.

Con la expedición, por parte de la Unión Europea, de varios paquetes energéticos (Directiva 98/30/CE, de 22 de junio de 1998, Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio de 2003 y Directiva 2009/73/CE, de 13 de julio de 2009) y adaptados al mercado Español a través de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y la Ley 12/2007, de 2 de julio, se revolucionó el sector del gas interviniendo progresivamente a las empresas integradas verticalmente y horizontalmente. Estas directivas contemplaron:

- a. Separación contable: las empresas deberían llevar cuentas separadas para sus actividades de regasificación, incluidas las líneas de conducción asociadas, transporte, distribución, almacenamiento y GNL y la libertad de las autoridades para acceder a la misma;
- b. Separación jurídica y de gestión: los propietarios de las redes de transporte y las de distribución deben crear gestores de estas redes, a través de organismos jurídicamente separados, en cuanto a su personalidad jurídica, organización y toma de decisiones.
- c. La separación patrimonial: da lugar a que los propietarios de las redes de transporte y distribución opten por crear los gestores de las redes independientes o empresas con los activos de las redes de su propiedad, con independencia de la integración. Al respecto, la Directiva del año 2009 sugiere a los Estados miembros planes de

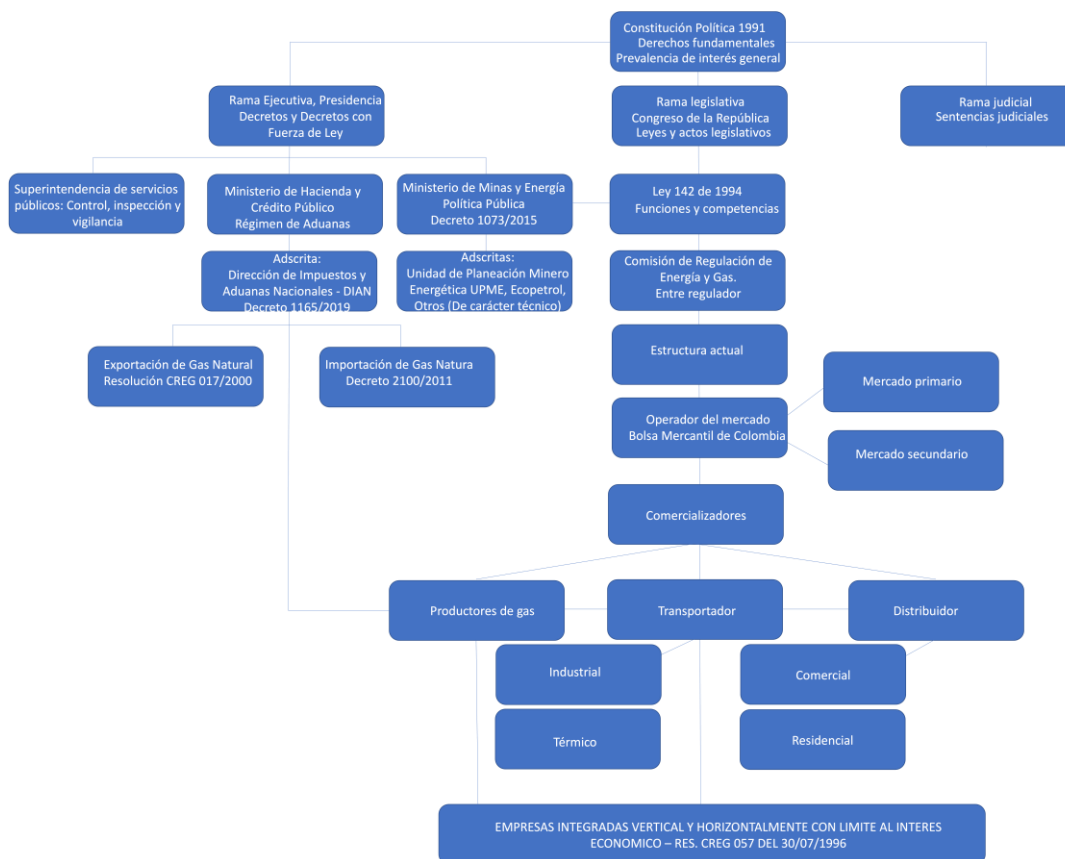
reestructuración de las empresas integradas a fin de proteger la información confidencial para generar competencia entre comercializadores y productores y para ello propone prohibir facultades para designar o nombrar a los miembros de los consejos de supervisión, administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa de un gestor de la red, impulsar la creación de empresas de transporte con sus activos independientes, mediante la enajenación directa o bien mediante el fraccionamiento de las acciones de la empresa, integrada entre acciones de la empresa de red y acciones de la empresa de suministro y producción.

- d. El acceso a la red en igualdad de condiciones: propuso las alternativas de la red negociada o comprador único con instrumentos jurídicos para su negociación (contratos de suministro-acuerdos comerciales voluntarios) y con un acceso regulado a través de tarifas públicas (gestor del sistema o gestores independientes)

En ese sentido, la finalidad perseguida por la UE consistió en la intervención gradual de las empresas integradas y, adicionalmente, en la creación de competencias a partir del control, mantenimiento y explotación del servicio público de interés económico general de las redes de transporte y distribución, aspectos que en Colombia, como se observará, no se aplican, como quiera que su enfoque para crear competencia en la cadena de valor radica en la figura del comercializador. Considerando esta normatividad, se procede a realizar un análisis de estos instrumentos regulatorios en la estructura e infraestructura del gas natural en Colombia, para efectos de sugerir cambios en el esquema que sirvan para el transporte, distribución, exportación e importación de hidrógeno de bajas emisiones.

El gas natural en Colombia, al igual que en otros países, ha presentado procesos de evolución y no revolución, sus cambios son graduales en la medida que el mercado así lo disponga.

Figura 4. «Estructura del Sector del Gas Natural en Colombia».



Fuente: CREG, Estructura del Sector. Elaboración propia.

Como se observa en la figura. 4, el sector del gas contempla la distinción de las actividades reguladas (regasificación, almacenamiento, transporte y distribución) de aquellas de libre competencia (producción y comercialización). Las actividades de importación y exportación están en libre competencia, pero con características especiales en cuanto su operación, con una regulación intensa (artículo 2.2.2.34 del Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015).

Con relación a la estructura planteada, podemos afirmar que, con base en lo señalado en los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG 057 del 30 de julio de 1996, «Por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias», en Colombia se permite, para este sector, la estructuración de empresas integradas vertical y horizontalmente. Lo anterior, habida cuenta de que, según lo dispuesto

en la norma, para efectos de la separación de actividades, los transportadores no pueden ejercer de manera directa las actividades de producción, comercialización o distribución, pero señala que el límite para estar integradas con otras empresas que se dediquen a estas actividades se enmarca en el interés económico dispuesto en el artículo 6 de la Resolución en mención, norma que reviste un carácter permisivo y no restrictivo en la formación de empresas integradas verticalmente.

Por otra parte, se prevé que las empresas cuyo objeto sea la venta, comercialización o distribución de gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto, por lo que sí permite su integración horizontal para estas actividades.

Aunado a lo referido, la norma estableció un régimen de transición para la separación de actividades. Permite a aquellas empresas conformadas antes de la expedición de la Ley 142 de 1994, seguir realizando más de dos actividades, incluida la comercialización, siempre que se realice la separación contable, es decir, que estableció para las mismas un derecho consolidado.

En la cadena actual de gas natural en Colombia, el comercializador es quien juega el papel principal para la introducción de competencias entre los productores de gas natural y generadores de electricidad, aspecto que marca una clara diferencia con el mercado español.

En virtud de lo expuesto, con la inclusión de los comercializadores surge el principal problema del mercado regulatorio colombiano, en la denominada «*extracción de rentas*», esto es, la obtención de ingresos en detrimento del usuario final, y esto se ve reflejado en la escasa competencia que estos presentan por su integración empresarial, que, a su vez, se ve reflejado en la dificultad del usuario de cambiar de comercializadora. Estos aspectos son restringidos en España por parte del ente regulador, de acuerdo con las técnicas jurídicas mencionadas, lo que ha contribuido a la creación de un escenario de competencia en las actividades no reguladas y que su mercado minorista sea abierto, en la medida que los usuarios tienen la

libertad de escoger su comercializadora (comercializadora de último recurso o comercializadora libre). (CREG, 2019. P. 6).

La CREG, entendiendo este panorama, sin necesidad de realizar intervención estricta, expidió la Resolución CREG 080 del 5 de julio de 2019, cuyo propósito es establecer unas reglas generales de comportamiento de mercado para los prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, a fin de promover una base normativa que guíe el actuar de los prestadores, congruente con los principios y las obligaciones establecidas en la ley, sin embargo, estas reglas sólo serán efectivas si el ente regulador actúa con intervención sobre las empresas integradas verticalmente, como quiera que con estas podría incrementar el abuso en la regulación, precisamente porque hay una ausencia en la misma regulación e imponiendo la carga en el mismo Estado colombiano de realizar mayores controles y supervisión.

En otras palabras, el instrumento regulatorio de reglas de comportamiento de mercado no realiza cambios sustanciales frente a los inconvenientes que presenta un mercado puntual a causa de la discriminación de empresas integradas, tan sólo precisa las reglas de lo prohibido y permitido que en el mismo se devienen de la ley.

Tabla 1. «Instrumentos Jurídicos para introducir competencia en las actividades».

SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES Y ACCESO LIBRE DE TERCEROS A LAS REDES					
Países	Separación contable	separación jurídica	separación patrimonial	Operador del Mercado	Operador del Sistema
Colombia	Si	Si	No	Si	No
Unión Europea	Si	Si	Si	Si	Si
España	Si	Si	Si	Si	Si

Fuente: elaboración propia.

En términos generales, el organismo regulador colombiano debería realizar cambios sustanciales en la técnica jurídica de la separación de actividades a partir de la separación patrimonial de los activos de las empresas integradas, a fin de que exista una libre disposición de la propiedad de las redes y, con ello, generar una real competencia aguas abajo entre comercializadores, para luego adaptar dichas normas para la demanda de hidrógeno de bajas emisiones, a través de las redes de gas natural, toda vez que del análisis de la Ley 142 de 1994, su ámbito de aplicación y las competencias que de ella se derivan para las autoridades, especialmente las previstas para el ente regulador, suponen que el hidrógeno, al ser un gas combustible renovable, puede asimilarse a las condiciones del gas natural y GNL. En ese sentido, es posible que una de las alternativas para la estructura del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia pueda ser la presentada en el gráfico 4, con las modificaciones que por parte del ente regulador puedan incluirse como la figura del operador del sistema, agregador de demanda, entre otros.

2.4.2. Análisis de las obligaciones de servicio público en la infraestructura del gas natural y su aplicación para el hidrógeno de bajas emisiones.

2.4.2.1. Sistema de infraestructura del gas natural

La infraestructura de gasoductos, como en cualquier parte del mundo, se encuentra diseñada para la atención de la demanda interna y externa. En Colombia, de conformidad con la Resolución CREG 071 del 3 de diciembre de 1999, «Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT)», podría señalarse que el sistema de transporte se encuentra dividido en dos:

- El Sistema Nacional de Transporte (SNT), cuyo régimen es regulado y;
- El Sistema de Interconexiones internacionales o de dedicación exclusiva, cuyo régimen, podríamos señalar, es especial, como se verá a continuación.

1. El Sistema Nacional de Transporte (SNT), que es administrado por los transportadores, los cuales conforme al ordenamiento jurídico colombiano, se constituirán en empresas de

servicios públicos para efectos de que tengan impuestas dichas obligaciones y garanticen la seguridad del suministro y contiene dos tipos de redes de gasoductos que conforman el subsistema (red básica):

- Sistemas troncales de transporte: consistente en el tramo o grupo de gasoductos con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas que se derivaran de puntos de entrada de campos de producción o de puntos de transferencia de otro(s) sistema(s) de transporte, para transportar gas hasta los Sistemas Regionales, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuario(s) no regulado(s), otro(s) sistema(s) de transporte y sistemas de almacenamiento; y
- Sistemas regionales de transporte: son tramos o grupos de gasoductos del SNT, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, que pueden derivarse de: i) Sistemas Troncales; ii) puntos de entrada de campos de producción o; iii) puntos de transferencia de otros sistemas de transporte; para transportar el gas a otro Sistema Regional, entre mercados de comercialización, la conexión de usuarios no regulados o sistemas de almacenamiento.

Es así que el Sistema Nacional de Transporte (SNT) está conformado por dos subsistemas:

- El subsistema de la Costa Atlántica con la línea Ballena-Barranquilla-Cartagena-Carromatos.
- El subsistema de transporte del interior, que comprende principalmente las líneas Ballena-Barrancabermeja-Vasconia-Cali, Cusiana-APIAY-Bogotá, Cusiana-La Belleza Vasconia-Cali, Sebastopol-Medellín, Payoa-Provincia-Bucaramanga, Estación de entrega Yumbo-Cali, Campo de producción de Hobo-Neiva, estación Cogua-Bogotá y el Gasoducto del Tolima.

Del subsistema nacional se puede desprender la subcategoría de clasificación de gasoductos que permiten complementarlo a fin de mejorar el proceso de atención de la demanda, como aquellos gasoductos de extensión, gasoductos de ampliación de capacidad, gasoductos contemplados en el plan de abastecimiento, los cuales son de responsabilidad e iniciativa de los transportadores, de conformidad con el artículo 36 de la Resolución CREG 57/1996 y de acuerdo al procedimiento señalado en los artículos 24 y 25 de la Resolución CREG 126/2010.

Este tipo de gasoducto tiene un régimen regulado por la CREG, dado que mediante la metodología dispuesta se establecen los cargos y remuneración.

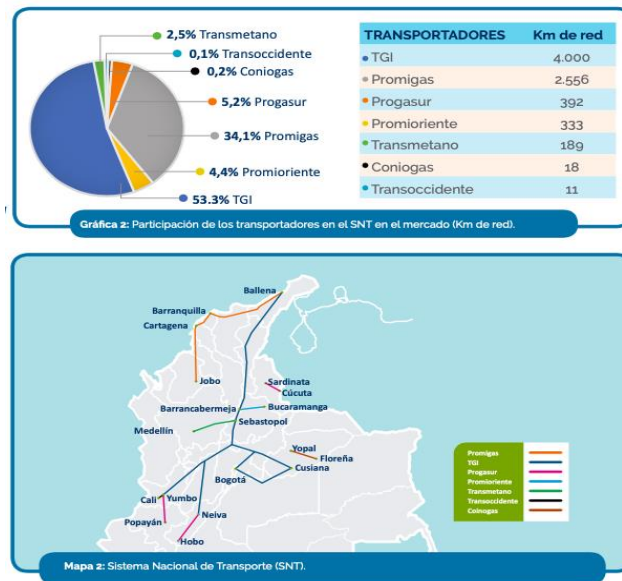
Figura 5. «Red existente de gasoductos en Colombia»



Fuente: UPME, 2017 p. 118. TGI – Transportadora de Gas Internacional, 2016.

En Colombia, el subsistema de transporte al año 2022, era abastecido por 262 campos de producción. De acuerdo con la CREG, los gasoductos son administrados y comercializados por siete (7) empresas de transporte, dentro de cuyas empresas con la mayor red se encuentran la Transportadora de Gas Internacional (TGI) y Promigas. Actualmente, se cuenta con una planta de regasificación en la ciudad de Cartagena y se contempla la proyección de la construcción de la planta de regasificación en la zona pacífica.

Figura 6. «Empresas transportadoras en Colombia»



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, Gestor del Mercado de Gas, Años 2019,

Con relación a las redes de distribución y comercialización, se señala por parte de la CREG que son cuatro (4) grupos empresariales los que realizan estas actividades, las cuales se extienden desde el sistema nacional hasta los domicilios, con aproximadamente el 98% de atención, mientras que el 2% restante es realizado por veintitrés (23) prestadores independientes. (CREG, 2019 p. 9)

2. El Sistema de interconexiones internacionales o de dedicación exclusiva: se caracteriza por contener un régimen de libre acceso y un régimen especial, que conlleva a que algunos gasoductos, dependiendo su naturaleza, no tengan impuestas obligaciones de servicio público por no ser parte del Sistema Nacional de Transporte, como quiera que no son manejados por transportadores y no tienen cargos regulados por la CREG, sino administrados facultativamente por los productores comercializadores y los agentes importadores de gas natural, mediante peajes pactados libremente y con un transportador constituido en empresa de servicios públicos.

Los gasoductos del sistema de interconexiones internacionales y de dedicación exclusiva podríamos clasificarlos de la siguiente manera:

- Gasoductos de extensión por nueva fuente de producción (la Resolución CREG 126 de 2010 artículo 23): son aquellos que se construyen en razón a las nuevas fuentes de producción de gas natural por parte de los productores comercializadores y los agentes importadores de gas natural, con el objeto de la conexión para el nuevo campo de producción o el punto de importación hasta el SNT o hasta un sistema de distribución no conectado al SNT, lo que implica que se pueda optar por disponer de libre acceso para que acuerden el pago de remuneración o peaje razonable por el uso de tal conexión o , mediante un proceso de convocatoria regulado en la misma resolución, a fin de que se escoja un transportador con cargo regulado para su administración. Esta categoría no forma parte del Sistema Nacional de Transporte.
- Infraestructura del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), Decreto 2345/2015, de 3 de diciembre, artículo. 2.2.2.2.28: este tipo de instrumento jurídico es expedido por el Ministerio de Minas y Energía a fin de establecer proyectos generales y prioritarios en un periodo de diez (10) años, para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro de gas natural.

En ese sentido, dentro del plan se pueden establecer proyectos de la siguiente manera: i) inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte existente (IPAT) o proyectos embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente: consistentes en aquellos gasoductos *loops*, estaciones de compresión y adecuaciones para la infraestructura de transporte de gas existente; ii) proyectos no embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente: gasoductos y plantas de regasificación para exportación e importación. El plan no prohíbe que los transportadores pueden realizar proyectos de su iniciativa para ampliaciones o extensiones del SNT.

El plan de abastecimiento de gas natural puede ser un instrumento que puede permitir, desde ya, establecer estrategias de proyectos prioritarios de

construcción de gasoductos e hidroductos con fines de inyección de hidrógeno de bajas emisiones en las redes existentes, ampliando la capacidad, o por medio de hidrógeno puro con dedicación exclusiva en materia de importación y exportación.

- Gasoductos de exportación (Resolución CREG 017 del 29 de marzo de 2000): se encuentran ubicados estratégicamente para conectar el SNT con puntos de exportación. Los ubicados en el territorio nacional se remuneran con cargos establecidos por los transportadores con libertad regulada.
- Gasoductos dedicados (Resolución CREG 57 de 1996 artículo 53): se definen como el conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permiten la conducción de gas de manera independiente y exclusiva para un único consumidor, desde un campo de producción, el SNT, un sistema de distribución, un sistema de almacenamiento, o desde una Interconexión Internacional de dedicación exclusiva para la importación o exportación de gas natural. El artículo 3 de la Resolución 41 de 2008, que modifica el RUT y el artículo 53 de la Resolución 57 de 1996, señalaron el alcance y régimen de los gasoductos de dedicación en el sentido de no considerarlos transportadores, pues no les es aplicable la regulación del transporte, dada su naturaleza de exclusividad, sin embargo, se establecieron dos excepciones puntuales a dicha regla: i) aquellos gasoductos exclusivos para interconexiones para exportación, los cuales sí son considerados transportadores, a pesar de la libertad de competencia y; ii) en los eventos en que un tercero solicite acceso, caso en el cual tiene la obligación de permitir el acceso y establecer las condiciones técnicas y comerciales, y podrá, en caso de ser factible técnicamente la conexión: a) convertirse en transportador; b) vender los activos a un transportador; o c) continuar como operador del gasoducto.
- Gasoductos de conexión (Resolución CREG 33 de 2018): permite al (los) productor(es) comercializador(es) o el (los) agente(s) comercializador(es) de gas importado inyectar gas natural desde una nueva fuente de suministro hasta el SNT o desde una nueva fuente de suministro hasta un sistema de distribución no

conectado al SNT o desde un campo menor hasta un sistema de distribución o el SNT, es decir que son sistemas independientes no embebidos a la red de los transportadores cuyos puntos de entrada, existente o nuevo, deberá ser el más cercano a la fuente de producción o al punto de importación, donde sea técnicamente viable la conexión. La construcción de este tipo de gasoducto depende de que sea una nueva fuente de producción, la cual se entiende como aquella donde el gas provenga: i) del desarrollo de un nuevo campo de producción y ii) por ampliaciones de capacidad en los campos de producción, bien sea existentes o de un punto de importación (de una estación de transferencia de custodia de una interconexión internacional o de una planta de regasificación).

Este tipo de gasoducto nace como respuesta a las fallas del mercado colombiano, derivadas de la imposibilidad de explotación en campos menores donde existen reservas, debido a que se requería que los transportadores realizaran procesos de extensión de los gasoductos para su conexión, por lo que la norma previó una solución de construcción de este tipo de gasoductos por fuera del marco regulatorio pero con la aplicación de las normas técnicas y operativas del RUT. Este tipo de gasoducto puede conectar campos ubicados en el mar territorial, la zona contigua, la plataforma continental o la zona económica exclusiva y sólo para los campos menores les aplican las disposiciones a partir del punto de transferencia de custodia. La ejecución de estas infraestructuras depende de que el gestor del mercado publique la oferta de producción total disponible para la venta en firme – PTDFV- y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme – CIDVF-, de conformidad con lo establecido en el artículo 24 de la Resolución 186 del 23 de septiembre de 2020. No es aplicable los gasoductos de conexión para realizar lo que se denomina «Bypass » al SNT, esto es, transportar gas natural desde una fuente de producción existente a excepción de los campos menores. (CASTAÑEDA, 2020).

- 2.4.2.2. De los mecanismos de mercado o centralizados para el desarrollo de infraestructura de gas natural y su importancia para el hidrógeno de bajas emisiones.

Una vez revisados los sistemas de redes de transporte y conexiones internacionales, se debe precisar las formas para su construcción y/o desarrollo o mecanismos de mercado.

De conformidad con lo establecido en los artículos 4 y 5 de la Resolución CREG 102 008 del 5 de agosto de 2022, los proyectos que se encuentren establecidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) pueden ser ejecutados mediante mecanismos centralizados denominados procesos de selección (mecanismo abierto y competitivo) o por un transportador incumbente en primera instancia, diferente al proceso de selección *open season*, utilizado para gasoducto de conexión que puede utilizar la figura de transportador por contrato. Como excepción a los anteriores procedimientos, se contemplan los proyectos generales no incluidos como prioritarios, esto es, proyectos que se encuentran en el PAGN establecido por el Ministerio de Minas y Energía pero que no son prioritarios, los cuales tienen como característica que pueden ser realizados por cualquier agente interesado, siempre que los ejecute dentro de los doce (12) meses siguientes a la expedición de la resolución CREG que haya definido la remuneración. Los IPAT pueden ser ejecutados por el procedimiento de transportador incumbente, en el que sólo podría participar y solicitar la ejecución el o los transportadores incumbentes, una vez manifiesten su voluntad de aceptación de la resolución CREG del valor eficiente, la remuneración de la inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento del proyecto. Los proyectos definidos como prioritarios en el plan y que, para el caso que nos ocupa, son necesarios para la importación y exportación, se aplican los procesos de selección de convocatoria abierta, llevados a cabo por la UPME, y podrán participar personas jurídicas, consorcios, uniones temporales y sociedades extranjeras con sucursal en Colombia para su ejecución, sin embargo, se requerirá para su operación, administración y mantenimiento un transportador en actividad regulada con tarifa y no en régimen especial por contrato, tal como se establece para los gasoductos de conexión.

Para la ampliación de redes tipo I o aquella infraestructura que se requiera del SNT, que no se encuentre establecida en el plan de abastecimiento, pueden ejecutarse utilizando igualmente sistema para extensiones de red mediante procedimientos de selección o transportador incumbente, de acuerdo a la propuesta regulatoria de la resolución CREG 102 008 del 5 de agosto de 2022.

Como alternativa regulatoria para la ejecución de infraestructura diferente a las extensiones de los artículos 21 y 22 de la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas establecidas en el Plan de Abastecimiento, se contempla la figura de **Open Season**, la cual es definida en la Resolución CREG 155 del 27 de octubre de 2017, como «un mecanismo de mercado que parte de la iniciativa privada, en el cual el interés de la oferta y la demanda confluyen e interactúan, desarrollando procedimientos a fin de generar la construcción de infraestructura de transporte para atender una demanda específica, revelando el interés de dicha demanda para la ejecución de estos proyectos; mientras que en el caso de la Resolución CREG 107 de 2017, dichos mecanismos atienden los lineamientos hechos por la política del Gobierno nacional en materia de abastecimiento y seguridad en el abastecimiento», y tiene como finalidad incrementar la capacidad de transporte mediante la infraestructura de extensiones y otros gasoductos, tales como los de dedicación y conexión diferentes a aquellos de ampliación de capacidad, lo cual permite promover la creación de nuevos mercados de transporte de gas natural y por consiguiente su adaptabilidad para un mercado futuro de hidrógeno de bajas emisiones.

El mecanismo de mercado «Open Season» permite que pueda ejecutarse proyecto(s) de gasoducto de conexión por iniciativa de un agente proveedor de construcción, un agente transportador, agentes contratados o conformados por productores, la industria o la demanda de gas natural en general, es un sistema abierto y competitivo. Cada uno de los promotores deberá cumplir con condiciones para participar, por ejemplo: en el caso de agentes de demanda de gas natural en el artículo 6 de la Resolución CREG señala que: «deberán acreditar y representar el interés de usuarios regulados y/o no regulados, cuya intención sea el adquirir compromisos mediante la suscripción de contratos de transporte como mínimo de 5 MMPCD» mientras que para los agentes productores deberán contar con reservas o recursos contingentes que respalden el proyecto a desarrollar, las cuales deben estar certificadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Los promotores estructuran bases de participación conformada por interesados (empresas jurídicas) en contratar capacidad disponible del gasoducto. Esta base se publicará y está

conformada por ofertas irrevocables de los interesados a quienes luego de que se les adjudique su capacidad y el valor, se obligan a suscribir un contrato de transporte, los cuales se registrarán ante el gestor del mercado. El proceso de adjudicación es definido por el promotor. En el Open Season se da la posibilidad de que quien suscriba los contratos sea un transportador o el promotor constituido en empresa prestadora de servicios públicos E.S.P con actividad de transporte de gas natural, lo cual es una ventaja respecto de los otros procesos, por cuanto el promotor y quien suscribe los contratos de transporte sólo puede ser el transportador incumbente.

El promotor deberá anunciar a la UPME la apertura del Open Season con la remisión de dicha base de participación. Este mecanismo permite dar flexibilidad desde su promoción, la cual no se supedita a que sea exclusivamente a cargo del transportador, sino que también incentiva a establecer alianzas nacionales e internacionales entre productores y productores comercializadores para copar la capacidad del gasoducto, si bien, el retorno de la inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento de la infraestructura se extraen de los contratos suscritos. Posterior a la adjudicación y suscripción de los contratos se inicia los periodos de construcción y puesta en operación comercial cuya ejecución la podrá realizar directa e indirectamente el promotor o transportador. El open season es un mecanismo temporal debido a que nace de acuerdo a los requerimiento de los interesados en virtud del pacto realizado contractualmente. El artículo 28 de la Resolución CREG 155 del 27 de octubre de 2017 dispone que posterior al periodo contratado o pasados 20 años desde la puesta en operación comercial del gasoducto, el transportador o empresa de servicios públicos con actividad de transporte deberá solicitar a CREG la tarifa regulada.

Este tipo de infraestructura puede ser estratégica por su grado de flexibilidad y régimen especial para adaptar al transporte de hidrógeno de bajas emisiones, bien sea, para su conexión desde la nueva fuente de producción al SNT o hasta la red de distribución para la atención de la demanda interna, como para un modelo de negocios de exportación e importación conectado desde las fuentes de producción hasta la infraestructura de exportación (ductos de importación y exportación y planta de regasificación).

2.4.2.3. De la operación y regulación del ingreso y salida del gas natural en el SNT e infraestructura de transporte y distribución.

La infraestructura contiene un proceso de operación que ha sido utilizado a nivel internacional y nacional. El proceso de balance y desbalance. De acuerdo con lo referido por la CREG en su Documento CREG -009, 2018. Pp. 372-374, este instrumento operativo fue incorporado al ordenamiento jurídico colombiano con la expedición de la Resolución 071 de 1999, que establece el reglamento único de transporte -RUT-. Este procedimiento se lleva a cabo en Colombia mediante la suscripción de un acuerdo de balance suscrito entre el transportador del lugar y el remitente con base en un acuerdo marco que fuera propuesto por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural -CNOG-.

En virtud de la Resolución 089 del 14 de agosto de 2013 derogada por la Resolución 114 de 2017, se da la necesidad de iniciar con la intervención de los desbalances dispuestos en la Resolución 071 de 1999 por cuanto entraron a operar las modalidades de contratos de suministro, y antes de dicha normativa los desbalances inicialmente no tenían intervención como quiera que sólo regía los contratos pague lo contratado o *take or pay* en suministro de gas, los cuales los remitentes pagaban con anticipación el gas que consumirían en el futuro. Aspecto que señala la CREG, con los contratos actuales de suministro, se permiten como alternativa transar el gas sobrante en el mercado secundario.

Mediante la Resolución 114 de 2017, derogada por las Resoluciones 185 y 186 de 2020, se realizó una nueva intervención al mercado, incluyendo lo que se denomina en Colombia las «Compensaciones por variaciones», consistente en que en el proceso de balance y desbalance los remitentes nominaban toda su capacidad contratada y autorizada por el transportador de la red, pero en ocasiones, en el punto de salida, realizan retiros de gas en menor o mayor cantidad, estando, claro está, dentro de su capacidad de contratación. No obstante, generaban distorsiones en el mercado mayorista con dichas operaciones negativas o positivas, lo que conllevó a que en el artículo 53 de dicha Resolución 114 de 2017, se intervinieran los

acuerdos de balance entre el transportador y remitente para efectos de realizar un proceso de compensación por las variaciones.

El procedimiento de balance y desbalance va ligado al sistema de medición de la calidad y especificaciones del gas natural, el cual es variable en cada país, dado que de acuerdo a su sistema de infraestructura y fuentes de producción, la medición, especificaciones y calidad del gas natural varía en su composición, por lo que los entes regulatorios expiden normas con características técnicas acorde a su sistema, las cuales deben ser cumplidas en cada país para procesos de importación y exportación en puntos de ingreso y salida.

En el caso de Colombia el sistema de medición y calidad del gas ha evolucionado en la medida que inicialmente mediante la Resolución 071 de 1999, que establece el reglamento único de transporte -RUT, en su numeral 6.3 del RUT se señaló unas especificaciones de calidad del gas natural que debía ser entregado al transportador por el agente, en el punto de entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida. No obstante, debido a que surgió lo denominada mezcla de gas en los sistemas que en el caso de Colombia son aquellas cantidades de gas natural de distintos campos (Cusiana y Cupiagua, la Guajira, La Creciente, Gibraltar) y la mezcla de gas local con gas natural importado, se dio la necesidad actualizar estas especificaciones, para lo cual la CREG expidió la resolución CREG 050 del 16 de abril de 2018 en la que como mecanismo para realizar intercambios de gases introdujo a las especificaciones lo denominado como «número de Wobbe» que permite determinar el poder calorífico bruto.

Esta explicación son importantes, por cuanto permiten comprender que en los procesos de importación y exportación, los agentes tienen la obligación de cumplir con las especificaciones técnicas del país en el que pretenden ingresar o sacar gas natural desde los puntos específicos y a futuro hidrógeno de bajas emisiones para la atención de la demanda interna, dado que en caso de no cumplir con las especificaciones de acuerdo a los equipos analizadores en línea que utiliza el transportador no podrá recibir el gas natural o hidrógeno en el punto de entrada del SNT y, deberán obligatoriamente el agente importador o exportador ajustar las mediciones a

las condiciones establecidas. Sin embargo, los estudios de inyección en cada país pueden ser variables en cuanto a los porcentajes que tolerarán las redes de transporte y distribución, razones que ameritan un detenimiento por parte del estado colombiano debido a que deben observar las calidades y especificaciones técnicas del hidrógeno de bajas emisiones en el mercado internacional y sobretodo de los países que pretende exportar. Este proceso de adaptación de la utilización del SNT para la demanda interna podría conllevar más tiempo de lo previsto.

Este tipo de instrumentos servirá al proceso de exportación e importación para controlar los ingresos y salidas del hidrógeno, por lo cual se hace indispensable que la CREG ajuste la normativa y volúmenes del gas natural a medida que se avance con los estudios de inyección local e internacional, por lo que es relevante que sea el comercio exterior el que preliminarmente permita impulsar el crecimiento de la demanda interna con alianzas internacionales entre países de acuerdo al cumplimiento de estos parámetros técnicos y con gasoductos de conexión y dedicación exclusiva, dado que el proceso de transporte de hidrógeno de bajas emisiones será más sencillo su adaptabilidad en comparación al SNT, si bien, al establecer alianzas internacionales en la que se realiza una exportación de hidrógeno de bajas emisiones con red de conexión o dedicación exclusiva en régimen especial e importación en otro país con infraestructura con características similares, facilitará el proceso de suministro y por ende, de atención de la demanda de los sectores de mayor contaminación ambiental.

2.4.2.4. Potencialidades de la infraestructura de transporte y distribución y la propuesta del comercio exterior como modelo de negocio para impulsar la transición energética.

La presentación de la infraestructura nos puede reflejar un panorama de las potencialidades de exportación e importación de hidrógeno y el verdadero enfoque que en su hoja de ruta se pretende mostrar. A nivel comparativo, España, a pesar de ser un país importador por excelencia, tendría mayor posibilidad de expansión de su infraestructura para hidrógeno a partir de la conversión de gasoductos de gas natural para transportar una mezcla de gas

natural e hidrógeno (hasta un 5% inicialmente) mientras se dan avances para modificaciones sustanciales que permitan la inyección de hidrógeno puro, si bien, su infraestructura contempla cuatro (4) plantas de regasificación, redes de transporte y distribución conectadas y gasoductos con seis (6) conexiones internacionales (VIP pirineos, VIP Ibérico, Tarifa y Almería) a cuatro (4) países distintos. No obstante, Colombia, en su plan de abastecimiento, el cual es necesario actualizar con infraestructura para hidrógeno, plantea obras prioritarias para los procesos de importación y exportación, tales como la construcción de su segunda planta de regasificación en el pacífico.

Al respecto, es importante mencionar que las proyecciones de inyección de hidrógeno en las redes gasistas a nivel mundial han avanzado. En el caso de Colombia, como se puede observar de la figura 3, en el «Plan Estratégico de Hidrógeno del Grupo Ecopetrol», la mezcla de H₂ con gas para inyección en red se encuentra en estudio mediante un proyecto piloto que desarrolla Ecopetrol, Promigas y el Gobierno Nacional, que está en operación para su inyección en la zona de Mamonal en la Ciudad de Cartagena, siendo los pioneros en América Latina, mientras que en España, por ejemplo, en su hoja de ruta del hidrógeno, a página 33, se afirma que se «...permite una concentración en mezcla al 5% en volumen de hidrógeno procedente de fuentes no convencionales para su inyección en la red gasista. No obstante, se ha demostrado que a volúmenes ligeramente superiores, la inyección del hidrógeno en la red no presenta consecuencias negativas, siendo únicamente necesario adaptar los quemadores y las válvulas para adecuarlas a las características del gas(...)» es decir que pueden ser modificaciones no tan sustanciales. En igual sentido, estudios de la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable del Departamento de Energía de EE.UU., señalan que a pesar de que actualmente 1.600 millas de tuberías de hidrógeno están operando, cerca de los grandes usuarios de hidrógeno, como las refinerías de petróleo y las plantas químicas, los altos costos de la construcción de hidroductos conlleva a que para agilizar el proceso de expansión, se requiere de adaptar las líneas de la red gasista estimando una posible inyección hasta del 15%.

Ahora bien, la construcción, mantenimiento y operación les corresponde a los transportadores conforme la regulación definida en la Resolución 071 del 3 de diciembre de

1999, la cual estableció el acceso al sistema de gas natural, los acuerdos de balance, los acuerdos de balance de carácter operativo, operación del sistema, calidad, volumen, presión y capacidad del gas. Cualquier tercero puede acceder por conexión, mediante la suscripción de un contrato de conexión, en el que se establecerán los cargos y peajes. Estas normas para el transporte y distribución podrían adaptarse a los hidroductos de hidrógeno puro a fin de construir la regulación para este vector energético, sin embargo, es de vital importancia conocerlas, dado que la demanda interna de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia, a la fecha, está supeditada al estudio de las redes, a fin de determinar el porcentaje que podría mezclarse de hidrógeno con gas natural y, en esa medida, con base en el estudio, se determinarán los cambios en estas normas regulatorias de la infraestructura. Al respecto, la hoja de ruta y el ente regulador deberán considerar las limitaciones respecto de que tanto porcentaje de hidrógeno para inyección en las redes de gas se requerirá para poder atender la demanda interna o por lo menos una parte considerable de la misma, si bien, a la fecha estudios realizados en otros países señalan porcentajes entre el 5% al 20% en red de transporte, lo cual es claro que dicho porcentaje mediante la utilización del SNT no alcanzaría a cubrir gran parte de la demanda de sectores como el doméstico, transporte liviano e industrial.

Al respecto, podemos mencionar tan solo algunos de inconvenientes que puede presentar en el corto y mediano plazo la utilización del SNT para atender la demanda interna existente:

- a. Incertidumbre del porcentaje de inyección en el SNT de hidrógeno o mezcla de gases en las redes del SNT que soporten parte considerable de la demanda interna y los costos que implica la adaptación del SNT o gasoductos del sistema administrado por los transportadores para la atención que requiera la demanda interna.
- b. Altos costos de construcción de infraestructura (gasoductos, hidroductos, instalaciones de producción).
- c. Costos de adaptación de electrodomésticos y maquinaria liviana y pesada para hidrógeno que deben realizar los sectores domésticos, transporte liviano e industria mediana y pequeña, lo cual ameritaría programas del gobierno y ayudas o

subvenciones económicas para estos sectores que posiblemente impliquen un cambio gradual en el largo plazo.

- d. Problemas en la identificación de los consumidores (sector doméstico, transporte liviano e industria mediana y pequeña) que se suministraría o atendería con el porcentaje tolerable de hidrógeno en mezcla de inyección a redes del SNT.

Considerando lo anterior, la apuesta a un proceso de atención de la demanda interna puede significar mayores desafíos económicos y técnicos en el largo plazo, diferente a una apuesta por el comercio exterior (exportación e importación) en los sectores de mayor consumo energético mediante gasoductos de dedicación exclusiva o conexión en régimen especial conectados directamente a los centros de producción o a las redes de distribución, muy a pesar de que los costos de construcción y los porcentajes de hidrógeno para sus procesos sea mayores a los requeridos que para una demanda interna en los sectores doméstico y transporte liviano.

Con base en los artículos 21, 22, 23, 23.1, 23.2 y 26 de la Resolución CREG 126 del 5 de agosto del 2010 y los artículos 4 y 5 de la Resolución 33 del 20 de marzo del 2018, es posible la construcción de gasoductos de conexión, de dedicación exclusiva de gas natural, que puedan ser adaptados para el transporte del hidrógeno de bajas emisiones en el sistema gasista, en razón a esta nueva fuente de producción.

Es de vital importancia adaptar esta normativa a la construcción de hidroductos de hidrógeno de bajas emisiones para que aquellos usuarios no regulados que sólo requieren bajos suministros y puedan copar su demanda interna.

Por lo anterior, el comercializador o agente importador puede construir dos tipos de gasoducto de conexión: i) gasoducto de conexión sin transportador y cargo regulado: el cual no será parte del SNT y será de libre acceso a terceros, y sobre el que pueden cobrar una remuneración o peaje por su capacidad prestada, sin que requiera constituirse en empresa transportadora o de servicios públicos; y ii) gasoducto de conexión con transportador y cargo

regulado: que hace parte del SNT y sea administrado por un transportador con un cargo regulado por la CREG, mediante la suscripción de un contrato firme de transporte de gas a fin de prestar el servicio de transporte entre el punto de producción o importación y el SNT o un sistema de distribución no conectado al SNT.

Los gasoductos de conexión y dedicación exclusiva, dado su régimen especial, son de importancia para el TFM, porque permite la conexión directa de campos menores hasta puntos del sistema de distribución, siendo estratégicamente utilizable su regulación para el proceso de exportación e importación de hidrógeno de bajas emisiones, siempre que por parte del regulador se adecue a la no dependencia de la habilitación de la demanda interna.

Lo anterior, como quiera que el depender de la demanda interna para habilitar estos procesos implicaría que se deba necesariamente considerar las dificultades de adaptabilidad del SNT para los sectores doméstico, transporte liviano e industria mediana y pequeña, siendo un mayor reto para los gobiernos cumplir con los objetivos medio ambientales.

Este tipo de conexión de acuerdo a los estudios de inyección podrían dar mayor viabilidad a transportar un porcentaje mayor de hidrógeno desde el gasoducto o hidroduto de hidrógeno puro hasta un sistema de distribución, cuyas redes soportan o soportarían dado su material de construcción en el largo plazo un mayor grado de inyección que las redes de transporte, por consiguiente, las opciones para atender la demanda de aquellos sectores de mayor contaminación (sector eléctrico, transporte pesado e industria petroquímica) se consideraría en cierto punto viables y permitirán un impulso mayor al crecimiento de la demanda interna.

En ese sentido, los procesos de importación y exportación para el hidrógeno de bajas emisiones, con base en dicha normativa, nos presentan la necesidad de que el ente regulador, tanto en colombiano como en Español, pueda establecer, de acuerdo con la respectiva infraestructura, puntos estratégicos y concretos de suministro, con apuesta inicial a las centrales térmicas o a la industria-petroquímica. Así mismo, mediante modificaciones a la normativa que regulan este tipo de gasoductos habría de incluirse la construcción de gasoductos de hidrógeno de bajas emisiones, como nueva fuente de producción, a fin de

facilitar el suministro puro de hidrógeno y el suministro de gas natural mezclado con H₂, a medida que avancen los estudios técnicos con los equipos de medición y analizadores.

La infraestructura y la normativa regulatoria del gas natural nos permiten inferir que el proceso de suministro y crecimiento de la infraestructura en materia de hidrógeno de bajas emisiones, actualmente, se está realizando a partir del comercio exterior, con la construcción en libre acceso y el régimen especial de infraestructura de gasoductos de dedicación exclusiva y de conexión, que pueden ser manejados por los productores comercializadores, agentes importadores y exportadores, distinto al régimen regulado por los transportadores, y cuyas hojas de ruta (de hidrógeno) deben contener un mayor enfoque en estas cadenas de valor, las cuales no deberían depender de la demanda interna, sino del comercio exterior, razón por la cual tanto el Estado colombiano como el español deberán realizar alianzas público-privadas e internacionales para la búsqueda de incentivos a las empresas extranjeras, especialmente al sector industrial y refinerías, mientras se acelera la expansión de la demanda interna de hidrógeno en el país, si bien, históricamente el desarrollo y/o crecimiento de la infraestructura del sector energético se encuentra asociado a los contratos suscritos y con base en lo identificado, la infraestructura de los países podría tener mayor impulso mediante el proceso de exportación e importación. En otros términos, a medida que llegan a avances en los estudios de inyección, es necesario que Colombia centre los esfuerzos en alianzas internacionales entre refinerías y empresas del sector industrial para que se realice un proceso de comercialización, mediante contratos asociados del hidrógeno a niveles de intercambio para efectos de dinamizar el crecimiento de la demanda interna entre los países aliados e incentivar la construcción de infraestructura para hidrodutos de dedicación exclusiva.

Países como EE.UU., Japón, Brunei y Australia vienen trabajando en estas alternativas, si bien, Japón y Brunei realizan procesos de exportación e importación para suministrar el hidrógeno como combustible para la refinería de TOA OILs keihin, ubicada en la zona costera de Kawasaki (Japón) y, EE.UU., por ejemplo, ha realizado la construcción de gasoductos de dedicación exclusiva, dado que cuenta con 1.600 millas de tuberías de hidrógeno operando cerca de los grandes usuarios de hidrógeno.

En conclusión, los estados deben fortalecer normativamente el proceso de exportación e importación y realizar modificaciones normativas. Específicamente, en Colombia, podríamos señalar que el ente regulador ha llevado a cabo las siguientes actuaciones en materia normativa: mediante la Resolución 071 del 3 de diciembre de 1999, que crea el RUT, y la Resolución CREG 126 de 2010, que establece los procesos para construcción de gasoductos de dedicación exclusiva por nuevas fuentes de producción de gas natural, y la Resolución CREG 033 del 20 de marzo de 2018, que establece medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión y sus mecanismos de mercado y centralizados para adaptar al hidrógeno de bajas emisiones.

Por otra parte, se debe expedir normativa para persuadir, puede ser mediante instrumentos de mercado o mecanismos de mercado como certificados de emisiones, incentivos fiscales y tributarios a la industria y plantas (refinería, termoeléctrica y petroquímica), para que inicien adaptando sus hornos y tecnología al hidrógeno de bajas emisiones, mediante enlaces con otros países para la importación de hidrógeno, establecer alianzas público – privadas para definir corredores de hidrógeno de bajas emisiones con conexiones cortas en el SNT, avanzar en alianzas internacionales mediante convenios entre países a los que se pretende exportar e importar hidrógeno (países latinoamericanos, asiáticos, Australia, Unión Europea y Estados Unidos), que flexibilicen el comercio exterior en cuanto a la exigencia de documentación para el transporte marítimo y terrestre de hidrógeno, tributos (IVA, aranceles y declaración de renta).

En cuanto a la infraestructura para importación de gas natural, en la Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020, «Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se adoptan otras disposiciones», se menciona la necesidad de ampliar la infraestructura con la ejecución de los siguientes proyectos de interés nacional, para efectos del proceso de importación de GNL: i) infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday de 20 millones de pies cúbicos día (en adelante MPCD) en Gualanday; ii) infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte

bidireccional en el tramo Barrancabermeja - Ballena de 100 MPCD en Ballena; iii) infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla - Ballena de 170 MPCD en Ballena; iv) infraestructura necesaria para garantizar la Interconexión del tramo Barranquilla - Ballena y el tramo Ballena-Barrancabermeja con una capacidad de transporte bidireccional de 170 MPCD; v) diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria en el ramal Jamundí, que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD; vi) adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo – Mariquita de 250 MPCD en Mariquita; vii) planta de regasificación del Pacífico, ubicada en la Bahía de Buenaventura (Valle del Cauca), con los siguientes servicios asociados: a) Capacidad de regasificación no menor a 400 MPCD; b) Capacidad de almacenamiento no menor a 170.000 m₃ de gas natural licuado - GNL; viii) Gasoducto desde la planta de regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura, hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo (Valle del Cauca). En el caso del hidrógeno de bajas emisiones, Colombia deberá reevaluar estos tramos, considerando que el plan de abastecimiento no lo contempla y es necesario establecer corredores para iniciar el proceso de atención de demanda de las plantas de refinería, termoeléctrica y petroquímica.

2.5. Estado del arte de los procesos aduaneros en Colombia para su aplicación en el proceso de exportación e importación de hidrógeno de bajas emisiones.

En Colombia, el régimen aduanero para la exportación e importación de hidrocarburos se encuentra regulado principalmente por la normativa aduanera nacional y los acuerdos internacionales.

Con relación a la normativa nacional aplicable, se contempla el Decreto 2685 de 1999, «Por el cual se modifica la Legislación Aduanera», por medio del cual se regulan las operaciones de importación y exportación en Colombia; la Resolución 4240 de 2000, reglamentaria del

estatuto aduanero, que establece los procedimientos aduaneros específicos; y el Decreto 1165 de 2019, «régimen de aduanas», que introduce cambios significativos que facilitan el comercio. La normativa nacional debe articularse con las resoluciones que expida el ente regulador CREG, especialmente, en lo que respecta a la habilitación como usuario exportador e importador del sistema y las condiciones de medición de la calidad del gas y su posibilidad de intercambiabilidad de gases en el SNT en los puntos de entrada y salida habilitados.

El proceso de exportación e importación se encuentra dispuesto en los artículos 288 y 430 del Decreto 1165 de 2019 «régimen de aduanas» como un régimen especial para los destinos de ingreso y salida del territorio nacional, de petróleo y/o combustibles líquidos derivados del petróleo por redes, ductos y tuberías. A pesar de que los mencionados del Decreto 1165 de 2019, sólo señalan el proceso de exportación e importación para el petróleo y sus derivados, podría referirse que los efectos jurídicos se extienden al sector del gas natural, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, «por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones», compilado en el Decreto 1073 de 2015, «Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía» norma que entró a llenar dicho vacío para la importación y exportación del gas natural.

No obstante lo anterior, actualmente podría existir un vacío normativo para el proceso de exportación e importación de hidrógeno de bajas emisiones, en tanto, una de las características de este vector energético es que puede tener su origen de otras fuentes primarias diferentes al petróleo y gas natural, por lo que hay una limitación actual para su exportación e importación en estado puro en su forma gaseosa por vía de gasoductos, si bien, como se ha mencionado, en estado líquido, es viable su transporte, por medio del portador metilciclohexano (MCH), el cual como fue anotado en líneas anteriores, es la combinación del hidrógeno con tolueno (producto derivado del petróleo).

A raíz de lo antedicho, se desprendería que el certificado de origen será necesario establecerlo como requisito en las declaraciones de exportación e importación, por motivos de que en las

transacciones e intercambios internacionales se deberá determinar la procedencia del hidrógeno y, sobretodo, si el mismo cumple con las condiciones regulatorias que en futuro expedirá la CREG acerca de si el hidrógeno a suministrar en dicho intercambio es de baja emisión.

Ahora bien, el exportador debe presentar una declaración de exportación ante la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), que debe contener información detallada sobre la mercancía, como cantidad, descripción, valor, país de destino, entre otros, para que una vez cumplidos los requisitos aduaneros (documento de embarque de transporte, factura, etc.) y verificada la conformidad de la declaración de exportación, pueda ser otorgada la autorización de exportación, siendo esencial en este punto la búsqueda de alianzas internacionales para incluir incentivos y subvenciones para la exportación de gas natural, como la promoción de inversiones, el acceso preferencial a mercados y la cooperación en investigación y desarrollo.

Este tipo de aspectos conllevarán a que se deba expedir o adaptar la normativa dispuesta en los artículos 288 y 430 del Decreto 1165 de 2019, en la que se señala que se requiere realizar ante la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) un proceso de habilitación de puntos concretos para la entrada y salida, en los que se encuentren instalados los equipos de medición y control que permitan registrar los volúmenes de petróleo y/o combustibles líquidos derivados o, en su defecto, los del gas natural. Los puntos habilitados deben estar en armonía con la exigencia de la regulación de calidad del gas y su contenido energético que se señala en las resoluciones expedidas por la CREG resolución no. 050 del 16 abril de 2018 «especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas» en la que entre otros se especifica la calidad del gas, la obligación de los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado de instalar en los Puntos de Entrada, analizadores en línea y el transportador los equipos para verificar su calidad a fin de determinar si recibe o no el mismo, el cumplimiento de las especificaciones del contenido máximo de CO₂ y el intercambio de gas por medio de mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos en línea, señalar que la resolución en su artículo 2 numeral 6.3.5. permite que en aquellos gasoductos que no se

encuentran interconectados al Sistema Nacional de Transporte, es decir, aquellos que conectan campos aislados, las partes podrán acordar las especificaciones de intercambiabilidad de gas a las cuales se puede entregar el gas.

En materia regulatoria, la única norma que regula aspectos del proceso de exportación de gas natural se ciñe a los parámetros consagrados en la Resolución CREG 017 de 2000, «Por la cual se adoptan normas regulatorias en ejercicio de las facultades otorgadas por los artículos 23 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, aplicables al servicio de gas natural» La resolución, entre otros aspectos, preceptúa que el precio del gas natural de exportación es pactado libremente, que los gasoductos de interconexión internacional incluidos los tramos dentro del territorio nacional se remuneran mediante cargos pactados por el transportador bajo régimen de libertad regulada con la metodología del RUT, las condiciones para prohibir la exportación de gas natural que básicamente es por existir reservas insuficientes de gas natural y restricciones transitorias de suministro y/o transporte y algunos aspectos operativos como el deber de información a la CREG del interés del agente de exportar gas, el deber de nominación para evitar desbalances en el sistema y la medición independiente que debe contar para diferenciar el gas exportado del gas destinado al consumo interno.

El artículo 117 del Decreto 1165 de 2019 contempla que es obligatorio que el agente exportador e importador realice el registro ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) para habilitarse como usuario aduanero y a su vez esta habilitación comparte que el usuario deba cumplir con los requisitos para constituirse como empresa comercializadora y para realizar la actividad según lo establece los artículos 4 y 5 de la Resolución 123 del 20 de septiembre de 2013, esto es, i) constituirse en empresa de servicios públicos; ii) dar aviso del inicio de sus actividades como comercializador y iii) habilitarse ante el gestor del mercado.

En el artículo 2 de la Resolución CREG 017 de 2000, se señaló que el agente exportador puede ser cualquier comercializador de gas combustible o cualquier persona natural o jurídica que adquiera compromisos de exportación de gas combustible por periodos inferiores a seis (6)

meses, sin embargo, estableció limitaciones a la exportación en el sentido de que debe ser comercializador cuando el plazo sea superior a seis (6) meses, situación que impediría la exportación de hidrógeno, como quiera que a la fecha no existe regulación de la figura del comercializador para este vector energético.

Como se ha mencionado, este tipo de vacíos normativos implican la necesidad de que el gobierno colombiano analice la posibilidad de adoptar un régimen propio o ajuste las normas del gas natural, en el sentido de extender sus efectos jurídicos al hidrógeno de bajas emisiones. Igualmente, considero esencial proponer para el nuevo modelo de exportación, que de manera transitoria se disponga de la posibilidad que el agente exportador cuando tenga compromisos superiores a 6 meses, no deba constituirse en comercializador, como quiera que da la posibilidad de flexibilizar intercambios entre productores-comercializadores, usuarios regulados y no regulados para plantas petroquímicas, térmicas y refinerías, entre países e incentiva la construcción de gasoductos de dedicación exclusiva o de conexión administrados por estos mediante cargos no regulados.

En el artículo 116 del Decreto 1165 de 2019 se refiere que estos puntos pueden coexistir con el área declarada como zona franca, que permite viabilizar un proyecto del régimen franco de refinería *offshore* - costa afuera, para efectos de la exención de IVA, para la construcción de plantas de energía renovables eólicas marinas combinadas y, con dichos puntos, realizar exportación de hidrógeno.

3. Conclusiones

Las principales propuestas pueden ser las siguientes:

a. Rediseñar el sistema energético actual:

- i) Rediseñar, a través del órgano legislativo, la Ley 142 de 1994 de servicios públicos domiciliarios, con el propósito de actualizar el ordenamiento jurídico colombiano al nuevo modelo de servicio público, en la doble dimensión funcional y orgánica.

- ii) Política energética sólida: compilar la normatividad actual con enfoque a los tres pilares mencionados: «la seguridad, la eficiencia económica y la sostenibilidad», considerando las normas expedidas a nivel internacional y por el ente regulador en la materia.
- iii) Establecer una nueva estructura para el hidrógeno de bajas emisiones con la reglamentación de los comercializadores, tanto para el mercado minorista y mayorista, como para obligaciones de importación y exportación con los requisitos para su inscripción ante el gestor de este mercado: realizar por medio de la CREG una intervención a las empresas integradas vertical y horizontalmente, a través de la inclusión de las figuras de la separación patrimonial, el operador de mercado, operador del sistema y gestores de redes independientes.
- iv) Establecer una nueva normativa en materia de infraestructura del hidrógeno de bajas emisiones, sin que ello conlleve a modificaciones sustanciales o implicaciones a la normativa del sector del gas natural.

b. Habilitación del proceso de importación y exportación:

- i) La atención de la demanda interna a través del SNT puede significar mayores desafíos económicos y técnicos en el largo plazo en comparación con la utilización de la infraestructura del sistema de interconexiones internacionales o de dedicación exclusiva, dado que el proceso de transporte de hidrógeno de bajas emisiones puede que resulte más sencillo mediante procesos de exportación e importación con alianzas nacionales e internacionales mediante gasoductos de dedicación exclusiva o conexión en régimen especial, siendo indispensable que todo el marco normativo se actualice y se haga extensible al hidrógeno de bajas emisiones.
- ii) Adaptar los instrumentos regulatorios de la infraestructura del gas natural para la construcción de gasoductos de conexión y dedicación exclusiva, aplicando procedimientos como el proceso de selección de convocatoria abierta, *Open season* y transportador incumbente para suministro de campo de producción menor, destinado para intercambios entre países, productores-comercializadores, usuarios regulados y no regulados para plantas petroquímicas, térmicas y refinerías, mediante un régimen especial que permita la administración, operación y mantenimiento, bien sea por el

transportador seleccionado o por los productores y comercializadores del hidrógeno con peajes pactados libremente.

- iii) Centrar los esfuerzos en alianzas internacionales entre refinerías y empresas del sector industrial para que se realice un proceso de comercialización mediante contratos asociados del hidrógeno a niveles de intercambio, para efectos de dinamizar el crecimiento de la demanda interna e incentivar la construcción de infraestructura para hidroductos de dedicación exclusiva, acompañados de los instrumentos aduaneros (zona franca, zonas especiales), tributarios (exclusión de IVA, aranceles e impuesto de renta y complementario) para instalaciones de producción de hidrógeno con fines de importación y exportación costa afuera, previo base de participantes de contratos asociados.
- iv) Expedir un plan de abastecimiento con enfoque a las políticas del hidrógeno de bajas emisiones, luego de contar con el estudio de inyección, el cual debe contener:
 - a. La oferta de producción total disponible para la venta en firme (PTDVF) y la oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme (CIDVF) asimilable al hidrógeno.
 - b. Actualizar las infraestructuras dentro del plan de abastecimiento, tales como hidroductos y redes que conecten destino de exportación e importación. Los mecanismo de mercado para la construcción de las instalaciones o redes, deben adaptarse a las recomendaciones dadas por la CREG en su Resolución 102 008 de 5 de agosto de 2022, «Por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017, por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural», que señala la simplificación del procedimiento para incentivar la participación de inversionistas en la construcción de los proyectos, entre estos instrumentos podemos mencionar los procesos de selección (mecanismo abierto y competitivo) o por un transportador incumbente.
- v) Limitaciones desde el código aduanero para exportación de hidrógeno verde: a pesar de que el código aduanero colombiano establezca un régimen de exportación para el petróleo y sus derivados, y que el Decreto 1056 de 1953, en su artículo 1, contemple que a las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea su estado físico, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan

de él, les son aplicables las normas del código de petróleo y, por ende, habilitan al gas natural para su proceso de exportación, no puede hablarse lo mismo para el caso del hidrógeno de bajas emisiones, específicamente el hidrogeno verde, como quiera que no se deriva del metano. Por lo anterior, se requiere una modificación del código aduanero en cuanto a la habilitación para exportación de hidrógeno verde.

- vi) Declarar por parte del Gobierno Nacional la estrategia de proyectos de interés nacional, mediante un trabajo conjunto en el que participen distintas entidades públicas (ambientales, urbanísticas y sociales y económicas) y privadas para la selección de los mismos.
- vii) Considerando lo anterior, a fin de incentivar la construcción y capital privado para el caso puntual de los proyectos de interés nacional, se debe crear un grupo interdisciplinario encargado de simplificar los permisos, autorizaciones y licencias ambientales, urbanísticas y demás que requieran los proyectos.

Referencias bibliográficas

ARIAS, J. *Refinería del Meta, un megaproyecto que quedó en el papel*. Crudo Transparente, 2023. Disponible en: <https://crudotransparente.com/2021/03/24/refineria-del-meta-un-megaproyecto-que-queda-en-el-papel/>

BOLETÍN TÉCNICO. *Índice de Producción Industrial (IPI)*. Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2023. Disponible en: https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ipi/bol_ipi_febrero_23.pdf

BORRAS, E. *Gas natural, características, distribución y aplicaciones industriales*. Barcelona: editores técnicos asociados, S.A., 1987.

CASTAÑEDA MANRIQUE, Á. «¿Gasoducto de Transporte o de Conexión?». *Ángel Castañeda Manrique*. 27 de septiembre de 2020. Disponible en: <https://angelcastaneda.net/2020/09/27/transporte-o-conexion/>

CHIYODA CORPORATION. «SPERA Hydrogen Demonstration Project 2022 April» Youtube, 30 de marzo de 2022. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=fFFozM1ZunE>

CHIYODA CORPORATION. «Chiyoda's Hydrogen Supply Chain 2023», Youtube, 19 de febrero de 2023. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=dDehjMOGSJQ>

CHIYODA CORPORATION. *Esfuerzos para construir una sociedad del hidrógeno utilizando portadores de hidrógeno MCH*. 20 de marzo de 2023, P. 9. Disponible en: https://www.kanto.meti.go.jp/seisaku/ene_koho/ondanka/data/2_cn.pdf

Colombia. Decreto 1056/1953, de 20 de abril, por el cual se expide el Código de Petróleos. *Diario Oficial*, de 20 de abril de 1953. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=75114>

Colombia. Ley 142/1994, de 11 de julio, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, de 11 de julio de 1994, núm 41.433. Disponible en:

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>

Colombia. Decreto 2685/1999, de 28 de diciembre, por el cual se modifica la Legislación Aduanera. *Diario Oficial*, de 30 de diciembre de 1999. Núm. 43.834. Disponible en:

https://www.sic.gov.co/recursos_user/documentos/normatividad/Dec2685_1999.pdf

Colombia. Resolución DIAN 4240/2000, de 2 de junio de 2000, Por la cual se reglamenta el Decreto 2685 de diciembre 28 de 1999. *Diario Oficial*, de 9 de junio del 2000, Núm 44.037.

Disponible en:

<https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20004240%20de%2001-06-2000.pdf>

Colombia. Ley 1715/2014, de 13 de mayo, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. *Diario Oficial*, de 13 de mayo de 2014, núm 49150. Disponible en:

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

Colombia. Decreto 1073/2015, de 26 de mayo, por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía. *Diario Oficial*, de 26 de mayo de 2015, Núm. 49523. Disponible en:

<https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=62507&dt=S>

Colombia. Decreto 2345/2015, de 3 de diciembre, por el cual se adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, Decreto 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural. *Diario Oficial*, de 3 diciembre de 2015, Núm. 49715. Disponible en:

<https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=63984&dt=S>

Colombia. Decreto 1165/2019, de 2 de julio, por el cual se dictan disposiciones relativas al Régimen de Aduanas en desarrollo de la Ley 1609 de 2013. *Diario Oficial*, de 02 de julio de 2019, Núm. 51002. Disponible en: <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?dt=S&i=136677>

Colombia. Ley 2099/2021, de 10 de julio, por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición Energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, de 10 de julio de 2021, núm 51.731. Disponible en: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2099_2021.html

Colombia. Decreto 895/2022, de 31 de mayo, por el cual se reglamentan los Artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, modificados por los Artículos 8, 9, 10 y 11 de la Ley 2099 de 2021, los párrafos 1 y 2 del Artículo 21 y el Artículo 43 de la Ley 2099 de 2021, se sustituyen los Artículos 1.2.1.18.70. al 1.2.1.18.79. del Capítulo 18 del Título 1 de la Parte 2 del Libro 1 y se adicionan los Artículos 1.2.1.18.91. y 1.2.1.18.92, al Capítulo 18 del Título 1 de la Parte 2 del Libro 1 y se reenumeran y modifican los Artículos 1.3.1.12.21. (sic) y 1.3.1.12.22. (sic) del Capítulo 12 del Título 1 de la Parte 3 del Libro 1 del Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria. *Diario Oficial*, de 31 de mayo de 2022, Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=187366>

Colombia. Decreto 1476/2022, de 3 de agosto, por el cual se reglamentan los artículos 21 Y 23 de la Ley 2099 de 2021 y se adiciona el Título VII a la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 De 2015, con el Fin de Adoptar Disposiciones dirigidas a promover la Innovación, Investigación, Producción, Almacenamiento, Distribución y Uso del Hidrógeno. *Diario Oficial*, de 3 de agosto de 2022, Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=191408>

Colombia. Resolución No. 000319/2022, de 5 de agosto, por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la evaluación de las solicitudes de evaluación y emisión de los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. *Radicado ORFEO: 20221140003195*, de 5 de agosto de 2022, Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Normatividad/319_2022.pdf

Colombia. Resolución CREG 057/1996, de 30 de julio, por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias. *Diario Oficial*, de 30 de agosto de 1996, núm. 42.867. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0057_1996.htm

Colombia. Resolución CREG 071/1999, de 3 de diciembre, por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT). *Diario Oficial*, de 19 de enero de 2000, Núm. 43.859. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_1999.htm

Colombia. Resolución CREG 017/2000, de 29 de marzo, por la cual se adoptan normas regulatorias en ejercicio de las facultades otorgadas por los artículos 23 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, aplicables al servicio de gas natural. *Diario Oficial*, de 13 de abril de 2000, Núm. 43.971. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0017_2000.htm

Colombia. Resolución CREG 126/2010, de 5 de agosto, Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural. *Diario Oficial*, de 9 de agosto de 2010, Núm. 47.796. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0126_2010.htm

Colombia. Resolución 123/2013, de 20 de septiembre de 2013, por la cual se establece el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. *Diario Oficial*, de 9 de octubre de 2013, Núm. 48.938. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0123_2013.htm

Colombia. Concepto CREG 5746/2015, de 19 de agosto, inquietudes relacionadas con la aplicación de la Resolución CREG 088 de 2015. Disponible en:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0005746_2015.htm

Colombia. Resolución CREG 155/2017, de 27 de octubre, por la cual se define la regulación asociada al Open Season como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones. *Diario Oficial*, de 5 de noviembre de 2017, Núm. 50.408. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0155_2017.htm

Colombia. Resolución CREG 33/2018, de 20 de marzo, por la cual se establecen medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión. *Diario Oficial*, de 4 de mayo de 2018, Núm. 50.583. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0033_2018.htm

Colombia. Resolución CREG 50/2018, de 16 de abril, por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas. *Diario Oficial*, de 16 de mayo de 2018, Núm. 50.595. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm

Colombia. Resolución CREG 080/2019, de 5 de julio, Por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. *Diario Oficial*, de 8 de julio 2019, Núm. 51.008. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0080_2019.htm

Colombia. Resolución CREG 185/2020, de 23 de septiembre, por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural. *Diario Oficial*, de 8 de noviembre de 2020, Núm. 51.492. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0185_2020.htm
[#inicio](#)

Colombia. Resolución CREG 186/2020, de 23 de septiembre, Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural. *Diario Oficial*, de 9 de noviembre de 2020, Núm. 51.493. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0186_2020.htm

Colombia. Resolución 40304/2020, de 15 de octubre, por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se adoptan otras disposiciones. *Diario Oficial*, de 16 de octubre de 2020, Núm. 51.469. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40304_2020.htm

Colombia. Resolución CREG 102 008/2022, de 5 de agosto, Por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017 por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural. *Diario Oficial*, de 30 de agosto de 2022, Núm. 52.142. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_102-8_2022.htm

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG -048. «Reglas Generales de comportamiento de mercado para los Agentes que desarrollan las actividades de los servicios públicos de Energía Eléctrica y Gas Combustible». 5 de julio de 2019. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/770357a33d4028b405258431004a3482/\\$FILE/D-048-19%20REGLAS%20DE%20COMPORTAMIENTO%20DE%20MERCADO.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/770357a33d4028b405258431004a3482/$FILE/D-048-19%20REGLAS%20DE%20COMPORTAMIENTO%20DE%20MERCADO.pdf)

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. «Gestor del mercado de gas, conozca la conformación del sector de gas natural en Colombia, el papel del gestor del mercado de gas, sus funciones y el proceso de selección del mismo». Año 2019. Disponible en: https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf18035.pdf

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG -009. «Ajuste de nominaciones y desbalances en el sistema nacional de transporte». 22 de enero de 2018. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0009_2018.pdf

COMISIÓN EUROPEA. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. COM (2020) 301 final. 8 de julio de 2020. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52020DC0301>

DEL GUAYO CASTIELLA, I. «Concepto, contenidos y principios del derecho de la energía» Revista de Administración Pública, 2020, num. 212, 309-346. [Consulta: junio de 2023]. DOI: <https://doi.org/10.18042/cepc/rap.212.12> Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/7516099.pdf>

DIAZGRANADOS, L. LÓPEZ, C. A. Y DUQUE, J. E.. *Estado del Hidrógeno verde en América Latina y el Caribe. Hojas de ruta y perspectiva regional*. H2LAC. Costa Rica, agosto de 2022. Disponible en: https://h2lac.org/wp-content/uploads/2022/08/Infografia_Estado-H2-Verde-LAC_2022_GIZ_Hinicio_vf.pdf

España. Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, de 14 de agosto de 2009. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2009-81468>

España. Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. *Boletín Oficial del Estado*, de 8 de octubre de 1998, núm. 241, páginas 33517 a 33549. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1998-23284>

España. Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el

mercado interior del gas natural. *Boletín Oficial del Estado*, de 3 de julio de 2007, núm. 158, páginas 28567 a 28594. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-12869>

España. MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. «Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable». octubre 2020. Disponible en: https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf

FERNÁNDEZ TOBAR, P. Dimensionamiento del proceso de licuación de una planta de gas natural offshore. Director: Prof. Ljiljana Medic Pejic. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Departamento de Ingeniería Química y Combustibles. Madrid, Marzo de 2012. Disponible en: https://oa.upm.es/14981/1/PFC_Pablo_Fernandez_Tobar.pdf

GONZÁLEZ, R. «El gas natural: el panorama, las reservas que tenemos y cuál es el costo de importar» *larepublica*. 15 de septiembre de 2022. Disponible en: <https://www.larepublica.co/especiales/el-futuro-de-los-servicios-publicos/el-gas-natural-panorama-reservas-y-el-costo-de-importar-3447280>

GRUPO ECOPETROL. «Plan Estratégico de Hidrógeno del Grupo Ecopetrol – Ecopetrol Group Hydrogen Strategic Plan». 18 de enero 2022. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/energia-fuentes-alternativas/plan-estrategico-de-hidrogeno-del-grupo-ecopetrol>

GRUPO ECOPETROL. *En marcha primera operación de movilidad sostenible con hidrógeno de bajas emisiones en transporte público en Colombia*. 27 de marzo de 2023. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/en-marcha-primer-operacion-de-movilidad-sostenible-con-hidrogeno-de-bajas-emisiones-en-transporte-publico-en-colombia>

J-POWER GROUP. *El primer portador de hidrógeno licuado del mundo en producir hidrógeno producido a partir de lignito*, 9 de abril de 2022. Disponible en: https://www.jpowers.co.jp/news_release/2022/04/news220409.html

KEVIN TOPOLSKI, EVAN P. REZNICEK, BURCIN CAKIR ERDENER Y OTROS. *Mezcla de hidrógeno en gas natural Infraestructura de oleoductos: Revisión de la Estado de la tecnología*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2022. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf>

KILNER, J. «métodos de producción de hidrógeno y sus colores». *Cic Energi Gune*. 17 de mayo de 2022. Disponible en: <https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores>)

LUCIANO PAREJO, A. «Servicios Públicos y Servicios de Interés General: La Renovada Actualidad de los Primeros». *Revista de Derecho de la Unión Europea*, 2008, n°7 -2°, pp. 51-68 [Consulta: junio de 2023]. ISSN 1695-1085. Disponible en: <https://revistas.uned.es/index.php/REDUE/article/view/12431> <http://e-spacio.uned.es/fez/eserv/bibliuned:19684/SpcosEintgen.pdf>

«Made in Medellín: los paisas que trajeron el primer carro que funciona con hidrógeno verde a Colombia». *EICOLOMBIANO*. 21 de agosto de 2022. Disponible en: <https://www.elcolombiano.com/negocios/hevolution-la-empresa-paisa-que-trajo-el-primer-carro-de-hidrogeno-a-colombia-AL18464235>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. «Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia 2030-2050. Ministerio de Minas y Energía», septiembre de 2021. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf

M. W. MELAINA, O. ANTONIA Y M. PENEV. *Mezcla de hidrógeno en Redes de gasoductos de gas natural: Una revisión de las cuestiones clave*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2013. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>

OFICINA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍA RENOVABLE DEL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE EE.UU. «Tuberías de Hidrógeno». Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>

ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICOS (OCDE). «Recomendación del Consejo Sobre Política y Gobernanza Regulatoria». año 2012. P. 21. Disponible en: <https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/Recommendation%20with%20cover%20SP.pdf>

ORGANIZACIÓN PARA EL DESARROLLO TECNOLÓGICO Y DE LA NUEVA ENERGÍA (NEDO). *La primera prueba de demostración internacional del mundo para el transporte de hidrógeno comenzó en pleno apogeo*, 25 de junio de 2020. Disponible en: https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101322.html

PERILLA, R. «Ingreso y salida de mercancías del territorio aduanero nacional» pp. 550- 601. En TIRANT LO BLANCH (Ed.). *Derecho Aduanero. Tomo I*. 1ª ed. Universidad del Rosario: Bogotá, 2019.

PROMIGAS. *Hidrógeno: El combustible del futuro descarbonizado*. 2021. Disponible en: <https://www.promigas.com/InformeSectorGas2022/Paginas/Hidrogeno.aspx>

«¿Qué son los combustibles fósiles y cómo se formaron?» *National Geographic*, 27 de abril 2020, 14:22 GMT-3. Disponible en: <https://www.nationalgeographicla.com/historia/que-son-los-combustibles-fosiles-y-como-se-formaron>

«¿qué es gas natural licuado?» *ENESTAS RAW MATERIALS & FUELS*. 2022. Disponible en: <https://www.enestas.com/que-es-gas-natural-licuado/>

R. VÁSQUEZ TORRES, P. TELLO GUERRA, J. FUSTER JUSTINIANO Y OTROS. «*Inyección de Hidrógeno en redes de gas natural*». Pp. 89. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (ed.) 1ª ed. Santiago de Chile: 3 de agosto de 2021. Disponible

en: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/05/Estudio-Inyeccion-de-H2-a-red-de-gas-natural-GIZ-4e.pdf>

S.M. FOLGA. *Descripción general de la tecnología de gasoductos de gas natural*. ARGONNE NATIONAL LABORATORY, 2007. Disponible en: <https://publications.anl.gov/anlpubs/2008/02/61034.pdf>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA -UPME. «Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual para la construcción de la planta de regasificación en la bahía de buenaventura, pacifico colombiano, de conformidad con las normas técnicas, la reglamentación específica del sector de gas natural, la normatividad de la prestación de los servicios públicos, la función estatal y todo aquello relacionado con el proceso de selección de adjudicatario para la expansión en el suministro de gas natural en Colombia». 24 de noviembre de 2017. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/UPME-SENER_GNL%20Buenaventura_Entregable%202_1_no%20control%20cambios.pdf

Listado de abreviaturas

DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
ECOPETROL:	Sociedad de economía mixta del ordena nacional vinculada al Ministerio de Minas y Energía.
NREL:	National Renewable Energy Laboratory del Departamento de Energía de EE.UU.
NEDO:	Organización para el Desarrollo Tecnológico y de la Nueva Energía de Japón.
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.

UPME:	Unidad de Planeamiento Minero Energético de Colombia.
RUT:	Reglamento Único de Transporte de Gas Natural.
SNT:	Sistema Nacional de Transporte.
PAGN:	Infraestructura del Plan de Abastecimiento de Gas Natural
IPAT:	Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte existente (IPAT)
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia.
CNOG:	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural de Colombia
DIAN:	Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia..