EDICIÓN #4
OCT - 2025

Regula

Hacia la Transición Energética

Regulación con Propósito: Perspectivas sobre Oleoductos, Evolución Normativa y Desafíos



UN NUEVO HORIZONTE del MIDSTREAM

GRUPO ecopetrol | cenit

Regula

Hacia la Transición Energética

EDICIÓN # 4
Octubre de 2025

Gustavo Petro Urrego
Presidente de la República de Colombia

Edwin Palma Egea
Ministro de Minas y Energía

JUNTA DIRECTIVA ECOPETROL
Ángela Maria Robledo Gómez
Guillermo García Realpe
Álvaro Torres Macías
Tatiana Roa Avendaño
Alberto Merlano Alcocer
Hildebrando Vélez Galeano
Ricardo Rodríguez Yee
Luis Felipe Henao Cardona

JUNTA DIRECTIVA CENIT
Ricardo Roa Barragán
Camilo Barco Muñoz
Bayron Triana Arias
María Cristina Toro Restrepo
Juan Carlos Hurtado Parra

COMITÉ EDITORIAL
Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol
Alexander Cadena Motezuma
Presidente Cenit
Jorge Murcia Olaya
Vicepresidente Legal y Secretario General Cenit
Raúl Ávila Forero
Gerente de Regulación Cenit
Paola Aguilar Santos
Gerente de Comunicaciones Cenit
Jose Mario González Carvajal
Especialista de Comunicaciones Cenit
Gabriel Niño Torres
Abogado Experto en Estrategia Regulatoria
María Alejandra Salazar Rojas
Abogada Experta en Estrategia Regulatoria

COORDINACIÓN EDITORIAL:
Vicepresidencia Legal y Secretaría General
Gerencia de Regulación

DISEÑO, DIAGRAMACIÓN E IMPRESIÓN:
All Print Graphics & Marketing S.A.S.

FOTOGRAFÍA:
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S
Banco de Imágenes Fee P!k

Tabla de Contenido

Regulación con Propósito: Perspectivas sobre Oleoductos, Evolución Normativa y Desafíos Jurisprudenciales

Presentación:

Retos para el aprovechamiento de la infraestructura actual del segmento midstream 6

I. Editorial: Transformando nuestra infraestructura con los retos que trae el mercado. Por: Alexander Cadena Motezuma - Presiedente Cenit 6

II. Oleoductos y transición energética: regulación para un futuro sostenible. Por: Jorge Murcia Olaya - Vicepresidente Legal y Secretario General 7

III. Cenit y la soberanía económica: la necesidad de un nuevo marco regulatorio para proteger a los campeones nacionales. Por: Mauricio Velandia Castro 10

Sección I: Regulación, Territorio y Energía: Reflexiones desde Cenit 15

1. Vicepresidencia Legal y Secretaría General 16

1.1. Concesiones portuarias y estado unitario: el legado constitucional de la Sentencia C-224 de 2025. Por: Jorge Murcia Olaya 16

2. Gerencia de Regulación 22

2.1. Análisis de las condiciones de suspensión y abandono de la infraestructura de transporte por oleoductos. Por: Raúl Andrés Ávila Forero 22

2.2. Seguridad energética de hidrocarburos y sus derivados: Riesgos de Apoderamiento, manejo de información clasificada y procesos de socialización. Por: María Alejandra Salazar Rojas 26

2.3. La Prevención del Daño Antijurídico en Materia de aplicación de Metodología Regulatoria para la Competitividad del Transporte por Oleoductos y el Impacto Positivo en los ingresos a la Nación. Por: Gabriel Niño Torres 32

2.4. Cambios en la estructura de cargos de transporte por poliductos y su impacto en la competitividad del país. Por: Juan Felipe Cárdenas Valderrama 35

3. Secretaría General y Gobierno Corporativo 39

3.1. El modelo de debida diligencia en derechos humanos en las empresas: avances, retos regulatorios y aplicación en el sector energético colombiano. Por: Fiorella Nicolle Carbono Torres 39

4. Gerencia Legal Contractual 43

4.1. El impacto social del mecanismo tributario de obras por impuestos en Colombia: un instrumento en crecimiento. Por: Lorena Carolina Londoño Sánchez 43

4.2. Las energías alternativas, más allá de un porcentaje en la canasta energética del país. Por: Carlos Alberto Dussán Calderón 46

4.3. La gestión de los riesgos contractuales como parte de la política de daño antijurídico. Por: Jorge Arturo Ronderos Botero 50

5. Gerencia: Gestión Judicial y Extrajudicial 52

5.1. Límites constitucionales a la facultad de los distritos para emitir conceptos negativos en procesos de concesión portuaria. Por: Diana María Ceballos Sánchez 52

5.2. El uso de la inteligencia artificial en el ejercicio del derecho-rama judicial. Por: Sharon Arosa Acuña 57

5.3. El impuesto de alumbrado público en Colombia: análisis normativo, constitucional y sus impactos en la industria de hidrocarburos. Por: Nicolás A. Martínez Trujillo 60

6. Gerencia Legal del Negocio 66

6.1. Comentarios frente al fallo de la corte interamericana de derechos humanos CIDH en el caso del pueblo U'wa Vs Colombia. Por: José Alejandro Duque Ramírez 66

6.2. Uso de vehículos aéreos no tripulados en la mitigación del riesgo para la infraestructura energética: aplicaciones técnicas en la industria oil & gas. Por: Daniel Orlando De Antonio Rincón, Jaime Andrés Cañón Beltrán, Diego Iván Riapira Chávez 69

6.3 Las sociedades portuarias en la ley 1 de 1991: ¿un concepto anclado en el pasado societario?. Por: Shirley De La Ossa Castellar 75

6.4. Reconfigurando su rol: una transición que va más allá del petróleo. Por: Jorge Hernando Tovar Caribe 80

6.5. Contratar para prevenir: regulación del transporte por ductos y gas licuado de petróleo en la era de la transición energética. Por: Ingrid Xiomara Perdomo Fierro 83

6.6. Territorio, infraestructura y normatividad: el rol del transporte de hidrocarburos en el ordenamiento territorial. Por: Daniel Orlando de Antonio Rincón, Jaime Andrés Cañón Beltrán, Diego Iván Riapira Chávez, Judy Alexia Ortega Roa y Patricia Pico Tarazona 88

Sección II: Energía, Territorio y Derechos **94**

1. Consulta previa, transformación digital y eficacia regulatoria: una agenda pendiente en Colombia. por: Luis Fernando Bastidas Reyes y Luis Vicente Bustos Niño 95

2. Reflexiones para mejorar los niveles de contratación de energía eléctrica en Colombia. Por: Mario Rubio Novoa 101

3. La caducidad en el derecho sancionatorio ambiental: límite temporal y garantía constitucional. Por: Bibiana Alexandra Bernal Rueda 107

4. Comunidades energéticas en Colombia: de la norma a la práctica con Palmor y Canutal. Por: Álvaro Gámez Peñaranda 110

5. Comunidades organizadas y democratización de los servicios públicos en Colombia. Por: Carim Alexis López Rodríguez 113

6. Colombia frente al reto normativo de las energías renovables. Por: Alexandra Hernández Saravia 119

Sección III: Marco Legal en Evolución: Oleoductos y transporte GLP **122**

1. Regulación con Propósito 123

1.1. Decretos Marco: Normativa clave en el sector de oleoductos en Colombia 124

1.1.1. Decreto 1056 de 1953 - Código de Petróleos 124

1.1.2. Decreto 1073 de 2015 - Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía 124

1.1.3. Decreto 2496 de 2018 - Extensión de vigencia de reglamentos 124

1.1.4. Conclusión 124

1.2. Metodologías y Tarifarias: Normas que Obligan: Vigencia, Cumplimiento y Sanciones 125

1.2.1. Normas en Acción: Vigencia, Guías Digitales y Régimen Sancionatorio 125

1.2.2. Resolución 72146 de 2014, "Por la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos". 125

1.2.3. Resolución 72216 de 2014, "Por la cual se modifica la Resolución N° 72 146 del 7 de mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos". 126

1.2.4. Resolución 31325 de 2015, "Por la cual se modifica la resolución 72146 del 7 de Mayo del 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos". 126

1.2.5. Resolución 31566 de 2015, Por la cual se modifica la Resolución N° 72 146 del 7 de

mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos". 126
1.2.6. Resolución 31489 de 2015, "Por la cual se modifica la Resolución N° 72 146 del 7 de mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos". 126
1.2.7. Resolución 31285 de 2016, "Por la cual se modifica la Resolución 72 146 de 2014, mediante la cual se estableció la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos." 126
1.2.8. Resolución 31132 de 2019, "Por la cual se modifica el artículo 6 de la Resolución 72 146 de 2014, modificado por el Artículo 1 de la Resolución 31 325 de 2015". 127
1.2.9. Resolución 00279 de 2023, "Por la cual se establecen algunas disposiciones temporales en relación con la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos." 127
1.2.10. Resolución 00895 de 2024, "Por la cual se adoptan medidas en relación con la Resolución número 00279 del 30 de marzo de 2023, respecto del factor anual de actualización tarifaria para el transporte por oleoductos." 127
1.3. Algunas normas vigentes en materia de GLP. 128
1.3.1. Decreto 1320 de 2012 130
1.3.2. Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 130
1.3.3. Decreto 2251 de 2015 130
1.3.4. Resolución 40694 de 2016 del MME. 131
1.3.5. Ley 2128 de 2021 131
1.3.6. Resolución CREG 108 de 2021 131
1.3.7. Resolución CREG 104_2 de 2022 131
1.3.8. Resolución CREG 103_1 de 2023 131
1.3.9. Decreto Nacional 1310 de 2024 132
1.4. Regulación del Transporte de Crudos y Tarifas Específicas en Oleoductos: Evolución Normativa en Colombia. 132
1.4.1. Reglamentación del Transporte de Crudos. 133
1.4.1.1. Resolución 18-1258 de 2010 – Ministerio de Minas y Energía. 133
1.4.1.2. Resolución 72145 de 2014 – Ministerio de Minas y Energía. 134
1.4.2. Tarifas Específicas para Oleoductos Operados por Cenit. 134
1.4.2.1. Resolución 31480 de 2016 134
1.4.2.2. Resolución 31661 de 2016 134
1.5. Proyectos Normativos en Transporte por oleoductos de crudos y Combustibles Líquidos: Ajustes Regulatorios 2016–2017 135
1.5.1.1. Proyecto Resolución (2016)- Modifica metodología Tarifas. 136
1.5.1.2. Proyecto Resolución - Modifica plazos publicación regulación (2017). 136
1.5.1.3. Proyecto Modificación (2016) Decreto 1073 - Combustibles líquidos. 137
1.6. Auditorías y Consultorías en el Transporte de Crudo por Oleoductos: Supervisión Técnica y Diagnóstico Sectorial. 138
1.7. Infraestructura, Tarifas y Tecnología: Claves Normativas del Sector Oleoductos en Colombia. 139
1.7.1. Resolución No. 311011 de 2017, "Por la cual se establece la metodología tarifaria para el transporte por oleoductos". 140
1.7.2. Resolución 311015 en 2017- Aprobación tarifa San Fernando. 140

1.7.3. Resolución 31123 de 2019, "Por la cual se modifica la resolución 71246 de 2014, adoptando medidas en relación con la fijación de la tarifa por el transporte de crudo por oleoductos y se dictan otras disposiciones". 141

1.7.4. Circular 31001 del 15 de mayo del 2019 cuyo asunto es: "Procedimientos relacionados con la fijación de la tarifa por el transporte de crudo por oleoductos para el periodo 2019 – 2023 y se dictan otras disposiciones". 141

1.7.5. Resolución 40483 de 2023 "Por la cual se adopta el Sistema de Información de Guías Digitales (SIGDI), relativa a la actividad de transporte terrestre, fluvial, marítimo y férreo de hidrocarburos, combustibles líquidos, biocombustibles, mezclas y otros derivados del petróleo." 141

Sección IV:
Regulación Energética y Jurisprudencia: Claves para la Inclusión y la Sostenibilidad 142

Avances Jurisprudenciales 143

1. Exenciones Tributarias en el Sector de Hidrocarburos: ¿Límite Constitucional o Política Económica? 144

2. Peritos y Justicia: Límites Constitucionales en la Resolución de Controversias Petroleras. 146

3. ¿Puede el Municipio Gravar el Oleoducto? Análisis de la Sentencia del Consejo de Estado sobre el Artículo 53 del Acuerdo 035 de 2001 149

4. El ICA en Actividades Petroleras: ¿Gravamen Local o Exención Nacional? 152

5. El lleno de Línea en el Transporte de Crudo: Propiedad, Compensación y Conflicto Contractual. 155

6. Consulta Previa y Seguridad Energética: Tensiones Normativas en Proyectos de GLP. 157

7. Distancias de Seguridad y Normas Técnicas en Plantas de GLP: Estudio de Caso del Consejo de Estado. 162

8. El desistimiento en procesos de avalúo de perjuicios por servidumbre de hidrocarburos: implicaciones jurídicas. 164

9. Responsabilidad tributaria en predios sujetos a servidumbre petrolera. 167

9.1. Análisis del caso Municipio de Puerto Nare vs. Ecopetrol S.A. 167

9.2. Tratamiento tributario de las indemnizaciones por servidumbre petrolera: Ecopetrol S.A. vs. DIAN ante el Consejo de Estado. 168

9.3. Carga de la prueba en indemnizaciones por servidumbre petrolera: salvamento de voto en el caso Ecopetrol vs. DIAN. 169

9.4. Depreciación acelerada y deducibilidad fiscal en hidrocarburos: nulidad parcial de liquidación tributariaConsejo de Estado – Sala de lo Contencioso Administrativo – Sección Cuarta. 171

9.5. Depreciación acelerada, deducibilidad de gastos y sanción tributaria: análisis del caso Cenit vs. DIAN sobre la declaración de renta 2014 171

9.6. Retención en la fuente sobre indemnizaciones por servidumbre petrolera: interpretación estricta del artículo 401-2 del Estatuto Tributario. 172

9.7. Depreciación acelerada y deducibilidad tributaria en el sector hidrocarburos: análisis del fallo Ocensa sobre renta 2011 173

10. Gobernanza regulatoria en el sector Hidrocarburos. 174

Sección V: Laudo arbitral entre Canacol Energy Colombia S.A. (CECSA) y Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (OBC). 181

EDITORIAL

El comité editorial informa que, las opiniones expresadas por los autores son de carácter personal y no comprometen la postura institucional de las compañías del sector minero energético.

En caso de estar interesado(a) en participar en la publicación C- Regula, agradecemos remitir tu artículo a los correos electrónicos:

maria.salazar@cenit-transporte.com
gabriel.nino@cenit-transporte.com
regulacion.tarifas@cenit-transporte.com

I. Transformando nuestra infraestructura con los retos que trae el mercado



ALEXANDER CADENA MOTEZUMA
Presidente
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

En los últimos años hemos visto en el contexto nacional como la transición energética ha marcado la pauta en el ámbito energético. El Grupo Ecopetrol ha sido uno de sus principales protagonistas con sus avances en descarbonización, suministro de gas natural, inclusión en su matriz energética de energías renovables no convencionales y avances en otros vectores energéticos. Cenit, el segmento de transporte y liderado por Ecopetrol, estamos trabajando en ofrecer alternativas logísticas para este reto, que acompañen los requerimientos del mercado y de la demanda energética del país.

Trabajando en este propósito, Cenit, obtuvo autorización de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) para desarrollar actividades de recibo e internación de Gas Natural Licuado (GNL) mediante el uso de la infraestructura offshore existente en el Terminal Marítimo de Coveñas, en el departamento de Sucre. Esta aprobación se suma a los resultados de los estudios técnicos adelantados por Ecopetrol con expertos internacionales durante 2025, que evaluaron la profundidad, condiciones metaoceánicas, entre otras variables de alta importancia para un proyecto de esta envergadura.

El proyecto liderado por Ecopetrol contempla el anclaje de una unidad flotante de almacenamiento y regasificación que recibirá cargamentos de GNL importado. Con el aval de la ANLA, Cenit desarrollará los ajustes necesarios en la infraestructura existente – originalmente destinada a operaciones de crudo- que permitirá habilitar el recibo y manejo de gas natural en el Mar Caribe, para su posterior movilización al interior del país y entrega al Sistema Nacional de Transporte.

Este proyecto de regasificación representa un hito decisivo para la seguridad energética de Colombia en el corto y mediano plazo, y nos enorgullece que el segmento de transporte del Grupo Ecopetrol sea un protagonista para habilitar soluciones logísticas y estratégicas para atender la demanda de un combustible tan importante para el desarrollo del país, como lo es el gas natural.

II. Oleoductos y transición energética: regulación para un futuro sostenible



JORGE MURCIA OLAYA
Vicepresidente Legal y Secretario General
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

En esta cuarta edición titulada **"Regulación con Propósito: Perspectivas sobre Oleoductos, Evolución Normativa y Desafíos Jurisprudenciales"**, el lector encontrará una serie de artículos que abordan, desde diversas disciplinas, los desafíos legales y regulatorios del transporte de hidrocarburos en Colombia. Es importante señalar que ninguno de estos textos representa la posición institucional de las compañías del segmento midstream. Los autores han decidido, de manera libre y voluntaria, compartir sus reflexiones desde una perspectiva académica, técnica y crítica, con el propósito de enriquecer el debate público y jurídico sobre temas de alta relevancia nacional.

Esta publicación no se limita a ser una recopilación normativa ni una revisión técnica de decretos y resoluciones. Es, ante todo, una invitación a comprender comprender en esta edición el entramado jurídico que sostiene una de las infraestructuras más estratégicas del país: el transporte de hidrocarburos por oleoductos. Su publicación ocurre en un momento de inflexión para Colombia, en el que la transición energética, la sostenibilidad, la seguridad jurídica y la competitividad convergen en un escenario regulatorio cada vez más dinámico, complejo y exigente.

El lector encontrará aquí una obra colectiva, rigurosa y profundamente reflexiva, construida desde la experiencia técnica y jurídica de Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., con el respaldo de expertos que han vivido de cerca los desafíos de aplicar, interpretar y transformar la regulación del sector. Cada artículo, cada análisis, cada sentencia comentada, responde a una necesidad concreta: dotar al lector de un marco legal que no solo le precise las reglas de un sector especializado, sino que oriente, proteja y proyecte el desarrollo energético con propósito.

Una publicación para entender el presente y anticipar el futuro

El contenido de esta publicación está estructurado en cinco secciones temáticas que permiten al lector navegar por los distintos niveles de profundidad del marco legal vigente, sus tensiones, sus vacíos y sus oportunidades. Desde los fundamentos constitucionales hasta los detalles técnicos de las metodologías tarifarias, pasando por la jurisprudencia tributaria, los conflictos contractuales y los retos de la consulta previa, este documento ofrece una visión integral del ecosistema regulatorio que rodea al transporte de crudo en Colombia.

La primera sección, **"Regulación, Territorio y Energía: Reflexiones desde Cenit"**, presenta artículos que abordan el papel del Estado unitario en la concesión portuaria, la seguridad energética como bien jurídico protegido, y la prevención del daño antijurídico en la aplicación de metodologías regulatorias para la remuneración de infraestructura de transporte. Aquí, el lector podrá comprender cómo la regulación no es solo técnica, sino también política, social y constitucional.

La segunda sección, **"Energía, Territorio y Derechos"**, se adentra en los desafíos de la consulta previa, la democratización de los servicios públicos, y la normatividad de las energías renovables. Se trata de una mirada crítica y propositiva sobre cómo la regulación energética debe dialogar con los derechos de

las comunidades, la transformación digital y la sostenibilidad.

La tercera sección, **"Marco Legal en Evolución"**, constituye el corazón técnico de la revista. Aquí se analizan los decretos marco, las resoluciones tarifarias, las normas sobre transporte de oleoducto y los proyectos normativos que han transformado el sector entre 2010 y 2024. Este apartado es esencial para quienes buscan entender cómo se construye, modifica y aplica la regulación en el transporte de crudo por oleoductos, con especial énfasis en los sistemas operados por Cenit.

La cuarta sección, **"Regulación Energética y Jurisprudencia: Claves para la Inclusión y la Sostenibilidad"**, ofrece una lectura jurídica de las sentencias más relevantes en materia tributaria, ambiental y contractual. Desde la exención del impuesto de industria y comercio hasta el tratamiento fiscal de las indemnizaciones por servidumbre petrolera, esta sección revela cómo la jurisprudencia ha delineado los límites y alcances del marco legal vigente.

Finalmente, la quinta sección presenta un **caso emblemático:** el **laudo arbitral** entre Canacol Energy y Oleoducto Bicentenario. Este análisis permite entender cómo los contratos de transporte, sus cláusulas de "ship or pay" y los eventos justificados se convierten en escenarios de interpretación jurídica que impactan directamente la operación y la planificación financiera del sector.

Regulación con propósito: más allá del cumplimiento

El título de esta publicación no es casual. Hablar de **"Regulación con Propósito: Perspectivas sobre Oleoductos, Evolución Normativa y Desafíos Jurisprudenciales"** implica reconocer que la norma no puede ser un fin en sí misma. Debe responder a objetivos superiores: garantizar la seguridad energética, proteger el interés general, promover la inversión, asegurar la sostenibilidad ambiental y respetar los derechos fundamentales. En este sentido, la regulación debe ser técnica, sí, pero también ética, estratégica y participativa.

Los artículos aquí reunidos demuestran que la regulación del transporte por oleoductos no puede limitarse de manera exclusiva a fórmulas tarifarias o procedimientos administrativos. Debe considerar el impacto social de las obras por impuestos, la debida diligencia en derechos humanos, la transición energética, la digitalización de las guías de transporte, y la articulación con el ordenamiento territorial. Cada norma, cada resolución, cada decreto, tiene consecuencias reales sobre comunidades, empresas, instituciones y ecosistemas , hoy día que nos encontramos ante los retos de la maximización del uso de la infraestructura actual dispuesta para el transporte de otro tipo de vectores energéticos, tal y como se buscar hoy día con los procesos de conversión que busca la habilitación desde las aristas técnica, ambiental, regulatoria y económica.

Una obra construida desde la experiencia

Esta publicación es el resultado de un esfuerzo interdisciplinario que reúne a abogados, ingenieros, economistas, funcionarios públicos, gremios, empresas privadas y a la academia. Cada autor ha aportado desde su especialidad, pero también desde su vivencia institucional. No se trata de una mirada externa, sino de una reflexión desde adentro, desde quienes han tenido que aplicar la norma, enfrentar sus vacíos, defender sus principios y proponer sus reformas.

La participación de la Vicepresidencia Legal y Secretaría General de Cenit, la Gerencia de Regulación, la Gerencia Legal Contractual, la Gerencia Legal del Negocio , la Gerencia de Gestión Judicial y Extrajudicial y otras áreas estratégicas, garantiza que esta obra no sea solo académica, sino también operativa. Aquí se encuentran las voces de quienes han participado en la construcción del marco tarifario, de quienes han defendido servidumbres, gestionado riesgos contractuales, y promovido auditorías técnicas para mejorar la supervisión del sistema.

Una herramienta para la toma de decisiones

Más que una publicación, este documento es una herramienta para la toma de decisiones. Está dirigido a reguladores, operadores, inversionistas, jueces, abogados, académicos y líderes comunitarios que necesitan comprender el marco legal que rige el transporte de hidrocarburos en Colombia. Su lectura permite anticipar riesgos, identificar oportunidades, y construir argumentos sólidos para la defensa de intereses legítimos.

Además, esta obra contribuye a la formación de una cultura regulatoria en el país. En un contexto donde la regulación energética se vuelve cada vez más técnica y especializada, es fundamental contar con espacios de divulgación que traduzcan la norma en lenguaje comprensible, que expliquen sus fundamentos, que analicen sus impactos y que propongan mejoras.

Un llamado a la participación y al diálogo

La publicación también es un llamado a la participación. La regulación no puede ser construida en solitario por el Estado o por las empresas. Requiere del diálogo con las comunidades, la academia, los gremios y la sociedad civil. Por eso, muchos de los artículos aquí presentados incluyen propuestas normativas, análisis de jurisprudencia, y reflexiones sobre la consulta previa, la democratización de los servicios públicos y la inclusión energética.

Este enfoque participativo se refleja en el análisis de casos como el de la Comunidad de Pasacaballos, donde la Corte Constitucional reafirma el derecho de las comunidades afrodescendientes a conocer los planes de manejo ambiental y a participar en los proyectos que las afectan. También se evidencia en los estudios sobre comunidades energéticas, donde se muestra cómo la regulación puede ser una herramienta para empoderar a los territorios y promover modelos de desarrollo sostenible.

Una apuesta por la seguridad jurídica y la competitividad

En un sector tan estratégico como el de los hidrocarburos, la seguridad jurídica es un activo fundamental. Esta revista contribuye a fortalecerla, al sistematizar las normas vigentes, analizar sus implicaciones, y comentar las decisiones judiciales que las interpretan. Al hacerlo, ofrece claridad, previsibilidad y respaldo técnico a quienes operan en el sector. Pero también es una apuesta por la competitividad.

La regulación tarifaria, la depreciación acelerada, la deducibilidad fiscal, y la digitalización de los procesos, son elementos que inciden directamente en los costos de operación, en la atracción de inversión y en la eficiencia del sistema. Esta revista demuestra que una regulación bien diseñada puede ser un motor de desarrollo, y no un obstáculo burocrático.

Una obra viva, en constante evolución

Finalmente, esta publicación es una obra viva. El marco legal del transporte por oleoductos está en constante evolución, y esta publicación busca ser parte de ese proceso. Por eso, incluye proyectos normativos, propuestas de reforma, y análisis de resoluciones recientes. Invita al lector no solo a leer, sino a pensar, a debatir y a construir.

En este sentido, el lector encontrará aquí no solo respuestas, sino también preguntas. ¿Cómo debe evolucionar la metodología tarifaria para adaptarse a la transición energética?, ¿Qué papel deben jugar las auditorías externas en la supervisión del sistema?, ¿Cómo garantizar la participación efectiva de las comunidades en los proyectos de infraestructura energética?, ¿Qué límites tiene la tributación local frente a las exenciones nacionales?. Estas preguntas no tienen una única respuesta, pero esta publicación ofrece insumos valiosos para abordarlas con rigor, con contexto y con propósito.

III. Cenit y la soberanía económica: la necesidad de un nuevo marco regulatorio para proteger a los campeones nacionales

MAURICIO VELANDIA CASTRO
Consultor
Mauricio Velandia Abogados

Introducción

En las épocas modernas, la economía y el derecho dejaron de ser disciplinas separadas para convertirse en instrumentos gemelos de supervivencia. En un principio, los economistas hablaban de curvas de oferta y demanda, y los juristas de contratos y códigos. Pero pronto ambos lenguajes se encontraron en un mismo terreno. El de la regulación. Allí donde la economía describe lo que ocurre en los mercados y el derecho fija las reglas de juego, surge el verdadero espacio donde se define la capacidad de un país para conservar, competir y sobrevivir.

La regulación no es un capricho burocrático, es la forma contemporánea de conservación. Como en la naturaleza, donde las especies se adaptan para evitar la extinción, en los mercados las normas son las que determinan quién resiste, quién se expande y quién desaparece. El que cree que la economía se autorregula sola aún vive en los manuales de microeconomía de mediados del siglo XX, donde todo era equilibrio general y competencia perfecta. Hoy, la realidad es otra. Los mercados no son praderas abiertas sino trincheras geopolíticas, y la regulación es el muro que define qué nación resiste y cuál se vuelve patio trasero.

Para competir se necesitan normas claras. Las empresas no invierten en arenas movedizas. El capital no apuesta a largo plazo donde no hay estabilidad. Y los consumidores no se benefician de un mercado en el que la eficiencia se castiga como si fuera un pecado. La competencia, en esencia, significa ganar, ser más rápido, más innovador, más eficiente. Y esa competencia natural lleva a posiciones de dominio. No hay que confundir el resultado del esfuerzo con el abuso. El liderazgo es producto del mérito. El abuso es la distorsión ilegítima de ese poder. Un país inteligente premia a sus ganadores y castiga solo a los tramposos.

Pero la geopolítica trastocó tanto la economía como el derecho. El siglo XXI puso en evidencia lo que ya intuían los grandes pensadores, y es que la economía nunca ha sido neutral. Adam Smith habló de la mano invisible del mercado, pero la realidad contemporánea muestra que también existe la mano visible del Estado, de las instituciones y hasta de los políticos que definen quién puede ganar y quién no. Si Smith defendía la libertad de mercado como la fórmula para la prosperidad, hoy la paradoja es que a veces la "mano invisible" se enfrenta a la "mano dura", no ya de un regulador, sino de la geopolítica misma.

Aquí entra la ironía de nuestro tiempo: Adam Smith y Will Smith. El primero como padre del libre mercado; el segundo como símbolo de un golpe que todos vieron en vivo y que cambió el rumbo de una ceremonia. El libre mercado, como los Oscars, aquella noche, parecía un escenario perfecto hasta que apareció un golpe que nadie esperaba. Eso es hoy la economía global, un sistema que predicaba libertad y competencia perfecta, pero que recibe cada vez más golpes en forma de guerras comerciales, sanciones, aranceles y subsidios.

Las ayudas estatales y el proteccionismo dejaron de ser palabras prohibidas para convertirse en herramientas de política. Estados Unidos destina decenas de miles de millones de dólares a subsidiar sus semiconductores y su energía limpia. Europa

financia con fondos verdes multimillonarios a su industria para competir con China. Pekín sostiene a Huawei o Tencent con créditos blandos, contratos garantizados y una estrategia nacional que confunde deliberadamente empresa con Estado. Brasil mantiene bajo control estatal a Petrobras porque el petróleo es soberanía, no mercancía. En cada caso, el mercado se redibuja desde la política, no desde la ingenuidad de la teoría.

El resultado es evidente. El mundo entero protege a sus campeones nacionales (empresas o industrias). Lo que antes se veía como distorsión hoy se entiende como defensa. Los países no quieren "mercados libres", quieren mercados donde sus empresas sobrevivan y dominen. Los dogmas de la microeconomía clásica se han quedado atrás. Los manuales que enseñaban competencia perfecta son piezas de museo. En la práctica, todos saben que el mercado perfecto es una ficción. Ni siquiera Inglaterra en el siglo XIX, cuando pregonaba libre comercio, jugaba con reglas limpias; imponía su flota para abrir puertos y cerrar rutas.

Todo es pasajero, incluso las teorías económicas. Keynes fue la ortodoxia después de la Gran Depresión, hasta que los neoliberales de Chicago proclamaron la supremacía del mercado. Hoy, ese péndulo vuelve a girar. La teoría dominante ya no es la del mercado libre, sino la de la soberanía económica. Y en esa lógica, la regulación no es un lastre, sino un escudo.

El mensaje es claro. La economía del presente es soberanía nacional. Los aranceles, las ayudas, los subsidios, las reglas protectoras, son el nuevo lenguaje de las potencias. El derecho acompaña, ajusta y justifica. Quien no lo entienda seguirá pensando como en los libros de microeconomía: creyendo que la eficiencia es neutral y que el mercado es una pradera de iguales. Pero el mercado real es un campo de batalla y la regulación, el arma que decide quién queda en pie.

En este contexto, Colombia no puede seguir atrapada en la ingenuidad. Si seguimos

tratando a nuestros campeones nacionales como simples competidores, perderemos no solo mercados, sino soberanía. Y si seguimos confundiendo posición de dominio con abuso, terminaremos castigando a los corredores que podrían poner al país en la carrera mundial. El mundo ya cambió. Lo que está en juego no es solo eficiencia, sino supervivencia. Y en esa supervivencia, empresas como Cenit no son actores corrientes, todo lo contrario, son símbolos de la capacidad del país de decidir por sí mismo.

Este artículo describe mi criterio al respecto:

1. Cenit: un activo estratégico de Colombia

Colombia posee en Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos mucho más que una empresa. Tiene un activo de soberanía nacional, con miles de kilómetros de oleoductos y poliductos, estaciones, participación en puertos y cargaderos, Cenit es el sistema circulatorio de la energía del país.

Por su infraestructura y alcance, ninguna otra compañía en el mercado colombiano podría replicar su escala en el corto plazo. Cenit asegura que el crudo llegue a las refinerías, que los combustibles lleguen a los consumidores y que los ingresos fiscales derivados de las exportaciones fluyan al Estado.

No se trata de un actor ordinario. Cenit encarna la capacidad de Colombia de decidir sobre su seguridad energética, su estabilidad fiscal y su desarrollo territorial. Esa condición la convierte, indiscutiblemente, en un campeón nacional.

La pregunta es si Colombia entiende lo que tiene. ¿Se asume a Cenit como lo que es -un eje de soberanía- o se la regula como a cualquier actor de mercado? Allí se abre el dilema.

2. El mundo ya protege a sus campeones

La política de campeones nacionales es la norma en las principales potencias.

- Estados Unidos: la CHIPS Act de 2022 destinó más de 50.000 millones de dólares en subsidios para asegurar la producción local de semiconductores, bajo el argumento de seguridad nacional. El mismo país que enarbola la retórica del libre mercado subsidia de manera directa a su sector más estratégico.
- Unión Europea: Airbus fue concebida como respuesta estratégica a Boeing, con apoyo coordinado de varios Estados miembros. Hoy, Francia y Alemania impulsan fondos verdes multimillonarios para blindar su industria frente a la competencia externa.
- China: Huawei, Tencent y Alibaba crecieron bajo un régimen de subsidios, créditos blandos y contratos garantizados. Pekín no disimula. Para China, soberanía tecnológica es soberanía política.

- Brasil: Petrobras se mantiene bajo control estatal por considerarse estratégica para la soberanía energética. El petróleo, para Brasil, nunca se negocia en clave de simple mercado.

La historia enseña lo mismo, por ejemplo, en la Antigua Roma, los triunviratos nacían para estabilizar el poder. En la modernidad, Airbus se levantó como respuesta industrial de Europa a Estados Unidos. La lógica es constante, cuando está en juego la soberanía, se construyen campeones nacionales.

En todos estos casos, el liderazgo empresarial no se ve como un problema de competencia, sino como un activo nacional a proteger.

3. La paradoja regulatoria: no castigar al eficiente

El derecho de la competencia en Colombia parte de la Ley 155 de 1959 y se ha perfeccionado con el Decreto 2153 de 1992 y la Ley 1340 de 2009. Su objetivo es legítimo, como lo es proteger el bienestar del consumidor y la eficiencia del mercado, evitando prácticas restrictivas.

Pero en la práctica ha surgido una confusión. Se tiende a asociar posición de dominio con abuso de posición de dominio.

- La posición de dominio es un hecho de mercado: significa que una empresa ha sido más eficiente, ha invertido más o ha innovado mejor.

- El abuso es el comportamiento ilegítimo que restringe la competencia.

Confundirlos lleva a castigar al ganador solo por ser líder. Esa visión es contraproducente, porque desincentiva la inversión y la innovación. La posición de dominio lograda por eficiencia debe ser premiada, no sancionada.

El propio Adam Smith lo decía con otra voz, el mercado necesita libertad, pero libertad no es ingenuidad. Y si hoy Smith levantara la cabeza, quizás se preguntaría si en Colombia prima su "mano invisible" o la "mano dura" con la que, a veces, se golpea al más eficiente solo porque es más grande.

4. Ayudas estatales: pragmatismo económico global

En los foros internacionales, hablar de ayudas estatales ya no es tabú.

- Estados Unidos subsidia la producción de energía limpia y manufactura crítica.

- La Unión Europea autoriza esquemas de ayuda bajo el concepto de Important Projects of Common European Interest.

- China y Rusia integran el apoyo estatal a su estrategia geopolítica.

Los reguladores de estas jurisdicciones entienden que la soberanía económica exige intervención activa. Nadie se sonroja por aplicar subsidios, aranceles o protección regulatoria.

Colombia debe dejar atrás la ingenuidad de pensar que la apertura irrestricta es un dogma. Si no protege a sus **campeones nacionales**, otros países sí lo harán con los suyos, generando una asimetría peligrosa.

Prometeo robó el fuego a los dioses para entregárselo a los hombres, y fue castigado por ello. La historia de las ayudas estatales es similar. Lo que antes se condenaba como herejía, hoy se entiende como acto de supervivencia.

5. Colombia: la urgencia de un marco regulatorio de soberanía

El marco regulatorio colombiano en energía y transporte aún no refleja esta realidad global.

- La CREG suele abordar la apertura de mercados desde la lógica de la competencia pura, sin diferenciar sectores estratégicos.

- La SIC mantiene un enfoque de control de conductas que, aunque necesario, no siempre integra criterios de soberanía.

- La ANH regula contratos y exploración, pero sin un marco claro que vincule la logística del transporte como cuestión de seguridad nacional.

El resultado es un vacío. Se pretende aplicar reglas generales de competencia a sectores donde está en juego la estabilidad fiscal y energética de la nación. Un país sin economía soberana se convierte en patio trasero. Sin seguridad nacional, es botín.

6. Cenit como ejemplo de soberanía económica

Aplicar un modelo liberal ingenuo al caso de Cenit sería un error histórico. No se trata de abrir artificialmente su mercado para introducir competidores fragmentados que no pueden garantizar continuidad ni escala.

Cenit cumple funciones que ningún privado podría asumir por completo:

- Garantizar continuidad en regiones de difícil acceso.

- Mantener infraestructura bajo amenaza de ataques y sabotajes.

- Invertir en transición energética con visión de largo plazo.

Además, Cenit ya ha mostrado liderazgo en sostenibilidad, incorporando energías renovables en sus operaciones y reduciendo miles de toneladas de CO . Este esfuerzo no es solo empresarial, es un aporte a los compromisos internacionales de Colombia.

Cenit es, en los hechos, lo que Airbus es para Europa o Petrobras para Brasil. Una empresa que refleja la soberanía de un país.

7. Propuestas regulatorias para Colombia

Un nuevo marco de política regulatoria debería incluir:

- Reconocimiento legal de campeones nacionales. Incluir en la Ley 1340 de 2009 o en un estatuto sectorial la categoría de empresas estratégicas de soberanía. Establecer que estas empresas requieren protección activa del Estado.

- Ayuda estatal explícita y transparente. Crear programas de apoyo financiero para mantenimiento y expansión de infraestructura crítica. Asegurar mecanismos de compensación en caso

de ataques a oleoductos, con fondos de estabilización respaldados por el Estado.

- Interpretación moderna del derecho de la competencia. La SIC debe diferenciar claramente entre posición de dominio eficiente y abuso. Debe premiarse la eficiencia y castigarse únicamente el abuso comprobado.

- Integración regulatoria con la transición energética. La CREG y el Ministerio de Minas y Energía deben articular un marco que permita a Cenit liderar proyectos de hidrógeno, transporte de biocombustibles y electrificación de estaciones.

- Seguridad jurídica y protección frente a presiones externas. Blindaje frente a intentos de fragmentar artificialmente la infraestructura. Estabilidad contractual que incentive inversiones de largo plazo.

8. El rol del abogado regulatorio

El abogado regulatorio en este escenario no es solo litigante, sino arquitecto institucional. Su misión es diseñar soluciones que reconcilien el derecho de la competencia con la soberanía nacional.

Debe argumentar que la protección de campeones nacionales no es contraria al mercado, sino condición para que el mercado funcione en sectores estratégicos.

Debe mostrar que el derecho comparado valida esta tendencia, como las de Europa, EE. UU., China y Brasil, que ya lo hacen.

Debe proponer salidas que no generen privilegios arbitrarios, sino protecciones razonables, transparentes y proporcionadas.

9. Conclusión: Cenit como paradigma colombiano

Cenit representa la oportunidad de que Colombia entienda lo que el mundo ya sabe, como lo es que las naciones que no protegen a sus **campeones nacionales** terminan subordinadas a intereses ajenos.

La regulación no debe frenar a Cenit por ser eficiente ni tratarla como si fuera un actor cualquiera. Debe reconocerla como lo que es, el corazón logístico de la energía colombiana; un activo de soberanía.

Blindar a Cenit es proteger la seguridad energética, la estabilidad fiscal y la capacidad de Colombia de competir en el mundo.

Porque, al final, la verdadera competencia no consiste en frenar al que corre más rápido, sino en darle a la Nación un atleta capaz de disputar la carrera mundial. Ese atleta, en el caso colombiano, tiene nombre propio: Cenit.



SECCIÓN I

Regulación, Territorio y Energía: Reflexiones desde Cenit



1. Vicepresidencia Legal y Secretaría General

1.1. Concesiones portuarias y estado unitario: El legado constitucional de la Sentencia C-224 de 2025

JORGE MURCIA OLAYA
Vicepresidente Legal y Secretario General
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

"(...) la descentralización territorial comporta admitir que existe centralización, pues no existe descentralización sin algún grado de centralización y viceversa (...)"[1]

Resumen:

La Sentencia C-224 de 2025 de la Corte Constitucional declaró inexequible el poder de veto otorgado a los distritos portuarios sobre las concesiones portuarias, contenido en el artículo 80 de la Ley 1617 de 2013 y el artículo 17 de la Ley 768 de 2002. La Corte reafirmó que, aunque Colombia es un Estado descentralizado, ciertas competencias estratégicas como la regulación del comercio exterior y el desarrollo de infraestructura portuaria deben permanecer en cabeza de la Nación. Esta decisión se fundamentó en la necesidad de preservar el interés general, garantizar la eficacia de la función administrativa y evitar que intereses locales obstaculicen proyectos de alcance nacional.

El fallo tiene implicaciones positivas para el régimen de concesiones portuarias y el comercio exterior colombiano. Elimina barreras normativas que afectaban la inversión y la eficiencia en la gestión de proyectos portuarios, fortalece la seguridad jurídica para inversionistas y operadores, y posiciona a Colombia como plataforma logística regional. Además, contribuye al cumplimiento de compromisos internacionales y promueve el desarrollo económico del país. La sentencia constituye un precedente clave en la distribución de competencias entre la Nación y las entidades territoriales, reafirmando el principio de Estado unitario como garante del desarrollo estratégico nacional.

El legado constitucional de la Sentencia C-224 de 2025

I. Antecedentes y Contexto

La Ley 1 de 10 de enero de 1991 – *Por la cual se expide el Estatuto de Puertos Marítimos y se dictan otras disposiciones,* es la respuesta de la evolución del modelo estatal al de las concesiones, buscando la modernización y competitividad del sector. Es así como, dentro de los principios generales de la Ley 1 de 1991 se estableció que la dirección general de la actividad portuaria se encuentra a cargo de las autoridades de la República de Colombia.

Adicionalmente, el Estatuto de Puertos prevé en su Capítulo II – *De la concesión portuaria,* el procedimiento que se debe surtir para otorgar Contratos de Concesión Portuaria. En relación con la intervención de tercero y de autoridades, establece en su artículo 10°:

1 Comunicado 25A de 05 de junio de 2025 – Sentencia C-224/2025 M.P. Jorge Enrique Ibáñez Najar. Corte Constitucional Exp.: D-15.973

"Transcurridos los dos meses en los cuales se pueden formular oposiciones (...) y se citará siempre, para que expresen su opinión sobre la conveniencia y legalidad de las solicitudes, al Alcalde del Municipio o Distrito donde se pretenda desarrollar el proyecto (...) ("C-71 de 1994 - JURISCOL")

Las autoridades mencionadas en el inciso anterior tendrán un plazo de veinte días, contados a partir de la fecha en que la Superintendencia General de Puertos, les envíe la citación, para emitir sus conceptos; si al cabo de ese plazo la Superintendencia General de Puertos no los hubiere recibido, continuará el procedimiento sin los que falten (...) La Superintendencia General de Puertos no está obligada a acoger los conceptos o recomendaciones que emitan las autoridades a las que se refiere este inciso." ("Ley 01 de 1991 - Portal ANI") (*Subrayado fuera del texto original)

De la disposición en cita, se puede concluir que: i) existe el deber de la Superintendencia General de Puertos (hoy, Agencia Nacional de Infraestructura – ANI) de solicitar concepto de legalidad y conveniencia a las autoridades listadas en el artículo, incluyendo las Alcaldías donde se ubiquen los proyectos portuarios, ii) tales autoridades cuentan con el derecho de emitir su opinión sobre la legalidad y conveniencia frente a cada solicitud de Concesión Portuaria que se presente ante la Autoridad Concedente, iii) la ANI no está obligada a acoger los conceptos o recomendaciones que emitan las autoridades y iv) la ANI deberá continuar con el análisis y pronunciamiento de fondo de la solicitud, si transcurrido el plazo otorgado para la emisión de conceptos, faltaren alguno(s) de estos.

Vale la pena recordar que, actualmente, el Estatuto de Puertos Marítimos y su artículo 10 se encuentran en vigor, aún cuando el trámite de solicitud de concesiones fue reglamentado a través del Decreto No. 474 de 17 de marzo de 2015 e igualmente, dichas normas se encuentran compiladas en el Decreto No. 1079 de 26 de mayo de 2015 – *Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Transporte.*

Posteriormente, el Congreso de la República emitió la Ley 1617 de 05 de febrero de 2013 – *Por la cual se expide el Régimen para los Distritos Especiales*, que tiene por objeto según lo establecido en su artículo 1°, otorgar las facultades, instrumentos y recursos para que los Distritos pueden desarrollar sus funciones y promuevan el desarrollo integral de su territorio. En lo concerniente a los trámites de concesiones portuarias y modificaciones a estas, previó:

"Artículo 80. Régimen portuario.

En el trámite de las concesiones portuarias y en el de las modificaciones de las mismas, la Superintendencia General de Puertos y Transporte o la entidad encargada de aprobarlas, recibirán y escucharán los conceptos, recomendaciones y oposiciones que formulen los distritos en los que se pretendan localizar los puertos e instalaciones portuarias. Cuando este concepto fuere contrario a la solicitud, no podrá otorgarse la concesión o modificación que se tramita." ("Contenido - Portal ANI") (*Subrayado fuera del texto original)

En principio, pareciera que lo previsto en el artículo 80 de la Ley de Distritos guarda correspondencia con la estipulación del artículo 10 de la Ley 1 de 1991 referente al derecho de emitir conceptos de legalidad y conveniencia a cargo de las autoridades -para este caso, los distritos-. No obstante, en el inciso final del párrafo en cita del artículo 80, se otorgó a los Distritos, la facultad de **vetar** los trámites de concesiones portuarias con la emisión de un concepto contrario a la solicitud de concesión que hubiese sido presentada ante la Autoridad Concedente.

El artículo 80 anterior, fue incorporado en su literalidad en el artículo 17 – *Régimen*

Portuario del Título V de la Ley 768 de 31 de julio de 2002 – *Por la cual se adopta el Régimen Político, Administrativo y Fiscal de los Distritos Portuario (SIC) e Industrial (SIC) de Barranquilla, Turístico y Cultural de Cartagena de Indias y Turístico, Cultural e Histórico de Santa Marta.*

En línea con lo hasta aquí expuesto, a continuación, se presentará el análisis del reciente pronunciamiento de la Corte Constitucional en Sentencia C-224 de 05 de junio de 2025 y su importancia para el desarrollo económico y portuario de nuestro País.

II. Los cargos propuestos por el demandante, el análisis realizado por la Corte Constitucional y la decisión adoptada por esta

El demandante propuso tres (03) cargos para debatir la constitucionalidad del aparte del artículo 80 de la Ley 1617 de 2013, según el cual: *"Cuando este concepto fuere contrario a la solicitud, no podrá otorgarse la concesión o modificación que se tramita."*. De conformidad con lo establecido en el Comunicado 25A de la Corte Constitucional, estos cargos se enmarcaron en: i) la violación del interés general involucrado en la creación y funcionamiento de los puertos como puntos de contacto del comercio internacional, ii) el desconocimiento de los principios que rigen el ejercicio de la función administrativa y iii) la vulneración de la distribución de competencias entre la Nación y las entidades territoriales.

No obstante, la Sala Plena al evaluar la aptitud sustantiva de la demanda, consideró que el cargo asociado al desconocimiento de los principios de la función administrativa no reunía los requisitos de *"(...) certeza, especificidad, pertinencia y suficiencia"*[2], por lo cual, para adoptar una decisión de mérito analizó los dos (02) cargos restantes y por unidad normativa, integró el artículo 17 de la Ley 768 de 2002.

2 Ibidem

Así las cosas, para su análisis, la Corte Constitucional incorporó los preceptos de los artículos 1, 287, 288, 298 y 311 de la Constitución Política de Colombia y, el artículo 29 de la Ley 1454 de 28 de junio de 2011 – *Por la cual se dictan normas orgánicas sobre el ordenamiento territorial y* se modifican otras disposiciones.

De acuerdo con lo anterior, a continuación, se presenta el estudio de los fundamentos constitucionales de la decisión adoptada por la Sala Plena de la Corte Constitucional:

1. Estado unitario y descentralización

En los términos de los principios fundamentales de la Constitución Política de Colombia, específicamente en el artículo 1, la Corte reiteró que nuestro País es una República unitaria, descentralizada y con autonomía de sus entidades territoriales. Este modelo implica una distribución de competencias que reconoce tanto la centralización como la descentralización, pero establece límites claros para evitar que las entidades territoriales interfieran en asuntos de interés nacional.

Al respecto, la Corte Constitucional señaló mediante el Comunicado 25A:

> *"(...) la descentralización territorial comporta admitir que existe centralización, pues no existe descentralización sin algún grado de centralización y viceversa, razón por la cual están en cabeza de dependencias de la Nación o de entidades autónomas del orden nacional, como personas jurídicas de derecho público, entre otras (...) la formulación de la política económica general a través del Plan nacional de desarrollo, (...) la regulación del comercio exterior; la regulación aduanera y arancelaria; (...) los cambios internacionales (...) la planificación estratégica del desarrollo internacional; y la definición estratégica de los grandes proyectos de infraestructura de cobertura nacional."*
> (*Subrayado fuera del texto original)

En síntesis, la Corte no desconoce la autonomía de los distritos portuarios, pero aclara que esta debe ejercerse dentro de los límites constitucionales. La participación de los distritos en los trámites de Concesiones Portuarias y/o las modificaciones a estas es válida y necesaria, pero no puede convertirse en una decisión vinculante que impida a la Nación ejercer sus competencias.

2. Distribución de competencias

Aunado a lo expuesto, la Sala Plena de la Corte recordó que la Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial (Ley 1454 de 2011) establece que la Nación tiene competencia exclusiva sobre:

- La localización de grandes proyectos de infraestructura.

- Los lineamientos para la distribución equitativa de infraestructura social y servicios públicos -el transporte de hidrocarburos fue declarado servicio público, en los términos del artículo 212 del Decreto No. 1056 DE 1953 – *Por el cual se expide el Código de Petróleos-*.

Es así como, se concluye que en el marco del respeto de los límites a las facultades otorgadas a las autoridades de orden nacional y las autoridades de orden territorial, algunas competencias esenciales y estratégicas para el interés general de Colombia, se encuentran en cabeza y/o reservadas para su ejecución en las entidades nacionales, en línea con el principio constitucional del Estado unitario de que trata el numeral 1 y que debe ser entendido en todo caso como *"(...) un mecanismo de articulación internacional y no como una herramienta de subordinación"*[3].

Es por lo anterior que, **la actividad portuaria no puede estar sujeta a decisiones locales que paralicen el desarrollo de infraestructura estratégica** y, el otorgar a los distritos un poder de veto sobre concesiones portuarias se traduce en una invasión a las competencias nacionales, generando un conflicto constitucional inverso en el que la autonomía territorial desborda los límites impuestos por la Constitución Política de Colombia.

3. Interés general y función administrativa

Si bien la Corte Constitucional consideró que, para el cargo asociado a los principios de la función administrativa no se reunían los requisitos de certeza, especificidad, pertinencia y suficiencia, es menester analizar cómo podrían verse afectados en la actividad portuaria ante la permanencia de disposiciones normativas como la demandada. En este sentido, la función administrativa en los términos del artículo 209 de la Constitución Política se encuentra al servicio de los intereses generales y debe guiarse, entre otros, por principios como: i) la eficacia, ii) la coordinación interinstitucional, iii) la imparcialidad y iii) la celeridad.

Sobre el particular, el aparte normativo que fue objeto de demanda se traduce en una vulneración de los principios referidos, así:

- Eficacia: se refiere a la consecución de los objetivos propuestos y la adecuada realización de las funciones y deberes, sobre todo en lo referente a la administración pública. Bloquear concesiones portuarias por un concepto desfavorable de un distrito, puede impedir el desarrollo de proyectos que beneficien a la Nación.

- Coordinación: las entidades públicas deben actuar de manera articulada y la existencia de un veto distrital quebranta esta coordinación, generando conflictos de competencia y una eventual fragmentación institucional.

- Imparcialidad: las decisiones deben responder al interés general y ser objetivas, garantizando la ausencia de sesgos y equidad en los procedimientos administrativos, como lo es, el otorgamiento de Concesiones

3 Ibidem

Portuarias, las modificaciones a estas y el carácter de infraestructura estratégica que revisten para Colombia.

- Celeridad: los trámites administrativos deben resolverse en tiempos razonables. El poder de veto distrital podría generar demoras injustificadas, afectando la inversión y competitividad de un País.

Ahora bien, las Concesiones Portuarias no pueden ser entendidas como meros actos administrativos con un alcance local, sino que las decisiones de otorgamiento y/o modificación de estas, inciden directamente en el interés general de una Nación, entendido como el conjunto de condiciones que permiten el desarrollo económico, la integración internacional y el bienestar de una colectividad.

4. La decisión de la Sala Plena de la Corte Constitucional

La Corte para su decisión destacó que las Concesiones Portuarias son de **interés público**, por su impacto en la economía nacional y el comercio internacional. Adicionalmente, la decisión se fundamentó en la necesidad de preservar el equilibrio entre la autonomía territorial y el principio de Estado unitario, reconociendo que ciertas competencias estratégicas, como la regulación del comercio exterior y la infraestructura portuaria, son de **interés nacional** y deben estar en cabeza de las autoridades del orden central.

En este sentido, la Corte Constitucional de Colombia en Sentencia C-224 de 2025, declaró **inexequible** la expresión: *"Cuando este concepto fuere contrario a la solicitud, no podrá otorgarse la concesión o modificación que se tramita.",* contenida en el artículo 80 de la Ley 1617 de 2013 y el artículo 17 de la Ley 768 de 2002, que otorgaba a los distritos portuarios la facultad de emitir conceptos negativos vinculantes en los trámites de concesiones portuarias y las modificaciones a estas.

Con la declaración de inexequibilidad de esta prerrogativa, se evidencia un avance significativo en la consolidación de un modelo de gobernanza portuaria que armoniza la autonomía territorial con el interés nacional, y tiene implicaciones relevantes para el desarrollo económico, la inversión en infraestructura y el comercio exterior colombiano.

III. El impacto positivo de la Sentencia C-224/25 en el Régimen de las Concesiones Portuarias y el Comercio Exterior colombiano

En este capítulo se presentan los impactos positivos que genera el pronunciamiento de la Corte Constitucional en la Sentencia C-224 de 2025:

1. Importancia para las Concesiones Portuarias

Los puertos se configuran como nodos esenciales y estratégicos en la cadena de suministro global. A través de ellos se movilizan bienes, insumos, hidrocarburos, alimentos y tecnología, lo que los convierte en puntos neurálgicos para la economía nacional. Para el caso en concreto, Colombia cuenta con una ubicación geográfica privilegiada que le permite el acceso tanto al océano Atlántico como al Pacífico y la decisión de la Sala Plena de la Corte Constitucional:

- Establece la eliminación del poder de veto distrital, con lo cual se brinda mayor claridad normativa y seguridad jurídica a los inversionistas, operadores portuarios, solicitantes y/o titulares de Concesiones Portuarias, al soportar las decisiones sobre concesiones en criterios técnicos y estratégicos, no en intereses territoriales particulares -que pueden ser legítimos pero limitados en alcance-.

- Evita bloqueos injustificados en los procesos de concesión y sus

modificaciones, lo que permite una mayor eficiencia en la gestión de proyectos portuarios. Esto es especialmente relevante en un contexto donde la infraestructura portuaria debe responder rápidamente a las demandas del comercio internacional.

- Garantiza que las decisiones sobre Concesiones Portuarias se tomen en el marco de competencias nacionales, contribuyendo a la creación de un entorno más atractivo para la inversión, tanto nacional como extranjera. Los inversionistas valoran la estabilidad institucional y la previsibilidad normativa.

- Reafirma el rol de la Nación en los proyectos de infraestructura que impactan el desarrollo económico del País. Esto fortalece la capacidad del Estado para implementar políticas públicas de largo plazo en materia portuaria.

2. Importancia para el Comercio Exterior colombiano

En Colombia, los puertos son un engranaje fundamental para el desarrollo de actividades de comercio exterior, como lo son: i) la exportación de productos nacionales (como café, flores, carbón, petróleo, banano), ii) la importación de bienes de consumo y maquinaria, iii) la interconexión con mercados internacionales en América, Europa y Asia. Es por lo anterior que la Sentencia de la Corte:

- Salvaguarda la cadena logística nacional, toda vez que las decisiones sobre las Concesiones Portuarias no estarán sujetas a criterios o posiciones locales, protegiendo la fluidez del comercio exterior y la competitividad de Colombia.

- Consolida a Colombia como plataforma logística regional, en entendido que permite avanzar en proyectos portuarios (de construcción, modernización y/o expansión) que posicionen al País como un actor relevante en el comercio internacional.

- Propende por el cumplimiento de compromisos internacionales asociados a los tratados de libre comercio y acuerdos que exigen infraestructura eficiente y procesos administrativos ágiles, al eliminar barreras normativas que afectaban el desarrollo de las actividades portuaria en el País.

Finalmente, es correcto afirmar que la Sentencia C-224 de 2025 se constituye como un hito fundamental para el crecimiento económico, la integración regional y la competitividad internacional, mediante el desarrollo de la actividad portuaria y el comercio exterior de la Nación. La decisión de la Corte Constitucional reafirma esta visión y sienta un precedente importante para futuras discusiones sobre la distribución de competencias en el marco del Estado unitario y descentralizado, donde los distritos deben respetar las competencias a cargo de la Nación y no le es dable al legislador trasladarlas a Entidades Territoriales, en la medida que se estaría desconociendo palmariamente las previsiones de la Constitución Política y el Estado Unitario.

2. Gerencia de Regulación

2.1. Análisis de las condiciones de suspensión y abandono de la infraestructura de transporte por oleoductos

RAÚL ÁVILA FORERO
Gerente de Regulación
Vicepresidencia Legal y Secretaría General
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Hasta ahora, el tratamiento del abandono de infraestructura en oleoductos en Colombia es difuso y poco estandarizado en la normatividad vigente. Aunque el artículo 204 del Código de Petróleos[1] exigía reportes anuales de amortización e inversiones, no existe hoy día aún una metodología clara ni obligatoria para calcular, recaudar o administrar recursos destinados al abandono de infraestructura. En la práctica:

- El abandono se trataba como una contingencia futura sin provisión tarifaria explícita.
- No había obligación de constituir un fondo específico ni de reportar su saldo.
- Las tarifas no incluían un componente obligatorio para cubrir estos costos.

Por otra parte, la actual metodología tarifaria en oleoductos, desplegada mediante Resolución MME 72146 de 2014 menciona en materia, en el artículo 3:

> *"(...) PARÁGRAFO 2o. El transportador deberá justificar, mediante estudio realizado por firma calificada, el costo que implica llevar a cabo el proceso de abandono del trayecto; proceso que deberá estar aprobado por la autoridad ambiental competente. Para prever que el recurso financiero para cubrir dicho costo esté disponible al momento de realizar el mencionado proceso, el transportador podrá incluir como parte de la tarifa por barril transportado, el valor unitario requerido para generar ese recurso durante el período de recuperación de la inversión en el trayecto que haya dispuesto conforme al parágrafo 4o del artículo 7o de esta resolución. ("col133946.docx - Food and Agriculture Organization")*
>
> *Desde el inicio de dicho período el transportador llevará en su contabilidad un registro especial denominado fondo de abandono y para garantizar los recursos financieros aludidos, obtenidos del recaudo del valor unitario mencionado aplicado a los volúmenes transportados, establecerá un encargo fiduciario o una garantía bancaria a nombre del transportador y del Ministerio de Minas y Energía. ("Alejandría - Resolución 72146 de 2014 MME - Portal CREG") En todo caso la Dirección de Hidrocarburos podrá, en cualquier momento, mediante la auditoría establecida en el artículo 23 de la Resolución 72 145 del 7 de mayo de 2014 o la norma que la modifique o sustituya, revisar que dichos recursos se hayan recaudado correctamente y estén debidamente garantizados (...)".*

En esta Resolución 72146 (y sus modificaciones), el tema del abandono de oleoductos como se destaca no está aún desarrollado de forma estructural y explícita. El tratamiento del abandono es en este momento aún implícito y limitado, sin una metodología tarifaria que incluyera un componente específico para financiar el cierre y desmantelamiento de la infraestructura.

Buscando subsanar estos retos mencionados, el Ministerio de Minas y Energía publicó para comentarios en el año 2022 el proyecto de Resolución: *Por la cual se establece la metodología tarifaria para el*

---

1 (...) ARTICULO 204. En un informe especial que anualmente deberá presentarse al Ministerio de Minas y Petróleos, cada empresario de oleoductos dará cuenta detallada de las inversiones de capital que en el año a que se refiere el informe haya hecho para el ensanche de la empresa, de la amortización y también sobre los gastos de sostenimiento, administración y explotación de ella en el mismo tiempo. El informe deberá estar acompañado de los comprobantes respectivos. Si el Ministerio de Minas y Petróleos lo juzgare necesario, podrá hacer verificar la exactitud de los datos suministrados, de conformidad con lo previsto en el artículo 7o.

Los datos anteriores servirán para fijar la tarifa que debe regir en el período siguientes, con sujeción a las reglas dadas en el artículo 57 (...). Subrayado propio.

transporte por oleoductos[2], actualmente en análisis por parte del equipo de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio; lo que propone el proyecto de resolución, es un nuevo enfoque donde se amplían algunos parámetros en particular:

El proyecto introduce un modelo alternativo, obligatorio y transparente como lo define el Ministerio para el tratamiento del abandono de oleoductos, estructurado en cuatro componentes clave:

1. Aporte Unitario al Fondo de Abandono (ABA)

Definición: Valor en USD/Barril transportado que los remitentes deben pagar.

Cálculo: Lo realiza el transportador con base en:

- Presupuesto preliminar del desmantelamiento, cierre y abandono del trayecto.
- Vida útil económica remanente (VUER) del oleoducto.
- Proyección de volúmenes futuros a transportar por el trayecto.
- Recursos ya recaudados.
- Rendimientos financieros del fondo. Intereses generados por el fondo si está invertido.

Fórmula de cálculo del ABA:

- Aunque la resolución no presenta una fórmula algebraica cerrada única para el ABA, sí establece que debe calcularse como:

$$ABA - \frac{C_{\text{abandono}} - R_{\text{existente}} - R_{\text{endimientos}}}{\sum_{t=1}^{VUER} Q_t}$$

Donde:

- *ABA: Aporte Unitario al Fondo de Abandono (USD/barril).*
- *Cabandono: Valor económico estimado del plan de desmantelamiento y abandono.*
- *Rexistente: Recursos ya recaudados en el fondo de abandono.*
- *Irendimientos: Intereses acumulados del fondo si está invertido.*
- *Vida útil económica remanente (VUER) del oleoducto*
- *Qt: Volumen proyectado de petróleo a transportar en el año tt del VUER.*

Condición especial: Si el fondo ya tiene recursos suficientes, el ABA será cero.

Penalización: Si el transportador no presenta el cálculo del ABA, se aplicará un cargo automático del 5% del valor de la tarifa, redondeado al siguiente centavo.

Reporte y documentación:

- *El ABA debe estar incluido en la fórmula tarifaria como componente obligatorio.*
- *Debe ser reportado en el Informe Anual y en la documentación soporte de la solicitud tarifaria.*
- *El fondo puede ser constituido como fiducia mercantil o asiento contable.*

2. Fondo de Abandono

Naturaleza: Puede ser un asiento contable o una fiducia mercantil constituida por el transportador en la cual se registrarán o depositarán los recursos con el fin de ser utilizado exclusivamente en la ejecución de las actividades relacionadas con el Costo de Abandono.

Finalidad: Exclusiva para cubrir los costos de abandono.

Administración: A cargo del transportador, quien debe:

2 https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/establecer-la-metodolog%C3%ADa-tarifaria-para-el-transporte-por-oleoductos/

- *Recaudar mensualmente el ABA.*
- *Depositarlo en el fondo.*
- *Reportar anualmente el saldo y movimientos, certificados por el revisor fiscal y el representante legal.*

3. Costos de Abandono

Definición: Valoración económica de las acciones necesarias para el desmantelamiento, cierre y remediación ambiental.

Obligación: El transportador debe presentar un estudio técnico-económico ante la Dirección de Hidrocarburos en un plazo de 6 meses desde que se establezcan las exigencias sectoriales.

Plan de Desmantelamiento y Abandono: Debe presentarse ante la ANLA según el Decreto 1076 de 2015.

Fase de Desmantelamiento y Abandono: Periodo que sucede una vez terminada la vida útil económica de un oleoducto, en el cual se ejecuta el plan de desmantelamiento y abandono, previamente presentado por el transportador a la autoridad ambiental competente, la cual mediante acto administrativo declara el inicio de esta fase e impone el cumplimiento del plan de desmantelamiento y abandono.

4. Devolución de recursos sobrantes

Si al ejecutar el plan de abandono hay excedentes en el fondo, estos se devuelven proporcionalmente a los remitentes según los volúmenes transportados en los últimos tres periodos tarifarios.

Propuesta desde la óptica del segmento midstream

Se entiende de lo planteado en el Anexo 4 del proyecto de Resolución que el componente ABA de la Fórmula Tarifaria, solo se activará una vez la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía establezca las exigencias sectoriales para el desmantelamiento, cierre, o abandono del oleoducto.

Para ello se ha planteado la importancia de que el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) unifiquen y definan procesos que permitan tener tracción en la definición de criterios y desarrollos en cuanto a:

i) actividades necesarias para llevar a cabo el abandono;
ii) proyección de recuperación del monto asociado al fondo de abandono;
iii) el manejo de los recursos captados para dicho menester, y
iv) la definición del valor y momento del recaudo.

Precisamente, se consultó sobre cuáles serán las exigencias sectoriales que establecerá el Ministerio, a fin de poder incorporar dichas exigencias en el presupuesto que las compañías transportadoras, que se deberían entregar para poder hacer la incorporación efectiva de este componente en las tarifas a cobrar por la prestación del servicio.

Así mismo, frente al procedimiento de estimación, cobro y fondeo del abandono, se considera clave, que a fin de guardar consistencia con el tratamiento contable que han establecido las normas internacionales, donde se ve de mucha relevancia para el análisis y definición de la remuneración de este concepto, lo que se aplica en compañías sectoriales:

Para efectos contables y siguiendo lo establecido en las normas internacionales de contabilidad, la compañía ha determinado y registrado en sus Estados Financieros una provisión por el desmantelamiento y abandono de sus activos en los casos en los que hubiere a lugar. Con miras a determinar dicha provisión, la cual al momento de constituirse es reconocida con contrapartida en el rubro de propiedades, planta y equipo,

la compañía toma en consideración los siguientes elementos:

i) Estudio de costos de abandono: Realizado por el equipo técnico de la compañía y el cual tiene como objeto determinar el mejor estimado de los costos en los que incurriría al momento de abandonar la infraestructura.
ii) *"Vida Útil: La vida útil es el tiempo durante el cual se espera que un activo funcione y participe en la generación de los ingresos o renta de la compañía.*
iii) *Tasa de descuento: Es aquella utilizada para descontar los flujos futuros de efectivo mediante la técnica del valor presente neto".*[3]

Las compañías deben revisar las provisiones al menos con carácter anual y las ajusta, en su caso, para reflejar la mejor estimación existente en ese momento. Así mismo, mensualmente realiza la actualización financiera del pasivo llevando contra el resultado el monto que se determine. Considerando lo anterior, se sugirió al Ministerio considerar las variables y cálculos de las compañías para determinar y actualizar la provisión de abandono, de forma que se alinee con la metodología planteada para efectos tarifarios.

Con relación al Fondo de Abandono, se consideró importante que el texto de la Resolución establezca que los recursos pueden gestionarse por la compañía mediante una fiducia o mediante cualquier otro instrumento financiero que esta defina. Así mismo, se sugirió revisar la frecuencia con la cual se revisará y/o actualizará el aporte unitario, lo anterior considerando que la provisión de abandono es actualizada por las compañías de forma mensual por el efecto financiero y anualmente por la revisión de los tres elementos que son considerados para su cálculo y que se mencionó anteriormente.

En el mismo sentido, se recomendó revisar lo señalado al final del Anexo 4 de la propuesta normativa sometida a comentarios, específicamente en relación con la devolución de recursos a los remitentes en caso de que proceda.

Dado que se plantea una revisión periódica del aporte unitario al fondo de abandono, esta situación podría abordarse más adecuadamente como un ajuste tarifario —ya sea mediante devolución o cobro adicional— con un plazo más corto que el previsto en el documento, y antes de que se materialice el abandono.

Tal como se ha expuesto ante el Ministerio y discutido en las mesas temáticas, en el párrafo 6 del Anexo 4 se menciona lo siguiente:

> *"En caso de que el transportador no estime el aporte unitario al costo de abandono en los términos de este anexo y los capítulos II y III de esta resolución, se establecerá un cargo del 5% del valor de la tarifa redondeado al siguiente centavo*[4]*, siempre y cuando el transportador no haya cubierto el fondo de abandono a partir del recaudo del aporte unitario al fondo de abandono"*

La Fórmula Tarifaria prevista en el Artículo 16 de la propuesta de metodología tarifaria incluye el componente de Aporte Unitario al Fondo de Abandono – ABA, que será determinado a partir de los criterios del Anexo 4, y que se activaría sólo hasta que la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía establezca las exigencias sectoriales para el desmantelamiento, cierre, o abandono del oleoducto.

En ese sentido, se reiteró la necesidad de que la resolución definitiva incluya de manera explícita las exigencias sectoriales que permitirán determinar y activar el componente tarifario correspondiente.

3 Vida útil de los activos fijos o depreciables – Gerencie.com, https://www.gerencie.com/vida-util-de-los-activos-fijos.html.
4 Llama la atención que este porcentaje se calcule sobre la tarifa completa

Asimismo, considerando el impacto que la aplicación de dicho componente puede tener sobre el resultado tarifario, se destacó la importancia de contar con esta información de forma clara y anticipada. Esto resulta especialmente relevante para garantizar transparencia y previsibilidad en el proceso de estructuración tarifaria

i) Se debe asegurar que tenga el tratamiento de un costo fijo de AOM dentro la fórmula tarifaria,

ii) Se debe establecer la formulación para su correcta incorporación dentro de este componente tarifario, según lo planteado.

Hoy día se está a la espera del ajuste regulatorio en materia por parte del Ministerio

2.2. Seguridad energética de hidrocarburos y sus derivados: Riesgos de Apoderamiento, manejo de información clasificada y procesos de socialización.

MARÍA ALEJANDRA SALAZAR ROJAS
Abogada Experta Estrategia Regulatoria
Gerencia de Regulación
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Resumen

En Colombia el Ministerio de Minas y Energía según lo previsto en el artículo 24 de la Ley 2099 de 2021[1] tiene la competencia para promover "la reconversión de proyectos de minería e hidrocarburos que contribuyan a la transición energética". En esa perspectiva, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería pueden diseñar mecanismos que promuevan la generación de energía mediante Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE), usar energéticos alternativos y capturar, almacenar y utilizar carbono. En tal orden, este artículo se enfoca en la diversificación de la matriz energética desde el rol de compañías que integran el sector *Midstream* y la importancia de la garantía de la seguridad energética. Concibiendo que ésta última implica garantizar el acceso confiable, sostenible y asequible a la energía.

Así, el concepto de seguridad energética en el *Midstream* para los efectos académicos de este escrito está ligada al logro de abastecer el país, a partir de su participación con el transporte de hidrocarburos y de fuentes no convencionales de energía. Aspecto sine qua non para promover la garantía real de acceso al goce de los derechos fundamentales de sus habitantes, puesto que, el *"abastecimiento permite cumplir aspectos básicos propios de la dignidad humana" y en específico para el goce de acceso a la energía.*

Así, pensar en torno la necesidad de salvaguardar el abastecimiento en el sector de hidrocarburos, implica analizar los desafíos crecientes derivados de la exposición a riesgos como el apoderamiento indebido de activos estratégicos, el manejo inadecuado de información clasificada y los procesos de socialización que, si no se gestionan correctamente, pueden comprometer, entre otros, con la estabilidad operativa de las empresas. Este artículo analiza estos factores desde una perspectiva

1 La Sala Plena de la Corte Constitucional, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial de las previstas en el numeral 4º del artículo 241 de la Constitución Política, cumplidos todos los trámites y requisitos contemplados en el Decreto 2067 de 1991, profirió la Sentencia C-186/22, en la que estudió la demanda de inconstitucionalidad contra el inciso 2º del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 "[p]or 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".

jurídica regulatoria y técnica, proponiendo estrategias para mitigar sus impactos en el contexto colombiano.

1. Introducción

La seguridad energética es un componente esencial para el desarrollo económico y la soberanía nacional, específicamente por el impacto que su vulnerabilidad podría tener en la garantía de derechos fundamentales como la vida y la salud de la población. Primigeniamente, ese componente deviene de las competencias regulatorias en cabeza del Estado, que a luz de lo previsto en el artículo 20 de la Ley 143 de 1994 prevén que, *"en relación con el sector energético la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. "Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible." ("RESOLUCION 34 DE 2001 - SUIN")* Así pues, en el sector de hidrocarburos, esta seguridad se ve amenazada por factores internos y externos que afectan la disponibilidad, accesibilidad y resiliencia de los recursos energéticos.

Por lo anterior, este estudio se enfoca en tres dimensiones críticas: el apoderamiento de activos, la gestión de información clasificada y los procesos de socialización institucional.

2. Apoderamiento de Activos Estratégicos

El apoderamiento, entendido como la apropiación indebida de infraestructura, recursos o decisiones estratégicas, representa un riesgo para la continuidad operativa, la gobernanza corporativa y la seguridad de la soberanía nacional. En zonas de operación con presencia de actores armados o conflictos sociales, este fenómeno puede adquirir dimensiones geopolíticas, afectando la producción, el transporte y la comercialización de hidrocarburos. Aspecto que, transversalmente incide en la garantía de los derechos fundamentales y con ello, del cumplimiento de los fines de Estado. Sobre esta conceptualización el Código Penal, adicionado mediante la Ley 1028 de 2006 dispone:

> *"Artículo 327-A. Apoderamiento de hidrocarburos, sus derivados, biocombustibles o mezclas que los contengan. ("Art. 327-A Código Penal Apoderamiento de hidrocarburos, sus derivados ...") El que se apodere de hidrocarburos, sus derivados, biocombustibles o mezclas que los contengan debidamente reglamentados, cuando sean transportados a través de un oleoducto, gasoducto, poliducto o a través de cualquier otro medio, o cuando se encuentren almacenados en fuentes inmediatas de abastecimiento o plantas de bombeo, incurrirá en prisión de ocho (8) a quince (15) años y multa de mil trescientos (1.300) a doce mil (12.000) salarios mínimos mensuales legales vigentes.*
>
> *En las mismas penas incurrirá el que mezcle ilícitamente hidrocarburos, sus derivados, biocombustibles o mezclas que los contengan. Cuando el apoderamiento se cometiere en volúmenes que no exceda de veinte (20) galones o 65 metros cúbicos (m3) de gas, la pena será de prisión de tres (3) a ocho (8) años y multa de doscientos (200) a setecientos (700) salarios mínimos legales mensuales vigentes".*

En tal perspectiva, las implicaciones del apoderamiento de hidrocarburos, sus derivados, biocombustibles o mezclas que los contengan, así como el apoderamiento o alteración de sistemas de identificación[2], la receptación[3], la destinación ilegal de combustibles[4] conducen a: la pérdida de control sobre activos críticos, a riesgos que afectan derechos de las comunidades ante la exposición por daños en los recursos

2 Ver Artículo 327B del Código Penal, adicionado mediante la Ley 1028 de 2006.
3 Ver Artículo 327C del Código Penal, adicionado mediante la Ley 1028 de 2006.
4 Ver Artículo 327D del Código Penal, adicionado mediante la Ley 1028 de 2006.

naturales como causa, por ejemplo, de conexiones ilícitas a oleoductos y en específico, para las compañías que integran el sector del *Midstrem* en riesgos reputacionales, legales, de intervención estatal y para el Estado en la imposibilidad de garantizar la integridad del goce de los derechos fundamentales de la población tras los riesgos de garantizar la seguridad energética nacional o local.

Delitos antes esbozados que representan un gran riesgo para la seguridad energética del país. Precisamente el profesor Luis Enrique Moreno Mendieta evidenció este riesgo indicando que:

> *"Estas prácticas [el hurto de hidrocarburos] generan enormes dividendos para el crimen organizado, pudiendo llegar a ser el sustento de grupos terroristas... así como importantes devastaciones ambientales debido al descontrol y derrame de los hidrocarburos. De igual forma, ocasionan una pérdida importante de ingresos al erario que pudieran ser utilizados para el desarrollo de las naciones. Se calcula que el monto de hidrocarburos que se pierde en algún punto de la cadena de valor asciende a USD 133 mil millones de dólares anualmente en todo el mundo, esto genera un enorme negocio en donde diversos actores quieren tomar parte, incluyendo a altos mandos de la función pública" (Moreno, 2019)*

Los delitos relacionados al apoderamiento de hidrocarburos, sus derivados, biocombustibles o mezclas que los contengan, así como la alteración de sistemas de identificación, la receptación y la destinación ilegal de combustibles, trascienden el análisis de la pérdida financiera para las compañías involucradas. Desde una perspectiva jurídica, estos actos constituyen infracciones graves al orden público económico y vulneran el marco penal establecido en el Código Penal colombiano, porque afectan directamente la seguridad energética del país. Y desde el punto de vista técnico, estos delitos comprometen la integridad de la infraestructura energética, especialmente cuando se instalan válvulas ilícitas en oleoductos o poliductos, generando riesgos de derrames que contaminan ríos, suelos y ecosistemas estratégicos.

Por lo anterior, el control preventivo por parte del Estado es indispensable para: i) mitigar los impactos ambientales, ii) reducir la probabilidad de consolidación de estructuras criminales, terroristas o beligerantes que se financian mediante el comercio ilegal de combustibles y iii) fortalecer los mecanismos de vigilancia, trazabilidad y judicialización de estos delitos para garantizar la continuidad operativa del sistema energético.

Así, los delitos antes aludidos más allá de evidenciar la pérdida del recurso financiero para una compañía evidencian la importancia del control preventivo del Estado para estos. Todo por cuanto, el control preventivo disminuye riesgos de consolidación de estructuras terroristas o beligerantes, así como riesgos ambientales ante la instalación de válvulas en los oleoductos o en la infraestructura por el riesgo de derrames en ríos y diversos entornos naturales. Todo en aras de proteger los derechos fundamentales de la población —como la vida y la salud— y preservar la soberanía energética nacional.

3. Información Clasificada y Riesgos de Fuga

En este hilo argumentativo otro de los temas que genera relevancia en pro de salvaguardar la seguridad nacional es la gestión de información sensible. Se entiende que en términos de garantía de los derechos de la personalidad la Constitución y la Ley 1581 de 2012 están íntimamente vinculadas a fin de proteger los datos personales, pero existe una franja delgada en torno a cómo se deben proteger los datos sensibles de las compañías que ejercen funciones de interés público y que, en este caso, podrían afectar los intereses de la Nación por ponerse en riesgo el acceso a la energía.

Entre los datos sensibles para las compañías del sector Midstream podría solo mencionarse algunos que luden a —planes de expansión, datos geológicos, datos sobre abastecimiento y rutas de transporte, contratos y decisiones regulatorias— . Datos que requieren protocolos estrictos de confidencialidad.

No obstante, lo anterior, les corresponden a las entidades brindar diversos tipos de información. Por ejemplo, la Resolución 208 de 2021 de la CREG exige de conformidad con lo previsto en los artículos 2, 3, 7 y 8 la publicación de procedimientos asociados a la prestación del servicio público de transporte por poliducto, en aras de que los diferentes agentes puedan gozar de tal acceso de manera libre *"con el fin de que los interesados los puedan conocer de forma previa a la iniciación del procedimiento".* No obstante, existe un riesgo que la autoridad regulatoria no ha previsto en sus disposiciones normativas. Y se enfoca en que no se ha visualizado que este requisito pudiera generar un riesgo eminente para la seguridad nacional ya que deja de manera pública la especificación del sitio donde se encuentra instalada la infraestructura.

La fuga o mal manejo de esta información puede derivar en ventajas competitivas indebidas, manipulación de mercados o vulnerabilidades en la seguridad nacional.

Desde esta perspectiva, la fuga o el manejo inadecuado de información sensible evidencia la necesidad urgente de establecer un protocolo de buenas prácticas para el sector midstream. Este protocolo debe ser liderado por el sector mismo y definir criterios claros sobre el tratamiento de datos sensibles, en función del rol estratégico que cumple en el abastecimiento nacional.

Dicho mecanismo actuaría como un canal armónico de coordinación entre las distintas instituciones y actores que participan en este segmento, bajo la orientación del Estado, hasta que el honorable Congreso de la República emita una disposición normativa que establezca mecanismos de contingencia para mitigar estos impactos.

En este contexto, es fundamental que las organizaciones implementen sistemas de clasificación documental que permitan identificar y proteger adecuadamente los datos críticos. Asimismo, se recomienda fortalecer la cultura organizacional mediante programas continuos de capacitación en ciberseguridad, así como realizar auditorías internas y externas que aseguren el cumplimiento de los protocolos, detecten vulnerabilidades y promuevan una gestión responsable de la información.

En esta propuesta, la socialización de proyectos, decisiones o políticas debe encontrar un equilibrio entre la transparencia y la protección de intereses estratégicos. Una socialización mal diseñada puede derivar en conflictos sociales, filtraciones de información o desinformación que afecten la percepción pública y comprometan la licencia social para operar.

Más aún, este tipo de fallas puede vulnerar el principio de seguridad nacional, considerando que los oleoductos, poliductos y, en general, la actividad petrolera en el sector midstream constituyen bienes de utilidad pública y nacional. Por ello, es indispensable que los procesos de socialización se estructuren con criterios técnicos, estratégicos y de seguridad, que garanticen tanto la participación informada como la protección de los activos críticos del país.

La protección de los activos críticos del país requiere, entre otras acciones, promover buenas prácticas en la gestión social y comunicativa de los proyectos. Esto implica, en muchos casos, el diseño de estrategias de comunicación segmentadas, que permitan adaptar los mensajes a las características específicas de cada grupo de interés; la participación comunitaria con enfoque diferencial, que reconozca y valore la diversidad de las comunidades

involucradas; y la evaluación del impacto reputacional como herramienta clave para anticipar riesgos, fortalecer la confianza y garantizar la sostenibilidad de las iniciativas.

Estas acciones contribuyen a construir una relación más transparente, inclusiva y efectiva entre las organizaciones y su entorno, fortaleciendo así la legitimidad de los proyectos y la resiliencia institucional frente a posibles controversias.

Estos aspectos evidencian la necesidad de establecer un protocolo de buenas prácticas para el sector Midstream, que reconozca la importancia de salvaguardar la información relacionada con la infraestructura crítica. Esta necesidad adquiere mayor relevancia si se considera que gran parte de la información georreferenciada y de medición de los productos transportados está directamente vinculada con la integridad y la seguridad nacional.

En este sentido, se hace indispensable integrar un modelo de gestión de seguridad energética sustentado en tres pilares fundamentales:

1. **Prevención,** mediante la identificación temprana de riesgos que puedan comprometer la operación o la seguridad de los activos.
2. **Protección,** enfocada en el blindaje de la infraestructura y la información crítica frente a amenazas físicas y digitales
3. **Participación**, a través de un diálogo informado, estratégico y continuo con los actores clave del sector.

Este enfoque integral permitiría articular la seguridad energética con los principios de sostenibilidad, gobernanza y resiliencia empresarial, fortaleciendo la capacidad de respuesta ante amenazas y promoviendo una gestión responsable del entorno energético.

Conclusiones

El apoderamiento de activos estratégicos en el sector Midstream constituye una amenaza directa para la seguridad energética nacional, la gobernanza corporativa y los derechos fundamentales de las comunidades. Este fenómeno, que se intensifica en contextos de conflicto armado o presencia de estructuras criminales, puede adquirir dimensiones geopolíticas y ambientales significativas, afectando la producción, el transporte y la comercialización de hidrocarburos.

Los delitos relacionados con hidrocarburos —como el hurto, la mezcla ilícita, la alteración de sistemas de identificación, la receptación y la destinación ilegal de combustibles— están tipificados en el Código Penal colombiano (Ley 1028 de 2006) como infracciones graves al orden público económico. Su impacto va más allá de las pérdidas financieras para las compañías involucradas, comprometiendo la infraestructura crítica del país y vulnerando su soberanía energética.

La gestión de información clasificada en el sector energético exige un enfoque más riguroso. Aunque la Ley 1581 de 2012 establece disposiciones para la protección de datos personales, existe una zona gris en torno a la protección de datos sensibles corporativos que, por su naturaleza estratégica, pueden poner en riesgo la seguridad nacional si se divulgan sin control adecuado.

En este contexto, la Resolución CREG 208 de 2021, al exigir la publicación de procedimientos asociados al transporte por poliducto, promueve la transparencia regulatoria. Sin embargo, también expone riesgos no previstos en materia de seguridad nacional, al hacer pública información sobre la ubicación y operación de infraestructura crítica, lo que podría ser aprovechado por actores malintencionados.

La protección de activos críticos requiere la implementación de un modelo de gestión de seguridad energética sustentado en tres pilares fundamentales: la prevención, mediante la identificación temprana de riesgos; la protección, enfocada en el blindaje de infraestructura e información estratégica; y la participación, a través de un diálogo informado y estratégico con los actores clave del sector. Este enfoque integral permite articular la seguridad energética con los principios de sostenibilidad, gobernanza y resiliencia empresarial.

Finalmente, las estrategias de comunicación y gestión social deben diseñarse con enfoque diferencial, segmentación de públicos y evaluación reputacional. Estas herramientas fortalecen la legitimidad de los proyectos, previenen conflictos sociales y contribuyen a una gestión más transparente, inclusiva y efectiva entre las organizaciones y su entorno, reduciendo riesgos operativos y reputacionales que puedan comprometer la continuidad del sistema energético.

Bibliografía

- Congreso de Colombia. *Ley 1028 de 2006.* Por la cual se adiciona el Código Penal y se dictan disposiciones sobre delitos relacionados con hidrocarburos. Disponible en: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=20464

- Congreso de Colombia. Ley 1581 de 2012. Por la cual se dictan disposiciones generales para la protección de datos personales. Disponible en: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=49981

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 208 de 2021. Por la cual se establece el Reglamento de Transporte por Poliductos. (Gestor del mercado). Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0208_2021.htm

- Moreno Mendieta, Luis Enrique. (2019). *Robo de hidrocarburos en el mundo.* Industry & Energy Magazine. Disponible en: https://energymagazine.mx/2019/02/robo-de-hidrocarburos-en-el-mundo/

- Martha Laura Martínez Gutiérrez. El combate al robo de hidrocarburos, aplicación práctica en los delitos de alto impacto. Metapolítica: la mirada limpia de la política, ISSN-e 1405-4558, Vol. 24, Nº. 108, 2020, págs. 70-75.

- Sofía Ruíz Liévano. La responsabilidad del daño ambiental por derrame de hidrocarburos en suelos en Tabasco, México. Universidad Juárez Autónoma de Tabasco. Revista Ciencias y Humanidades, ISSN-e 2500-784X, Nº. 14, 14, 2022, págs. 135-160.

2.3. La Prevención del Daño Antijurídico en Materia de aplicación de Metodología Regulatoria para la Competitividad del Transporte por Oleoductos y el Impacto Positivo en los ingresos a la Nación.

GABRIEL NIÑO*
Abogado Experto en Estrategia Regulatoria
DIANA ALFONSO**
Líder Senior, Remuneración y Tarifas
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

La actividad del Transporte por Oleoducto siempre ha estado orientada o dirigida por el Ministerio de Minas y Energía (en adelante MME), en ejercicio de su competencia delegada, y acorde con el Decreto Ley 1056 de 1953 y demás normas complementarias.

En esa línea, consideramos oportuno y útil destacar los diferentes procesos regulatorios que ha liderado el MME en materia tarifaria; en virtud del principio de coordinación de rango constitucional, en aras de salvaguardar la armonía institucional interactuando con los agentes del sector del transporte por oleoducto, con el fin de que la regulación que se expida para la citad actividad facilite los instrumentos o mecanismos regulatorios de entendimiento y flexibilidad comercial entre los remitentes y el transportador y con ello garantizar seguridad regulatoria, para minimizar y mitigar los riegos que pueda afectar esta actividad y los ingresos de la Nación.

Para mayor contexto, en el año 2010, el gobierno nacional a través del MME, desarrolló con base en los lineamientos de política pública una regulación para la revisión de tarifas de transporte de crudo que obedece a la ortodoxia técnica seguida en sectores regulados en crecimiento, con pronósticos crecientes de volúmenes a transportar (bajo expectativas de crecimiento económico).

En ese momento el país estaba en transición al pasar de producir aproximadamente 600 kbpd (2008) a más de un millón de barriles por día, proyecciones que alertaron al Gobierno Nacional, al no disponer de la capacidad de transporte necesaria para movilizar ese volumen de producto que en su mayoría eran crudos pesados. Debido a la contingencia, el MME actúo con eficiencia y se vio en la necesidad de autorizar el transporte por carrotanques, mientras a la par se planeaban las inversiones en matera de expansión de infraestructura en ductos. Situación administrativa que dio lugar a algunas críticas, ejemplo:

Semana 10/06/2011



Quién 'tubo' la culpa

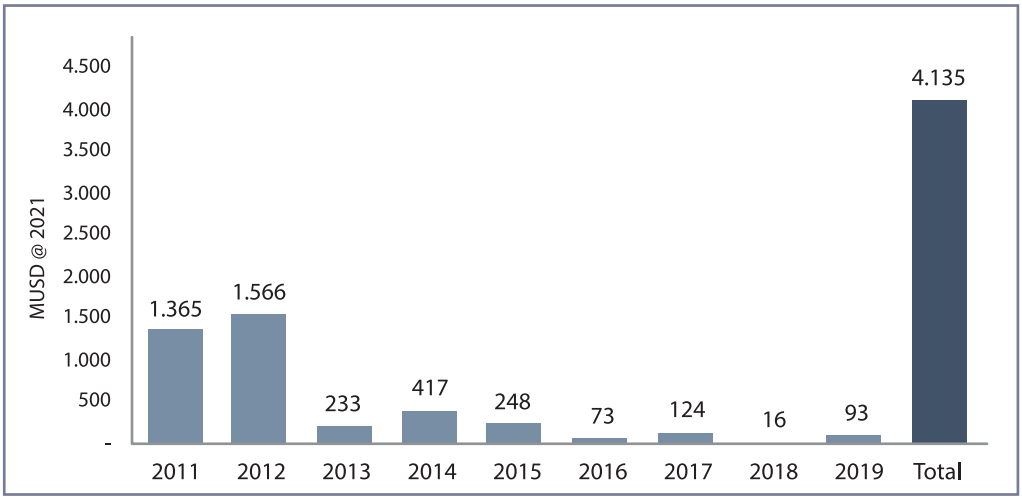
Más de 3.000 carrotanques circulan por las carreteras cargando petróleo ***porque los oleoductos no dan abasto.*** *Además del riesgo, están acabando con las pocas vías. Un cuello de botella que podría frenar el 'boom' petrolero.*

https://www.semana.com/economia/articulo/quien-tubo-culpa/241150-3/

*Gerencia Regulación
**Gerencia Planeación Financiera

Ante esta situación, el MME lideró abiertamente el momento histórico para la construcción de la regulación del transporte por oleoductos en que se vislumbraban precios altos del crudo, déficit en la infraestructura de transporte, y en el que se requerían incentivos para atraer capital para ejecutar la expansión, y para que terceros inversionistas acudieran a la industria, permitiendo eventualmente a los accionistas del negocio, todos productores de crudo, liberar capital e invertirlo en sus actividades principales, como son la exploración y producción de hidrocarburos.

La confianza regulatoria transmitida por el MME, habilitó la ejecución de los principales proyectos de construcción de nuevos oleoductos o ampliaciones de capacidad que permitieron el transporte de los nuevos tipos de crudos pesados en el País, por parte de las compañías que hoy en día hacen parte del segmento del Midstream del Grupo Empresarial, entrando en operación entre los años 2011 a 2019[1] , y alcanzando una suma de inversión cerca a los 4.000 millones de dólares como se observa en la siguiente gráfica:



Fuente: Elaboración propia con base en la información presentada por las compañías del Segmento de Midstream del Grupo Ecopetrol

Con la aplicación de la metodología definida por el MME en el 2010, los agentes regulados apalancados en la reciprocidad administrativa del MME formularon comentarios y reparos a la misma, con el fin de que el MME los analizara y adoptara en la modificación de la metodología tarifaria para el año 2014, en aras de contar con una metodología más adecuada a la realidad de la actividad.

El MME en aras de salvaguardar el interés general y el patrimonio público, agota la debida diligencia con los agentes, para finalmente emitir la Resolución 72145 de 2014 *"Por la cual se reglamenta el transporte de crudos por oleoducto"* y la Resolución 72146 de 2014 *"Por la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos"*, previo al periodo tarifario 2015-2019.

Cabe anotar que, para el año 2015, el sector de hidrocarburos registró una crisis de precios, lo que generó profundas dificultades a los productores para compensar los costos; situación que afectó la proyección porque la producción tendía a la baja y las tarifas al alza, sumado a que preciso en ese año por periodo tarifario se debía recalcular la tarifa.

1 Durante los años 2008 y 2009 el MME empezó a trabajar en la nueva propuesta de metodología tarifaria, la cual era una necesidad planteada principalmente por los productores interesados en invertir en la construcción de oleoductos para suplir el transporte de la creciente producción de crudo que se preveía en ese momento. A medida que los borradores de resolución iban madurando, se empezaron a ver las señales que esperaba dar el Ministerio para incentivar las inversiones, acciones que apalancaron la toma de decisiones de los inversionistas que se tradujeron en el nivel de inversiones referenciado en este numeral.

La anterior situación, obligó a los agentes a solicitar al MME el análisis de las condiciones atípicas que afectaba el mercado para que adoptara decisiones regulatorias transitorias, y permitiera habilitar una etapa de negociación entre las partes, sin tener que aplicar la metodología per se, para de esta forma llegar a acuerdos tarifarios en aras de facilitar la continuidad operativa. De nuevo el MME actúo con imparcialidad, eficiencia y eficacia, acogiendo el llamado de los agentes y autorizó un periodo de hasta seis meses en el cual los agentes aunaron esfuerzos para evaluar opciones y llegar a acuerdos tarifarios que estaban sujetos a su aval, razón por la cual, expidió la Resolución 31285 de 2016, en la cual, definió nuevamente los descuentos comerciales mitigando el impacto a los ingresos de la Nación, al flexibilizar las condiciones regulatorias a las partes e incentivar el transporte de crudo por oleoducto.

Posteriormente, para el periodo tarifario 2019- 2023, nuevamente el sector afrontaba enormes retos porque la producción continuaba a la baja y las tarifas en ascenso, razón por la cual, los remitentes solicitaron al MME habilitar como en el pasado un periodo de tiempo para lograr acuerdos. Petición que condujo al MME a ajustar el marco regulatorio y a expedir la Resolución 31123 de 2019, por medio de la cual habilitó la posibilidad de gestionar acuerdos tarifarios entre las partes, reconociendo así el buen entendimiento entre remitentes y transportadores. Logró con éxito garantizar la sostenibilidad operativa, competitiva y comercial del transporte de crudo por oleoducto, de nuevo siendo diligente y mitigando el riesgo para los ingresos financieros de la Nación y con ello el patrimonio público.

Actualmente, con la Resolución 279 de 2023, el Ministerio de Minas y Energía suspendió la aplicación del factor anual de actualización tarifaria para el transporte por oleoductos, que estaba vigente hasta la expedición de una nueva metodología tarifaria. Esta resolución mantuvo vigentes las tarifas establecidas para el periodo 2019-2023 hasta la definición de las nuevas tarifas para el periodo 2023-2027, sustentado una vez más en situaciones especiales del sector, expuestas o allegadas por los remitentes, en las cuales manifiestan que el marco tarifario vigente garantiza seguridad regulatoria y condiciones de competitividad para las partes.

En ese orden, es relevante destacar la posición administrativa adoptada por el Ministerio de Minas y Energía para articular con los remitentes y el transportador en aras de analizar las condiciones particulares o propias de cada periodo tarifario de la actividad del transporte de crudo por oleoducto a regular, con el propósito superior de salvaguardar la competitividad de las partes, y con ello prevenir cualquier tipo de daño que pueda causar al patrimonio público con la expedición de una regulación inadecuada en materia tarifaria, sumado al recaudo presupuestal que representa esta actividad para los ingresos del País, recursos con los cuales se satisface el interés general.

Por lo anterior, alineados con la Circular Externa 07 de septiembre 10 del 2025, expedida por la Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado, que tiene por asunto *"Lineamientos para la formulación, aprobación, implementación y seguimiento de las Políticas de Prevención del Daño Antijurídico.",* consideramos pertinente solicitar respetuosamente al Ministerio de Minas y Energía como líder del sector de hidrocarburos, que estas buenas prácticas en los procesos administrativos de orden regulatorio, las extienda o implemente en las entidades adscritas al MME que ejercen competencias de carácter regulatorio, sustentado en el principio de coordinación.

Reiteramos de rango Constitucional y Legal (Art. 6 Ley 489 de 1998), para que también, articulen de manera proactiva, armónica con los agentes regulados, particularmente con aquellos de naturaleza pública, para la expedición de una regulación adecuada, con

base en la realidad operativa y comercial de los agentes, quienes sin duda contribuyen a fortalecer los criterios técnicos, financieros y regulatorios de las entidades en el cruce de información, y en la búsqueda de que la regulación garantice la seguridad regulatoria, en virtud del principio de Legalidad y Confianza Legítima, al regular temas de interés nacional, que dinamicen la economía y contribuyan a los ingresos financieros de la Nación e interés general.

2.4. Cambios en la estrucrtura de cargos de transporte por poliductos y su impacto en la competitividad del país

JUAN FELIPE CÁRDENAS VALDERRAMA
Experto en Estrategia Regulatoria
Gerencia de Regulación
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Resumen:

El transporte de combustibles líquidos por poliductos en Colombia está regulado por un marco normativo que busca equilibrar la eficiencia económica con la cobertura territorial. La Resolución CREG 705-009 de 2025 propone una metodología basada principalmente en la distancia recorrida, pero el esquema tarifario vigente —dispuesto en la Resolución MME 180088 de 2003— establece tarifas nodales en puntos clave del sistema, como Cartago y Bogotá, y contempla mecanismos de compensación para poliductos estratégicos y aquellos por los que se transporta mayor volumen.

Estos mecanismos permitieron mitigar el impacto tarifario en regiones alejadas, especialmente en el sur del país, donde la aplicación estricta de tarifas por distancia podría afectar la competitividad de los remitentes y la neutralidad económica del sistema. La coexistencia de tarifas nodales y esquemas de compensación tarifaria ha sido fundamental para preservar la equidad y fomentar el acceso a los mercados energéticos del territorio nacional.

En este artículo se analiza la evolución y el funcionamiento de estos mecanismos, su relevancia en el contexto de la nueva metodología propuesta por la CREG, y se plantean recomendaciones para fortalecer la competitividad territorial y la flexibilidad regulatoria en el sector de transporte por poliductos.

Evolución del esquema tarifario en poliductos

El esquema tarifario del transporte de combustibles líquidos por poliductos en Colombia ha transitado por diferentes etapas, iniciando con la aplicación de cargos estampilla vigente hasta 2003, y su posterior ajuste a cargos por kilómetro – galón en virtud de las señales incorporadas por la Ley 681 de 2001, recogidas por la metodología vigente de la Resolución MME 180088 de 2003 y sus actualizaciones, donde se fijaron tarifas máximas por subsistema de transporte incluyendo la incorporación de tarifas equivalentes por punto de entrega en ciudades como Cartago y Bogotá. Además,

distribuyó inversiones de poliductos estratégicos como Pozos Colorados-Galán, Cartago – Yumbo, entre otros, en sectores de mayor volumen, como Galán–Sebastopol y Sebastopol – Puerto Salgar, para mitigar el efecto tarifario en el sur del país y asegurar la competitividad en regiones alejadas.

Este diseño permitió que los costos de tramos de baja demanda o alta inversión fueran compensados por tramos de mayor volumen, favoreciendo la neutralidad tarifaria y el abastecimiento seguro en zonas intermedias y extremas.

Cambios propuestos por la propuesta de metodología CREG

En virtud del proceso de actualización de la metodología tarifaria de poliductos, la propuesta metodológica contenida en la Resolución CREG 705-009 de 2025 introduce un cambio de paradigma: se plantea la determinación de cargos regulados principalmente por distancia recorrida, con la opción de agregación entre subsistemas. Esta nueva versión elimina mecanismos tradicionalmente efectivos como las tarifas nodales o compensación entre subsistemas, y restringe la flexibilidad tarifaria únicamente a agregaciones completas dentro de bloques contiguos, sin fórmulas intermedias que permitan esquemas híbridos entre distancia y estampilla.

Se destaca que la eliminación de las tarifas nodales y la eliminación del mecanismo de compensación puede tener consecuencias no previstas para los consumidores finales, especialmente en las regiones más distantes. La flexibilidad tarifaria es esencial para preservar la competitividad en puntos de baja demanda, como el suroccidente del país, y mitigar impactos por el mayor uso de carrotanques como medio alternativo al transporte por poliductos. La experiencia acumulada por más de 22 años bajo el esquema vigente evidencia que la regulación tarifaria requiere instrumentos de compensación y neutralidad para preservar la competitividad y la sostenibilidad del sistema.

Desafíos y oportunidades en la nueva metodología

La transición a una metodología tarifaria basada en cargos por distancia con la posibilidad agregar subsistemas, como propone la Resolución CREG 705-009 de 2025, supone un cambio estructural que busca mayor trazabilidad técnica y eficiencia económica. Sin embargo, este enfoque enfrenta retos significativos para mantener la competitividad y la neutralidad tarifaria en todo el sistema nacional de transporte por poliductos.

Dentro de los desafíos identificados se cuenta la pérdida de flexibilidad tarifaria, a partir de la eliminación de las tarifas nodales y una agregación restringida a bloques contiguos, lo que limita la capacidad del sistema para compensar los altos costos unitarios en tramos de baja demanda, especialmente en los extremos del sistema. Esto puede traducirse en tarifas incrementales para usuarios alejados, afectando la cobertura territorial y la equidad entre remitentes.

Por otro lado, se encuentra el riesgo de competitividad frente a alternativas sustitutas de transporte. La falta de flexibilidad tarifaria puede incentivar el desvío de volúmenes hacia el transporte por carrotanque, una alternativa menos eficiente y más contaminante que genera externalidades negativas como congestión vial, mayor accidentalidad y deterioro de la infraestructura, contraviniendo los objetivos de sostenibilidad y seguridad energética.

Propuestas técnicas para fortalecer la flexibilidad tarifaria

En aplicación de los criterios previstos en la propuesta de metodología tarifaria se restringe la flexibilidad tarifaria, eliminando elementos como las tarifas

nodales y la compensación entre tramos, y limitando la agregación de subsistemas a bloques contiguos. Al respecto, desde el transportador se proponen varias alternativas para preservar la competitividad y la neutralidad tarifaria:

Mantener los cargos nodales en los puntos de llegada que cuentan con rutas alternativas constituye una herramienta clave para optimizar la neutralidad tarifaria dentro del sistema de transporte por poliductos. Desde una perspectiva técnica, esta medida garantiza que todos los remitentes, independientemente de la ruta utilizada, estén sujetos a un mismo cargo en los nodos donde convergen diferentes trayectorias logísticas. De este modo, se elimina cualquier diferenciación tarifaria que pudiera distorsionar la asignación eficiente de flujos, permitiendo que la selección de la ruta se base exclusivamente en criterios operativos como la disponibilidad de capacidad, la confiabilidad del trayecto y la optimización de recursos, y no en diferencias de precios. Además, este enfoque facilita la gestión dinámica de los volúmenes transportados, ya que el transportador puede redirigir flujos conforme a las condiciones técnicas y de seguridad del sistema, manteniendo la competitividad y la equidad entre remitentes. La aplicación de cargos nodales favorece la resiliencia del sistema ante contingencias, permite una mejor planificación de mantenimientos y contribuye a la sostenibilidad del abastecimiento en el largo plazo, todo ello sin comprometer la transparencia y la neutralidad en el régimen tarifario.

Por otro lado, habilitar esquemas mixtos de distancia y estampilla representa una alternativa técnica para fortalecer la flexibilidad tarifaria en el transporte por poliductos. Bajo este enfoque, se permitiría que el transportador formule cargos que integren dos componentes: uno variable, calculado en función de la distancia recorrida reflejando costos diferenciales y características de cada tramo, y otro fijo, correspondiente al cargo promedio del bloque tarifario al cual pertenece el trayecto. Esta combinación posibilita ajustar la señal tarifaria a las condiciones específicas de cada corredor, respondiendo tanto a la estructura de costos como a los patrones de demanda y la configuración geográfica del sistema.

Desde el punto de vista técnico, el componente por distancia asegura que los usuarios paguen un valor proporcional al uso efectivo de la infraestructura, incentivando una asignación eficiente de los flujos y evitando subsidios cruzados excesivos entre tramos de alta y baja demanda. Por su parte, el componente de estampilla contribuye a la neutralidad y estabilidad tarifaria, suavizando las diferencias extremas que podrían surgir en corredores con baja utilización o ubicados en zonas periféricas. Esto permite mantener la competitividad en regiones alejadas, donde los costos unitarios suelen ser mayores y la cobertura territorial es crítica para la seguridad energética del país.

La habilitación de esquemas mixtos también facilita la gestión dinámica del sistema, permitiendo al transportador ajustar los cargos conforme a cambios en la demanda, condiciones operativas o contingencias logísticas, sin perder de vista los principios de transparencia y equidad.

Finalmente, permitir la agregación de subsistemas no contiguos dentro de la metodología tarifaria constituye una alternativa técnica relevante para fortalecer la competitividad y la neutralidad tarifaria en el sistema nacional de transporte por poliductos. Desde una perspectiva operativa, esta medida reconoce que ciertos subsistemas, aunque geográficamente separados, pueden atender a un mismo nodo logístico o mercado de destino, lo que les otorga una funcionalidad común en la cadena de abastecimiento.

Técnicamente, la integración de estos subsistemas bajo una tarifa agregada permite optimizar la asignación de flujos y recursos, ya que los remitentes que convergen en un mismo nodo no se ven afectados por diferencias arbitrarias en los costos de los tramos que recorren. Esto facilita que la señal tarifaria responda de manera más coherente a los patrones de demanda y la configuración real del mercado, evitando que la estructura tarifaria desincentive el uso eficiente de la infraestructura disponible.

Para implementar esta alternativa, sería necesario establecer criterios técnicos claros que justifiquen la agregación, tales como la existencia de un nodo común de destino, la similitud en las características operativas de los subsistemas y la demostración de mejoras en competitividad y neutralidad. Además, el mecanismo debe ser trazable y sujeto a auditoría, garantizando que la agregación responda a objetivos legítimos y no genere subsidios cruzados injustificados.

Estos mecanismos permitirían suavizar las asimetrías tarifarias, evitar incrementos desproporcionados en tramos cortos y asegurar la sostenibilidad del abastecimiento en zonas de cierre del sistema nacional de poliductos.

Por ello, mantener y fortalecer los mecanismos de tarifas nodales y compensación estratégica es fundamental para garantizar la equidad, la cobertura territorial y la sostenibilidad del sistema, alineando la regulación con los objetivos de seguridad energética y desarrollo sostenible del país.

Tarifas máximas, descuentos y responsabilidad en el manejo de recursos públicos

La justificación contenida en el documento soporte de la Resolución CREG 705 009 de 2025 sugiere que las tarifas de transporte por poliducto serán tarifas máximas. Bajo este esquema, ante problemas de competitividad, el transportador tendría la facultad de otorgar descuentos a los usuarios para ajustar los cargos y mantener la demanda en tramos o regiones donde el costo unitario resulte elevado.

Sin embargo, este enfoque incorpora un elemento crítico de responsabilidad en el manejo de recursos públicos, especialmente para empresas como Cenit, filial 100% de Ecopetrol y, por tanto, administradora de activos y fondos públicos. La decisión de otorgar descuentos tarifarios no es simplemente una estrategia comercial, sino que implica la gestión directa de recursos que pertenecen al Estado y, en última instancia, a todos los colombianos.

- **Responsabilidad fiscal y legal:** Cualquier descuento otorgado por Cenit debe estar debidamente justificado y alineado con los principios de eficiencia, transparencia y legalidad que rigen la gestión de recursos públicos. La Ley 610 de 2000 y la Constitución Política de Colombia establecen que los administradores de fondos públicos deben actuar con diligencia, evitando decisiones que puedan generar detrimento patrimonial o responsabilidad fiscal.

- **Impacto en la sostenibilidad financiera:** Los descuentos pueden afectar la capacidad de Cenit para recuperar inversiones, cubrir costos operativos y mantener la rentabilidad necesaria para justificar la asignación de recursos en condiciones de mercado. Esto es especialmente relevante en un contexto donde la metodología tarifaria propuesta ya presenta riesgos de sub-remuneración y pérdida de competitividad en tramos alejados.

- **Gestión estratégica y control fiscal:** La administración de descuentos debe ser parte de una política estratégica que considere el impacto en la sostenibilidad del sistema, la equidad entre usuarios y la preservación del patrimonio público. Las

decisiones deben ser trazables, auditables y sujetas a control fiscal por parte de la Contraloría General de la República.

- **Diferenciación frente a empresas privadas:** A diferencia de operadores privados, Cenit no puede asumir riesgos comerciales sin considerar el impacto en los recursos públicos. La gestión de descuentos debe ser mucho más rigurosa y transparente, evitando transferencias de rentas que puedan beneficiar a terceros en detrimento del interés general.

De esta manera, la regulación debe establecer criterios claros y procedimientos específicos para la aplicación de descuentos tarifarios por parte de empresas públicas como Cenit. Esto incluye la obligación de justificar técnica y económicamente cada descuento, documentar su impacto en la sostenibilidad financiera y garantizar la trazabilidad y transparencia en la gestión de los recursos públicos involucrados.

En conclusión, la evolución del esquema tarifario en el transporte por poliductos en Colombia ha estado marcada por la búsqueda de equilibrio entre eficiencia, equidad y sostenibilidad. Los mecanismos de tarifas nodales y compensación estratégica han sido clave para mitigar los efectos de la distancia y asegurar la cobertura territorial. La nueva metodología propuesta por la CREG, aunque orientada a la modernización y trazabilidad técnica, enfrenta retos importantes en materia de flexibilidad, competitividad y reconocimiento de costos reales.

La incorporación de las recomendaciones aquí planteadas permitirá fortalecer el marco regulatorio, preservar la neutralidad tarifaria y garantizar la sostenibilidad financiera del sistema, en beneficio de los usuarios, el transportador y el país en su conjunto.

3. Secretaría General y Gobierno Corporativo

3.1. El modelo de debida diligencia en Derechos Humanos en las empresas: avances, retos regulatorios y aplicación en el sector energético colombiano

FIORELLA NICOLLE CARBONO TORRES
Abogada Junior
Secretaría General y Gobierno Corporativo
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Introducción

En los últimos años, la noción de debida diligencia en derechos humanos (DDHH) ha ganado un lugar central en el debate internacional sobre la responsabilidad empresarial. En efecto, hay que reconocer que las empresas pueden tener impactos significativos, positivos y negativos, sobre los derechos humanos, ha impulsado el desarrollo de estándares normativos y regulatorios que buscan que las compañías adopten procesos preventivos y de gestión responsable.

En este contexto, los Principios Rectores de las Naciones Unidas sobre Empresas y Derechos Humanos (ONU, 2011) marcaron

un punto de inflexión al establecer que las empresas tienen la responsabilidad de respetar los derechos humanos y que, para hacerlo, deben implementar procesos de debida diligencia que les permitan identificar, prevenir, mitigar y rendir cuentas por sus impactos.

En Colombia, este tema cobra relevancia por el papel estratégico del sector energético y el transporte de hidrocarburos en el desarrollo económico del país y por los riesgos sociales y ambientales asociados a su operación. En consecuencia, las empresas de este sector enfrentan crecientes exigencias regulatorias y sociales en materia de debida diligencia, prevención del daño antijurídico y respeto por los derechos humanos.

Marco normativo y jurisprudencial

El punto de partida es el marco internacional. Así, los Principios Rectores de la ONU sobre Empresas y DDHH (ONU, 2011) establecen que las empresas deben llevar a cabo procesos de debida diligencia para identificar, prevenir, mitigar y rendir cuentas sobre cómo abordan sus impactos en derechos humanos. *"Este marco se articula en tres pilares: (i) el deber del Estado de proteger, (ii) la responsabilidad empresarial de respetar, y (iii) el acceso a mecanismos de reparación".*

A su vez, la OCDE publicó en 2019 sus *Directrices de debida diligencia para la conducta empresarial responsable,* que identifican seis pasos esenciales: incorporar la política de respeto a los DDHH en la gobernanza empresarial, identificar riesgos, detener y mitigar impactos, monitorear la implementación, comunicar los avances y asegurar la reparación de daños (OCDE, 2019).

En el plano regional, conviene destacar que la Unión Europea adoptó en 2024 la *Directiva sobre Debida Diligencia en Sostenibilidad Corporativa,* la cual obliga a las grandes empresas a aplicar procesos de debida diligencia en toda su cadena de suministro, incluyendo tanto impactos en derechos humanos como en medio ambiente (Parlamento Europeo, 2024).

Por su parte, en Colombia, el Plan Nacional de Acción sobre Empresas y Derechos Humanos 2020–2022, elaborado por el Ministerio del Interior, adaptó los Principios Rectores de la ONU al contexto nacional, promoviendo la adopción voluntaria de mecanismos de debida diligencia (Ministerio del Interior, 2020). Asimismo, la jurisprudencia constitucional ha exigido que las empresas implementen procesos diferenciales para garantizar la participación de comunidades étnicas en consulta previa (Corte Constitucional, Sentencia T-129/11; Sentencia SU-123/18).

Dimensiones clave de la debida diligencia en derechos humanos

Más que un listado de fases, la debida diligencia en derechos humanos debe entenderse como un conjunto de dimensiones estratégicas que fortalecen la resiliencia empresarial y consolidan la confianza social.

En primer lugar, la gobernanza corporativa resulta fundamental, pues en ella el respeto a los derechos humanos se integra en la cultura organizacional y en los sistemas de cumplimiento normativo. De esta manera, la integración demuestra que los derechos no son un accesorio, sino parte del núcleo del negocio.

En segundo lugar, la anticipación de riesgos convierte la identificación temprana de impactos en una herramienta preventiva y no meramente descriptiva. En sectores como el energético, donde los proyectos suelen ejecutarse en territorios con comunidades étnicas o en contextos de conflictividad armada, esta anticipación es clave para evitar consecuencias negativas a las empresas. Ahora bien, la identificación temprana de riesgos también resulta positiva para las comunidades, pues les permite participar desde fases iniciales de los proyectos,

expresar sus preocupaciones y necesidades, y contar con medidas de prevención ajustadas a sus realidades. De esta manera, se generan espacios de diálogo que reducen la posibilidad de conflictos, fortalecen la confianza y promueven soluciones más equitativas y sostenibles en los territorios.

En tercer lugar, la prevención desplaza el enfoque clásico de reparar después del daño hacia la obligación de actuar antes de que este ocurra. En consecuencia, supone la implementación de protocolos internos, cláusulas contractuales a proveedores y medidas de relacionamiento comunitario que refuercen la legitimidad de la empresa, entre otras que se pueden adoptar.

En cuarto lugar, la legitimidad social se fundamenta en la capacidad de las empresas de construir confianza con sus grupos de interés a través de la transparencia y la participación. En este sentido, más que un ejercicio de comunicación corporativa, la legitimidad surge cuando las comunidades perciben coherencia entre lo que la empresa declara y lo que efectivamente hace en el territorio. En este sentido, la comunicación clara y periódica de las acciones en materia de derechos humanos, acompañada de espacios de diálogo inclusivos, fortalece la credibilidad empresarial y empodera a las comunidades al informarles oportunamente que reduce la incertidumbre y les permite participar de manera informada en las decisiones que afectan a su entorno.

Finalmente, la reparación constituye una dimensión transversal. Su importancia no radica únicamente en la compensación, sino también en la señal que envía sobre la disposición empresarial a reconocer errores y restablecer la confianza. En un país como Colombia, contar con mecanismos eficaces de reparación extrajudicial puede marcar la diferencia entre un conflicto prolongado en tribunales y un acuerdo que permita mantener relaciones constructivas con las comunidades. En suma, estas dimensiones no son fases aisladas, sino partes de un ciclo integral que traduce los compromisos normativos en prácticas empresariales concretas.

La importancia de implementar buenas prácticas en Colombia

La consolidación de la debida diligencia en derechos humanos en Colombia depende, en gran medida, de la capacidad de las empresas para adoptar e institucionalizar buenas prácticas que vayan más allá del cumplimiento formal. En efecto, implementar estas prácticas no solo fortalece la gestión interna de riesgos, sino que también genera impactos positivos en las comunidades, mejora la relación con las autoridades y contribuye a la estabilidad social de los territorios donde operan los proyectos.

En primer lugar, las buenas prácticas en debida diligencia son esenciales porque crean condiciones de confianza entre empresas y comunidades. Mecanismos como los espacios de diálogo temprano, los comités comunitarios o los procesos de consulta previa realizados con enfoque diferencial permiten a las comunidades expresar preocupaciones y participar en la construcción de soluciones. De esta manera, se disminuye la probabilidad de conflictos, se mejora la aceptación de los proyectos y se legitima la presencia empresarial en zonas sensibles.

En segundo lugar, implementar buenas prácticas refuerza la prevención del daño antijurídico, al anticipar riesgos sociales y ambientales que podrían derivar en litigios o sanciones. En este contexto, los mecanismos de quejas accesibles, transparentes y efectivos se consolidan como herramientas clave para la gestión temprana de disputas. Su implementación no solo favorece a las empresas al prevenir conflictos mayores, sino que también ofrece a las comunidades vías eficaces para el reconocimiento y la reparación de sus derechos.

Un tercer aspecto clave es que las buenas prácticas contribuyen a fortalecer las capacidades de la cadena de valor. Al

incluir cláusulas contractuales de respeto a los derechos humanos y acompañar a proveedores y contratistas en procesos de formación, las empresas multiplican el alcance de la debida diligencia y aseguran estándares homogéneos en todo su ecosistema empresarial. En un país donde muchas empresas pequeñas carecen de recursos técnicos para implementar sistemas de DDHH, esta transferencia de capacidades genera un impacto positivo que trasciende a los contratistas inmediatos y beneficia al sector en su conjunto.

Finalmente, las buenas prácticas permiten avanzar hacia una gestión empresarial con enfoque diferencial, reconociendo que los impactos no son homogéneos. Así, iniciativas que incluyen la perspectiva de género, étnica y territorial garantizan que los beneficios de los proyectos se distribuyan de manera más equitativa y que los grupos históricamente vulnerados tengan voz en la toma de decisiones. Dicho enfoque no solo cumple con estándares internacionales, sino que también aporta a la cohesión social y al desarrollo sostenible de las regiones.

En síntesis, la importancia de implementar buenas prácticas en Colombia radica en que estas convierten la debida diligencia en un proceso tangible, capaz de generar resultados verificables para las empresas y para la sociedad. De este modo, lejos de tratarse de un simple cumplimiento normativo, estos mecanismos se configuran como una estrategia integral de sostenibilidad jurídica, social y económica, que fortalece tanto la competitividad empresarial como la garantía efectiva de los derechos humanos en los territorios.

Conclusiones

En conclusión, la debida diligencia en DDHH es hoy en día una herramienta indispensable para las empresas que buscan operar en contextos de alta complejidad social y ambiental, como es el caso del sector energético colombiano. Más que una obligación ética, se trata de un mecanismo regulatorio de prevención de riesgos jurídicos y reputacionales.

Asimismo, el desarrollo normativo internacional, con la Directiva Europea como hito reciente, muestra que la tendencia global es hacia la obligatoriedad de estos procesos. En Colombia, por tanto, resulta necesario avanzar hacia la consolidación de marcos normativos más vinculantes, que articulen los estándares internacionales con la regulación nacional.

Las empresas, por su parte, deben fortalecer la integración de la debida diligencia en su gobernanza corporativa, en sus procesos de compliance y en sus relaciones con grupos de interés. Solo así podrán garantizar que su operación contribuya efectivamente al respeto de los DDHH y a la prevención del daño antijurídico.

Referencias:

- Business & Human Rights Resource Centre. (2022). *Las empresas y los derechos humanos en Colombia.* https://www.business-humanrights.org/documents/37667/Las_empresas_y_los_derechos_humanos_en_Colombia_informe_completo.pdf
- Consejo de Estado. (2014). *Jurisprudencia sobre daño antijurídico*. Sección Tercera.
- Corte Constitucional de Colombia. (2011). *Sentencia T-129/11.*
- Corte Constitucional de Colombia. (2018). *Sentencia SU-123/18.*
- Ethical Trading Initiative. (2016). *Human Rights Due Diligence Framework.* https://www.ethicaltrade.org/sites/default/files/shared_resources/eti_human_rights_due_diligence_framework.pdf
- Ministerio del Interior. (2020). *Plan Nacional de Acción de Empresas y DDHH 2020–2022.*

https://globalnaps.org/wp-content/uploads/2024/01/NAP-Colombia-2020-2022-Spanish.pdf

- Naciones Unidas. (2011). *Principios Rectores sobre Empresas y Derechos Humanos.* https://www.ohchr.org/documents/publications/guidingprinciplesbusinesshr_sp.pdf

- Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). (2019). *Due Diligence Guidance for Responsible Business Conduct.* https://mneguidelines.oecd.org/due-diligence-guidance-for-responsible-business-conduct.htm

- Parlamento Europeo. (2024). *Directiva sobre Debida Diligencia en Sostenibilidad Corporativa.*

- United Nations Development Programme (UNDP). (2021). *Human Rights Due Diligence Interpretive Guide.* https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2022-10/HRDD%20Interpretive%20Guide_ENG_Sep%202021.pdf

4. Gerencia Legal Contractual

4.1. El Impacto Social del Mecanismo Tributario de Obras por Impuestos en Colombia: Un instrumento en crecimiento.

LORENA CAROLINA LONDOÑO
Abogada
Gerencia Legal Contractual
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Introducción

En el contexto del desarrollo económico y social de Colombia, la búsqueda de mecanismos que permitan mejorar las condiciones de vida en territorios vulnerables ha sido una prioridad para las instituciones públicas y privadas. Desde el 2016, uno de los instrumentos que ha emergido como una alternativa innovadora para canalizar recursos hacia el desarrollo local es el mecanismo de obras por impuestos el cual se ha creado, incorporado y regulado desde la Ley 1819 de 2016 *"Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones".*

Este mecanismo, conforme lo establecido en el artículo 238[1] de la citada norma, permite a las personas jurídicas contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios, extinguir las obligaciones tributarias hasta el 50% del impuesto de renta, mediante la inversión de dicho valor a través de sus dos alternativas opción fiducia u opción convenio, previa asignación de la ART[2], en proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios y comunidades ubicados en las ZOMAC[3], los PDET[4] y los departamentos amazónicos con población inferior a 85.000 habitantes[5], promoviendo así una relación más participativa y efectiva entre los actores del sector privado, el Estado y la sociedad civil.

Este artículo examina el impacto social del mecanismo de obras por impuestos, incluyendo sus beneficios, desafíos, y el potencial que tiene para promover un

1 Ley 1819 de 2016
2 ART: Agencia de Renovación del Territorio
3 ZOMAC: Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado
4 PDET: Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial
5 Art. 1.6.6.1.2, Decreto 1458 de 2023.

desarrollo más equitativo y sostenible en los territorios del país.

1. Contexto y Marco Normativo de las Obras por Impuestos en Colombia

El mecanismo de obras por impuestos fue establecido en Colombia a través de las leyes y normativas que regulan los incentivos tributarios y la inversión social.

La Ley 1819 de 2016, el artículo 800-1 del Estatuto Tributario, adicionado por el artículo 79 de la Ley 2010 de 2019 y otras regulaciones posteriores tales como los Decretos 1915 de 2017, 647 de 2018, 2469 de 2018, 1147 de 2020, 1208 de 2022, 2621 de 2022 y 1458 de 2023, compilados en el Título 5 de la Parte 6 del Libro 1 del Decreto 1625 de 2016, permitieron formalizar y ampliar el uso de este mecanismo, ofreciendo facilidades para que las empresas públicas y privadas[6] deduzcan de sus impuestos el valor invertido en proyectos autorizados y definidos previamente por las entidades territoriales y nacionales, articulándose con los planes de desarrollo nacionales y territoriales, buscando incrementar la coherencia, la pertinencia e impacto de las inversiones sociales, es decir, apuntándole de manera conjunta al crecimiento y desarrollo territorial.

1.1 Líneas de Inversión

De acuerdo con el Manual Operativo del mecanismo[7], cada una de las opciones, fiducia y convenio, tienen un espectro definido a la hora de seleccionar la temática del proyecto.

En el caso de la opción fiducia, las líneas de inversión se circunscriben a las de energía, infraestructura vial, educación, agua potable y saneamiento básico. Ahora bien la opción convenio cuenta con un listado más amplio y permite invertir en proyectos de energía, infraestructura de transporte, educación pública, salud pública, infraestructura cultural, seguridad alimentaria y nutrición, bienes públicos rurales e infraestructura productiva, adaptación al cambio climático, gestión del riesgo y pagos por servicios ambientales, agua potable, saneamiento básico y alcantarillado, tecnologías de la información y comunicaciones, infraestructura deportiva y negocios verdes. Si bien es cierto estas son las líneas definidas, en la opción convenio, la norma otorga la posibilidad de incorporar nuevas líneas, conforme lo establecido en el Decreto 1625 de 2016.

Cabe recordar que, en este mecanismo, es el contribuyente el ejecutor y/o responsable directo de la ejecución de los proyectos.

2. El Impacto Social en los Territorios

El impacto social generado por las obras por impuestos en Colombia puede analizarse en varias dimensiones fundamentales: mejoramiento de infraestructura básica, desarrollo económico local, cohesión social, participación comunitaria y responsabilidad social empresarial.

2.1 Mejoramiento de Infraestructura y Servicios Básicos

Una de las contribuciones más visibles del mecanismo es la mejora en la infraestructura básica en regiones que tradicionalmente han recibido poca inversión pública. Muchos territorios rurales, indígenas, y zonas urbanas marginadas han sido beneficiados con proyectos en salud, agua potable, saneamiento básico, vías rurales, electrificación y educación.

Por ejemplo, en departamentos como Cauca, Chocó, Nariño y la Amazonía, los proyectos financiados a través de obras por impuestos han permitido conectar comunidades aisladas, reducir los costos de transporte y acceso a servicios, y mejorar las condiciones de vida de poblaciones vulnerables.

6 Incluyendo personas naturales
7 Versión No. 4 - https://obrasporimpuestos.fiduprevisora.com.co/wp-content/uploads/2025/02/Manual-Operativo-Obras-por-impuestos-V4.pdf

Estos avances impactan directamente en la reducción de enfermedades, mejora en la escolaridad y mayor acceso a servicios esenciales, contribuyendo a la disminución de desigualdades sociales y territoriales.

2.2 Generación de Empleo y Desarrollo Económico Local

El impacto económico derivado de las obras por impuestos es significativo, ya que la ejecución de proyectos requiere mano de obra local, fortaleciendo capacidades y habilidades en las comunidades. La inversión en infraestructura genera empleo directo en construcción, supervisión y operación de los proyectos, y estimula el comercio y los servicios relacionados.

Además, las mejoras en infraestructura y servicios catalizan otros procesos de desarrollo económico, como el fomento de pequeños negocios, producción agrícola y actividades turísticas, promoviendo un ciclo virtuoso de crecimiento local.

2.3 Cohesión Social y Reducción de Desigualdades

El mecanismo tiene un potencial importante para fortalecer la cohesión social, especialmente en comunidades marginadas quienes, al participar activamente con las administraciones locales en la definición y ejecución de proyectos, las comunidades adquieren un mayor sentido de pertenencia y empoderamiento.

La inversión en proyectos que atienden necesidades básicas, como hospitales, centros educativos y sistemas de agua potable, contribuye a reducir brechas sociales y territoriales. Esto genera una percepción de justicia y reconocimiento, y evita que las comunidades se vean como receptoras pasivas de ayuda, promoviendo inclusión y participación en el desarrollo.

2.4 Participación Comunitaria y Gobernanza

Un aspecto clave del impacto social en los territorios es la participación comunitaria en la planificación, ejecución y monitoreo de los proyectos. La ley promueve mecanismos de consulta y control social, que garantizan que las obras respondan a las verdaderas necesidades de las comunidades.

Este proceso fortalece la gobernanza local, mejora la transparencia del uso de recursos y fomenta la participación ciudadana.

La Responsabilidad Social Empresarial como Motor del Impacto Positivo

Este mecanismo, también convierte a las empresas en actores responsables socialmente, en línea con las tendencias internacionales de sostenibilidad. La inversión en obras sociales mediante beneficios tributarios crea un incentivo que vincula la rentabilidad empresarial con el progreso social.

Este enfoque permite a las empresas no solo cumplir con sus obligaciones fiscales, sino también obtener una reputación positiva, fortalecer relaciones con las comunidades y mejorar su licencia social para operar. Desde una perspectiva jurídica, esta relación requiere la definición clara de los proyectos, la evaluación de su impacto y la obligación de rendición de cuentas por parte de las empresas.

El cumplimiento efectivo de estos aspectos contribuirá a que las inversiones sean realmente transformadoras y a que el impacto social sea duradero y medible.

En conclusión, el marco normativo que soporta las obras por impuestos en Colombia está diseñado para facilitar la inversión social y promover la transparencia en el uso de recursos públicos y privados.

La existencia de una regulación clara, como la Ley 1819 de 2016 y su reglamentación, brinda seguridad jurídica a las empresas y a las comunidades.

Desde el punto de vista legal, el mecanismo establece un vínculo directo entre la inversión tributaria y proyectos específicos, previamente aprobados por las autoridades correspondientes, lo que garantiza una trazabilidad y control en el proceso generando confianza en los actores, incrementando la probabilidad de que las obras por impuestos tengan un verdadero impacto, en lugar de ser simplemente un instrumento de reducción de obligaciones fiscales. Además, la ley promueve la participación de las comunidades en la definición de los proyectos, mediante mecanismos de participación ciudadana, lo cual es fundamental para asegurar que las obras respondan a las necesidades reales y generen un impacto positivo tangible en la vida de sus beneficiarios y en los territorios.

4.2. Las energías alternativas, más allá de un porcentaje en la canasta energética del país

CARLOS ALBERTO DUSSÁN CALDERÓN
Abogado Senior,
Gerencial Legal Contractual
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Resumen:

Colombia ha asumido compromisos internacionales como la Agenda 2030 y el Marco de Cooperación para el Desarrollo Sostenible 2024-2027, que promueven una transición energética limpia, justa y sostenible. El país avanza en la diversificación de su matriz energética, reconociendo el papel de las energías renovables como el sol, el viento y el agua, sin abandonar completamente los combustibles fósiles que han sido fundamentales para su desarrollo. El Grupo Ecopetrol, junto con su filial Cenit, ha liderado este proceso mediante inversiones en energías limpias, proyectos comunitarios y gestión ambiental, consolidándose como referente regional en transición energética.

A pesar del crecimiento de las fuentes renovables, los combustibles fósiles siguen siendo esenciales para complementar la generación eléctrica, especialmente en épocas de sequía. La legislación colombiana, como la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, junto con resoluciones de la CREG, han impulsado la integración de energías no convencionales y la autogeneración en distintos sectores. Sin embargo, aún persisten desafíos para aumentar la participación de estas fuentes en la canasta energética nacional. El país debe continuar fortaleciendo incentivos, capacidades técnicas y políticas públicas que permitan una transición energética equilibrada, inclusiva y ambientalmente sostenible.

Renovables en la canasta energética

Es importante recordar que Colombia en septiembre de 2015, junto con otros 193 países miembros de la ONU, aprobaron la Agenda 2030, que incluye diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) dentro de los que se encuentra la energía asequible y sostenible, que busca promover la adopción de energías limpias, lo que lleva a definir metas específicas las cuales se pueden cumplir si se establecen los recursos para estas. En esta misma línea el

actual Presidente de la República plasma claramente en su Programa de Gobierno 2022-2026 un aparte que titula "Hacia una sociedad movida por el sol, el viento y el agua" en la que plantea la necesidad del tránsito de las energías dominantes hacia una diversificada basada en las potencialidades de energías renovables.

El 19 de junio de 2025, consecuente con los compromisos adquiridos, Colombia firma con Naciones Unidas el Marco de Cooperación para el Desarrollo Sostenible 2024-2027, en el que dentro de los cinco ejes de transformación prioritarios incluye: Medio ambiente, acción climática y la transición energética limpia y justa; recordando la histórica dependencia de fuentes de energía no renovables y la necesidad de seguir el cambio hacia fuentes alternativas renovables que procuren al mismo tiempo por la inclusión social y económica de los grupos más vulnerables, abogando por el apoyo del Equipo País de la ONU para que hacia el año 2027 se haya avanzado en la implementación de una transición energética justa, apalancada en el uso eficiente de la energía y de las fuentes no convencionales renovables impulsando las alternativas de reindustrialización, la generación de nuevos empleos y el cierre de brechas energéticas.

El Secretario General de la ONU Antônio Guterres, en su discurso del 22 de julio de 2025 en la Sede de las Naciones Unidas en Nueva York, declaró que el mundo ha "pasado el punto de no retorno" en la transición hacia las energías renovables e imploró a los gobiernos que presenten nuevos planes climáticos amplios antes de la cumbre climática COP30 de noviembre en Brasil, que un futuro de energía limpia "ya no es una promesa, es una realidad" afirmando que ningún gobierno, ninguna industria ni ningún grupo de interés puede detenerlo; pero en este punto sin que aparente ser un cuestionamiento a las afirmaciones del ilustre Secretario, no debemos pensar que "la era de los combustibles fósiles está llegando a su fin" ya que existe un proceso en el que Colombia está generando los espacios para que las energías alternativas como parte de la canasta energética del país siga creciendo de la mano de las energías no renovables que han aportado inmensamente al desarrollo del país.

El comportamiento en nuestro país es diferente si lo comparamos con otros en los que existe un marcado enfrentamiento y resistencia por lograr la transición a energías limpias, ya que por muchos años los combustibles llamados fósiles han sido la principal fuente de ingresos para multinacionales que en un libre mercado buscan nuevas reservas para continuar activas en el negocio, sin posiblemente existir la intención de explorar alternativas o inversiones en otras fuentes de las que ya existen estudios y experiencias que muestran grandes beneficios para el planeta y la humanidad. Colombia tiene la más grande de las empresas, consolidada como el Grupo Ecopetrol cumple un papel relevante para el sector energético, posicionada en el contexto regional como un referente para la transición energética justa, sostenible y rentable, tal como quedó plasmado en el Informe Integrado de Gestión 2024 expuesto por el presidente Ricardo Roa.

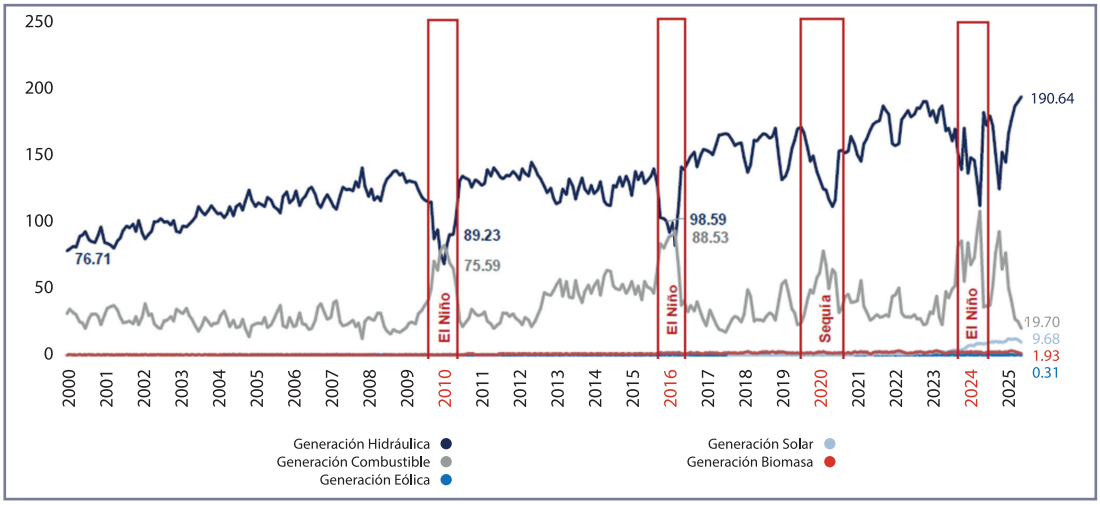
El Grupo Ecopetrol representa el 69% del mercado en producción de hidrocarburos con unos ingresos que por su puesto para los retractores son lo principal, ya que pueden compararlos con años anteriores y limitarse a cuestionar la disminución sin analizar las diferentes variables que llevan a estos resultados, omiten resaltar el crecimiento sostenido en todos los segmentos, la producción más alta en los últimos nueve años y el avance de manera significativa en el desarrollo de proyectos de energías para la transición, sumadas a iniciativas que viene desarrollando para ser un grupo integrado de energía. A su vez CENIT filial de Ecopetrol y encargada del transporte y logística de hidrocarburos en Colombia[1], para este mismo periodo,

1 Gestión Sostenible – Informe Integrado 2024

alcanza la mejor utilidad neta de su historia y esto se debe a que destina recursos más allá del pensamiento de la productividad, ya que invierte en proyectos y actividades orientadas al bienestar de las comunidades y a la gestión medioambiental entre otras, incorporando nuevas fuentes de energía solar y eólica con una muestra clara de su aporte a la transición energética al proveer en sus puntos de operación, granjas solares con capacidad instalada que las hace autosuficientes.

En el décimo séptimo congreso anual de energía desarrollado en mayo de este año en Bogotá[2], se estableció que los combustibles fósiles son la segunda mayor fuente de generación eléctrica, que permiten complementar a la generación hídrica en épocas de sequía y que, aunque otras fuentes de energía renovables han crecido, su generación sigue siendo muy baja, tal como se muestra a continuación:

Generación de energía por tipos de fuentes
(GWh)



Fuente: Presentación de Luis Fernando Mejía director ejecutivo de Fedesarrollo, con base en datos de XM observados al 5 de mayo de 2025

La importancia de estas energías limpias se contemplan en la Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, en la que se busca promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares, siendo recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles para las cuales se crean incentivos tributarios buscando una mayor presencia dentro de la canasta energética del país.

Las Resoluciones CREG 030 del 2018 y 174 del 2021 plantean e impulsan el esquema de autogeneración en el sector residencial, comercial e industrial, definida como la actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Se complementa esta finalidad social del Estado con la ley 2099 del 2021, que dicta disposiciones específicas para la transición energética, esperando que los usuarios tomen un papel más activo en la cadena de

2 https://congresoacolgen.com/

producción de energía eléctrica mediante la adopción de sistemas de autogeneración.

En el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 se plasma la necesidad del crecimiento y diversificación de la matriz energética del país, a través del ingreso en operación de 2GW de proyectos de generación de energía eléctrica alimentados por fuentes no convencionales de energía renovable – FNCER, programando como objetivo de gobierno el incremento en cuatro gigavatios al inicio del año 2023. Lo anterior se programa materializar a través de la Estrategia 6GW[3], que articula al Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para acompañar los proyectos durante todas sus fases de desarrollo: (i) obtención de terrenos, (ii) procedencia y realización de consultas previas, (iii) consecución de permisos y/o licenciamiento ambiental, (iv) construcción, (v) trámite de conexión ante el transportador y (vi) puesta en operación, siendo fundamental que se avance con esta estrategia para garantizar la seguridad energética sostenible del país, lo que requiere una debida articulación de todas las instituciones involucradas en las fases de desarrollo de los proyectos para alcanzar las metas propuestas en los tiempos planeados.

Lo anterior muestra la importancia de las energías limpias en la canasta energética de los países, desde los escenarios de Naciones Unidas que establece el impulso mundial a esta realidad que no tienen posibilidades de ser detenida, debiéndose proyectar que su avance más allá de ser políticas de gobierno debe desarrollarse como políticas de los estados, materializadas al estructurarse los componentes económicos y jurídicos que fortalezcan los diferentes proyectos, programas y alternativas que involucren todos los actores en una causa común, con la claridad que el beneficio va más allá de una retribución monetaria.

En Colombia se tiene claro que esta transición es inherente a una finalidad social del Estado, lo ha expresado la cabeza del gobierno y Ecopetrol principal productor de petróleo y gas en el país siguiendo sus lineamientos, con sus filiales ha dispuestos los recursos económicos y técnicos para que nuevas fuentes de energía limpia sean una realidad; existe solidez normativa derivadas del legislativo y de las entidades que en su naturaleza intervienen en el cumplimiento de este objetivo nacional y mundial; a este propósito se ha unido un importante actor, la Corte Constitucional, avalando con su jurisprudencia que el camino que se está recorriendo esta trasado sobre piso firme. Queda continuar avanzando con tiempos definidos, con logros periódicos que registren como mínimo un constante progreso.

Estas energías limpias en Colombia no representan una competencia con la producción de combustibles, son las hermanas menores llevadas de la mano para que en el futuro cercano en su crecimiento, aporten a las necesidades energéticas del país y que gracias a un acompañamiento continuo que le evita disminuir su ritmo, cumplirá un papel trascendental en los hogares, el comercio, el transporte y la industria, alcanzando un desarrollo sostenible, independientemente de la inversión que se destine para llevarla a la meta proyectada.

3 UPME Resiliencia energética Acciones para la entrada en operación de proyectos de generación de FNCER

4.3. La gestión de los riesgos contractuales como parte de la política de daño antijurídico.

JORGE ARTURO RONDEROS BOTERO
Abogado Senior
Gerencial Legal Contractual
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Resumen:

La política de daño antijurídico busca prevenir riesgos patrimoniales mediante un enfoque proactivo que promueve la responsabilidad y la diligencia en la gestión contractual. En este marco, la Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado realizó un estudio basado en 127 sentencias del Consejo de Estado (2016–2019), identificando causas recurrentes de condenas contra la Nación, como sanciones mal impuestas, fallas en la etapa precontractual, pagos inoportunos, violaciones al debido proceso, falta de liquidación y terminaciones extemporáneas. Estos hallazgos evidencian la necesidad de fortalecer la gestión de riesgos en todas las fases del ciclo contractual.

La gestión de los riesgos contractuales

Cenit, alineada con esta visión, ha adoptado la metodología de gestión de riesgos del Grupo Empresarial Ecopetrol, basada en la norma ISO 31000, para proteger sus procesos de abastecimiento. Esta metodología incluye herramientas como guías, matrices y modelos contractuales con cláusulas de distribución de riesgos, que permiten anticipar y mitigar impactos negativos. Además, se han implementado estrategias de capacitación para fortalecer la cultura de cumplimiento y responsabilidad, consolidando así una gestión contractual más eficiente, transparente y alineada con los principios legales que rigen la actividad de la compañía.

La política de daño antijurídico incluye acciones para prevenir riesgos patrimoniales a través de un enfoque proactivo, en el que se requiere anticipar y analizar las causas que pueden generar las consecuencias adversas para la organización. Esto supone la promoción y la adopción de una cultura de responsabilidad y diligencia en la gestión de los procesos, fomentando la adopción de buenas prácticas y el cumplimiento de las normas vigentes.

La Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado publicó el estudio denominado: *"análisis de fallos contra el estado e identificación de errores y debilidades en materia contractual"*[1]. Este estudio empleó como metodología la revisión de 127 sentencias del Consejo de Estado entre 2016 y 2019, para identificar las causas que dieron lugar a condenas contra la Nación en el marco de controversias contractuales.

Las diferentes causas identificadas fueron agrupadas en las siguientes categorías: i) relacionados con la imposición de una sanción; ii) etapa precontractual; iii) no realización oportuna de los pagos; iv) violación al debido proceso; v) no liquidación del contrato; y vi) terminación extemporánea del contrato. Esto evidencia que la gestión de riesgos en todo el ciclo contractual es parte fundamental de la política de daño antijurídico.

En el ciclo contractual pueden surgir diversas situaciones, tanto previsibles como imprevistas, que afectan la contratación de bienes y servicios; por lo tanto, es necesario integrar una cultura de la gestión de riesgos en la planeación, aprovisionamiento,

1 Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado - Análisis de fallos contra el estado e identificación de errores y debilidades en materia contractual. Consultado en: https://conocimientojuridico.defensajuridica.gov.co/wp-content/uploads/2025/02/Errores-en-materia-contractual-.pdf

balance y cierre del Contrato y en el proceso de abastecimiento en general.

Según el Manual de Contratación de Cenit[2], la compañía adoptó la metodología de gestión de riesgos de proceso del Grupo Empresarial Ecopetrol, basada en la ISO 31000, que se encuentra dirigida a proteger a la organización de los impactos en el proceso de abastecimiento, que involucra una serie de pasos como son el establecimiento del contexto, la identificación, análisis, evaluación y el tratamiento de los riesgos.

En el desarrollo de esta metodología, y teniendo en cuenta que la actividad contractual de Cenit se desarrolla bajo una serie de normas y principios que le aplican en virtud de su naturaleza jurídica, se han generado una serie de esfuerzos para implantar una cultura preventiva de los riesgos que afectan la eficacia del proceso de contratación, la asignación y ejecución del contrato, el riesgo reputacional, entre otros.

Para ello se cuenta con diferentes herramientas en la estructuración de las estrategias de categorías de compras, en los mecanismos de elección y en la ejecución de los contratos. Estas herramientas incluyen guías y matrices para la identificación, análisis, evaluación, tratamiento y transferencia de los riesgos, que ayudan a soportar la planeación, ejecución y las decisiones que se toman en la compañía.

Además, desde la Vicepresidencia Legal y Secretaria General de Cenit se han desarrollado modelos contractuales adaptados a las necesidades de la compra y del ciclo de abastecimiento, con el objetivo de satisfacer los requerimientos de la compañía. Estos modelos incluyen, entre otros, cláusulas de distribución de riesgos para mitigar efectos negativos en la ejecución del contrato y las medidas analizadas en la planeación para un correcto esquema de seguimiento y control.

Por último, se han implementado diversas estrategias para capacitar y sensibilizar a los empleados de la compañía en el cumplimiento de los retos que implica la aplicación del régimen legal contractual de la compañía y los principios que rigen nuestra actividad contractual, para fortalecer la cultura de responsabilidad y diligencia en el proceso de abastecimiento.

En conclusión, la gestión de riesgos contractuales es una herramienta esencial para proteger los intereses de la compañía y optimizar el uso de los recursos en el proceso de abastecimiento. Al adoptar metodologías y herramientas basadas en estándares internacionales y nacionales, se fortalece la capacidad de anticiparse a situaciones adversas y de implementar medidas efectivas para mitigar los riesgos. De esta manera, se contribuye a la creación de una cultura de responsabilidad y diligencia en la gestión de los procesos, fomentando la adopción de buenas prácticas y el cumplimiento de las normas y principios que rigen nuestra actividad contractual.

2 Manual de Contratación – ASA-MN-002 V1

5. Gerencia: Gestión Judicial y Extrajudicial

5.1. Límites constitucionales a la facultad de los distritos para emitir conceptos negativos en procesos de concesión portuaria

DIANA MARÍA CEBALLOS SÁNCHEZ
Gerente Gestión Judicial y Extrajudicial
Vicepresidencia Legal y Secretaría General
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Resumen:

El presente artículo tiene como propósito analizar los avances constitucionales introducidos por la Corte Constitucional en materia de concesiones portuarias. En particular, se examinan los cargos formulados contra el artículo 80 de la Ley 1617 de 2013 y el desarrollo del control de constitucionalidad que culminó con su declaratoria de inexequibilidad, destacando el papel del juez constitucional en la redefinición de competencias entre el orden nacional y los distritos portuarios.

El lector podrá observar que el artículo 80 de la Ley 1617 de 2013 establece que la concesión o modificación de instalaciones portuarias requiere un concepto favorable del distrito especial donde se ubicarán, lo que se demanda de inconstitucionalidad. Los cargos señalan que esta exigencia vulnera el interés general y los fines esenciales del Estado, al supeditar decisiones estratégicas de comercio internacional a la voluntad de autoridades locales. Además, se cuestiona que dicha disposición afecta principios de la función administrativa como la eficacia y la celeridad, y desconoce la distribución constitucional de competencias entre la Nación y las entidades territoriales, al imponer una condición vinculante desde una ley ordinaria que interfiere con normas de jerarquía superior. En síntesis, se argumenta que el concepto obligatorio del distrito desborda su competencia, afecta el desarrollo económico nacional y contradice el orden constitucional vigente.

La Corte Constitucional, mediante la Sentencia C-224 de 2025, declaró la inexequibilidad del concepto negativo vinculante que los distritos portuarios podían emitir en los trámites de concesión o modificación de instalaciones portuarias, según lo previsto en el artículo 80 de la Ley 1617 de 2013 y el artículo 17 de la Ley 768 de 2002. La decisión se basó en que dicha facultad vulneraba el interés general, la distribución constitucional de competencias y el principio de unidad del Estado, al permitir que una entidad territorial pudiera bloquear proyectos estratégicos de infraestructura nacional. La Corte reafirmó que, aunque los distritos pueden participar en estos procesos mediante conceptos u observaciones, su intervención no puede tener efectos definitivos ni constituir un veto. Esta sentencia fortalece la seguridad jurídica y promueve el desarrollo portuario y de la industria petrolera, al garantizar que decisiones clave para el comercio exterior y la infraestructura nacional se mantengan bajo competencia del orden central.

La decisión de la Corte Constitucional de declarar inexequible el concepto negativo vinculante de los distritos portuarios en trámites de concesión fortalece la seguridad jurídica y agiliza el desarrollo de proyectos estratégicos, especialmente en el sector de hidrocarburos, que representa más del 25 % de la carga portuaria movilizada. Al reafirmar que la competencia sobre infraestructura portuaria corresponde al orden nacional, se protege el principio de unidad del Estado y se evita que intereses locales frenen iniciativas de impacto nacional e internacional. Esta medida también mejora la competitividad

logística de Colombia, al facilitar la modernización de puertos clave para el comercio exterior, reducir costos operativos y alinear la infraestructura con estándares internacionales, beneficiando directamente la colocación del crudo colombiano en mercados globales.

Norma demanda

El inciso segundo del artículo 80 de la Ley 1617 de 2013, por medio de la cual se expidió el Régimen para los Distritos Especiales, estableció que la concesión o modificación de una instalación portuaria está condicionada a la obtención de un concepto favorable por parte de la autoridad distrital del lugar donde se pretende ubicar el puerto o la instalación portuaria. A continuación, se transcribe el texto:

> *"ARTÍCULO 80. RÉGIMEN PORTUARIO. Las autoridades portuarias adicionales a las ya instituidas por ley, es decir, los Distritos de Santa Marta, Barranquilla, Cartagena y Buenaventura, así como los demás distritos portuarios que se creen, intervendrán en la formulación de los planes de expansión portuaria que le presente el Ministerio de Transporte al Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes), definiendo en los territorios de su jurisdicción las regiones en las que sea conveniente o no la construcción y funcionamiento de puertos y demás instalaciones portuarias.*
>
> *En el trámite de las concesiones portuarias y en el de las modificaciones de las mismas, la Superintendencia General de Puertos y Transporte o la entidad encargada de aprobarlas, recibirán y escucharán los conceptos, recomendaciones y oposiciones que formulen los distritos en los que se pretendan localizar los puertos e instalaciones portuarias. Cuando este concepto fuere contrario a la solicitud, no podrá otorgarse la concesión o modificación que se tramita. ("Contenido - Portal ANI")* (Subraya y negrilla fuera de texto)

Cargos mediante los cuales se cuestiona la constitucionalidad de la disposición acusada:

1. Primer cargo: De la vulneración del interés general asociado a la creación y operación de los puertos, considerados puntos estratégicos para el comercio internacional. (Vulneración artículos 1, 2, 113 y 365 de la Constitución Política de Colombia).

Fundamentado en que, si bien se reconoce la autonomía de las entidades territoriales, esta no puede prevalecer sobre el interés general ni sobre los fines esenciales del Estado. En asuntos de alto impacto nacional como las concesiones portuarias, el principio de colaboración armónica exige que las actuaciones de los entes territoriales estén alineadas con los objetivos nacionales. Por tanto, exigir un concepto vinculante del distrito especial como requisito para aprobar o modificar concesiones portuarias vulnera los artículos 2, 113 y 209 de la Constitución, al anteponer intereses locales sobre los del país en su conjunto.

2. Segundo cargo: Del desconocimiento de los principios que rigen la función administrativa, tales como la eficacia, la celeridad y la imparcialidad. (Vulneración a los artículos 1, 2, 113, 209 y 365 de la Constitución Política de Colombia)

El aparte acusado de la norma viola el principio de jerarquía constitucional y el equilibrio entre competencias nacionales y territoriales. La administración pública no puede supeditar el cumplimiento de fines esenciales del Estado —como la prestación de servicios públicos o el desarrollo económico— a la voluntad unilateral de una entidad local.

Por tanto, debe ser retirado del ordenamiento por ser incompatible con los principios de eficacia, eficiencia, celeridad y economía, pilares de la función administrativa según el artículo 209 de la Constitución y la interpretación reiterada de la Corte Constitucional.

3. Tercer cargo: De la afectación al principio de distribución de competencias entre la Nación y las entidades territoriales. (Vulneración a los artículos 2 y 288 de la Constitución Política de Colombia).

El aparte acusado:

- Desconoce la distribución de competencias establecida en la Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial, al atribuir una decisión definitiva a una autoridad territorial sobre un asunto de interés nacional;

- Transgrede el principio de jerarquía normativa, al imponer desde una ley ordinaria una condición que interfiere con lo dispuesto por una ley orgánica;

- Vulnera los artículos 2 y 288 de la Constitución, al obstaculizar decisiones orientadas al bienestar general y a la prosperidad colectiva, al supeditar el interés nacional al interés local.

En síntesis, convertir el concepto del Distrito en un requisito obligatorio y vinculante para el otorgamiento o modificación de concesiones portuarias desborda la competencia territorial de los distritos especiales, infringe el orden constitucional sobre el reparto de competencias y afecta directamente los fines esenciales del Estado, como el desarrollo económico y la integración territorial.

Sentencia C-224 de 2025 de la Corte Constitucional – Magistrado Ponente Jorge Enrique Ibáñez Najar. Expediente: D-15.973, por medio de la cual se declaró la inexequibilidad del concepto negativo distrital en trámites de Concesión Portuaria.

La Sala Plena de la Corte Constitucional, al resolver la demanda de inconstitucionalidad presentada contra el artículo 80 (parcial) de la Ley 1617 de 2013, declaró inexequible la facultad atribuida a los distritos portuarios para emitir conceptos negativos con efectos vinculantes que dieran por terminados los procesos de aprobación o modificación de concesiones portuarias. Esta decisión se sustentó en los siguientes argumentos:

La Sala Plena examinó la aptitud sustantiva de la demanda y en su análisis, concluyó que el segundo cargo no cumplía con los requisitos mínimos de certeza, especificidad, pertinencia y suficiencia. No obstante, consideró que los cargos primero y tercero sí reunían las condiciones para un juicio de constitucionalidad, por lo que procedió a su estudio de fondo.

Tras admitir los cargos primero y tercero de la demanda, integró la unidad normativa, al constatar que el artículo 17 de la Ley 768 de 2002 contenía la misma disposición del artículo 80 de la Ley 1617 de 2013, parcialmente acusado. A partir de ello, la Corte analizó si ambas normas vulneraban el interés general en la localización de puertos —como puntos estratégicos del comercio internacional— y si desconocían la distribución de competencias entre la Nación y las entidades territoriales, al otorgar un carácter vinculante y definitivo al concepto emitido por los distritos portuarios, en los trámites de concesión o modificación de concesiones.

En su análisis, la Corte reiteró que Colombia es un Estado social de derecho con organización unitaria y descentralizada, en el que las entidades territoriales gozan de autonomía, pero dentro de los límites fijados por la Constitución y la ley, particularmente en lo relativo a la distribución de competencias (artículos 1, 287, 288 y 311 C.P.). Destacó que no toda competencia puede ser trasladada a las entidades territoriales, y que ciertas funciones estratégicas —como la regulación del comercio exterior, la seguridad nacional o la localización de grandes proyectos de infraestructura— están reservadas a la Nación.

En ese contexto, recordó que el artículo 29 de la Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial (Ley 1454 de 2011) establece que la localización de grandes proyectos de infraestructura, como los portuarios, es competencia exclusiva del orden nacional. Por tanto, no puede permitirse que un concepto emitido por una entidad territorial —como un distrito portuario— se convierta en un obstáculo definitivo que impida el avance o aprobación de estos proyectos.

La Corte reconoció que las entidades territoriales pueden y deben participar en los trámites administrativos relacionados con concesiones portuarias, mediante la emisión de conceptos, recomendaciones u oposiciones. Sin embargo, dicha participación no puede transformarse en un poder de veto ni en una decisión definitiva que paralice la actuación administrativa nacional. Una interpretación contraria vulneraría el principio de unidad del Estado, así como la competencia exclusiva de la Nación sobre asuntos de interés general.

En conclusión, la Corte consideró que las normas demandadas ampliaban de forma inconstitucional las competencias de los distritos portuarios, interfiriendo con aquellas que, por mandato constitucional y legal, corresponden exclusivamente al orden nacional. Además, se vulneró el principio de reserva de ley orgánica, al contrariar lo dispuesto en la Ley 1454 de 2011 sobre la distribución de competencias. Por estas razones, la Corte declaró inexequibles tanto el aparte acusado del artículo 80 de la Ley 1617 de 2013 como la disposición equivalente contenida en el artículo 17 de la Ley 768 de 2002.

Beneficios que trae la inexequibilidad del artículo 80 de la Ley 1617 de 2013 para el desarrollo portuario y la industria petrolera.

En un mundo cada vez más interconectado, el comercio marítimo se consolida como uno de los pilares fundamentales del intercambio global de bienes. Los puertos, en este contexto, se convierten en puntos neurálgicos para el dinamismo económico de las naciones, al facilitar el tránsito eficiente de mercancías a gran escala. En Colombia, las operaciones comerciales en sus puertos marítimos son un componente esencial para el desarrollo económico del país, por su papel estratégico en la cadena logística del comercio exterior, tanto para las importaciones como para las exportaciones. Según datos de la Organización Marítima Internacional (OMI, 2023), más del 80 % del volumen de mercancías comercializadas a nivel global se transporta por vía marítima, lo que resalta aún más la importancia de contar con puertos eficientes y confiables como parte de una infraestructura competitiva a nivel mundial.

En el caso colombiano, el Observatorio de Complejidad Económica (OEC) destaca las siguientes cifras sobre las principales exportaciones e importaciones del país:

- Exportaciones: Colombia exporta principalmente petróleo crudo (USD 16,1 mil millones), briquetas de carbón (USD 12,9 mil millones), café (USD 4,15 mil

millones), petróleo refinado (USD 2,64 mil millones) y oro (USD 2,59 mil millones). Los principales destinos de estas exportaciones son Estados Unidos (USD 15,6 mil millones), Panamá (USD 5,84 mil millones), Países Bajos (USD 3,67 mil millones), India (USD 2,55 mil millones) y Brasil (USD 2,39 mil millones).

- Importaciones: Las principales importaciones incluyen petróleo refinado (USD 6,26 mil millones), automóviles (USD 2,73 mil millones), equipos de transmisión (USD 2,64 mil millones), maíz (USD 2,02 mil millones) y medicamentos envasados (USD 1,77 mil millones). Los principales países de origen son Estados Unidos (USD 19,4 mil millones), China (USD 18,1 mil millones), Brasil (USD 5,16 mil millones), México (USD 3,6 mil millones) y Alemania (USD 2,24 mil millones).

Entre las cifras más relevantes, se destaca que el sector de hidrocarburos desempeña un papel clave en el desarrollo económico de Colombia. Esto no solo se evidencia en su posición como principal rubro de exportación e importación, según las estadísticas oficiales, sino también por su papel estratégico como una de las principales fuentes de energía para el funcionamiento cotidiano de hogares, empresas y organizaciones.

En cuanto al tráfico portuario, la Superintendencia de Transporte ha destacado que el transporte de hidrocarburos representó el 25 % del total de carga movilizada por las Sociedades Portuarias de servicio público. Además, dentro del segmento de granel líquido, que corresponde al transporte masivo de hidrocarburos, su participación alcanzó el 58 % del total movilizado.

Por lo anterior, la declaración de inexequibilidad del artículo 80 de la Ley 1617 de 2013, en lo que respecta a la facultad de los distritos portuarios de emitir conceptos negativos vinculantes que pudieran frenar la aprobación o modificación de concesiones portuarias, representa un avance significativo tanto para el desarrollo portuario como para la industria petrolera en Colombia. A continuación, se explican sus principales implicaciones e impactos:

1. Seguridad jurídica y agilidad para proyectos estratégicos

La decisión de la Corte Constitucional elimina un obstáculo normativo que permitía a los distritos portuarios bloquear el avance de proyectos portuarios simplemente con la emisión de un concepto negativo. Al suprimir esa capacidad vinculante y definitiva, se fortalece la seguridad jurídica de los inversionistas y operadores portuarios, quienes ahora cuentan con un marco más predecible y coherente con el interés nacional.

Dado que más del 25 % de la carga portuaria movilizada corresponde a hidrocarburos, esta decisión favorece directamente la logística del petróleo y sus derivados, facilitando la modernización, ampliación o ajuste de terminales portuarias clave para su transporte.

2. Fortalecimiento del principio de unidad del Estado

La Corte reafirmó que las decisiones sobre proyectos estratégicos de infraestructura portuaria, con impacto nacional e internacional, deben ser competencia del orden nacional, en cabeza de autoridades como el Ministerio de Transporte o la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), conforme al artículo 288 de la Constitución y la Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial.

Adicionalmente, se protege la coherencia del sistema portuario nacional, evitando visiones fragmentadas que limiten su desarrollo desde enfoques meramente locales. Esto es esencial para el cumplimiento de metas logísticas, comerciales y energéticas de Colombia.

3. Mayor competitividad logística internacional

La imposibilidad de que un concepto negativo detenga procesos de concesión o modificación portuaria genera un entorno más competitivo, alineado con estándares internacionales de eficiencia. En un mundo donde más del 80 % del comercio internacional se realiza por vía marítima (según la OMI), la modernización de los puertos se vuelve crítica.

El petróleo crudo y sus derivados representan la principal exportación del país. Eliminar barreras para la mejora de infraestructura portuaria implica menores costos logísticos, mayor capacidad operativa y cumplimiento más ágil de estándares internacionales, lo cual favorece la colocación del crudo colombiano en los mercados globales.

5.2. El uso de la inteligencia artificial en el ejercicio del derecho-rama judicial

SHARON AROSA ACUÑA
Abogada
Apoyo Gerencia Judicial y Extrajudicial
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Resumen:

La inteligencia artificial (IA) ha generado un impacto profundo en el ámbito jurídico, especialmente en Colombia, donde su uso por parte de operadores judiciales ha comenzado a influir en la fundamentación de decisiones judiciales. La Corte Constitucional, en la sentencia T-323 de 2024, reconoce los beneficios de la IA en tareas administrativas y de apoyo, pero advierte que no puede reemplazar funciones jurisdiccionales esenciales como el razonamiento humano, la valoración de pruebas y la motivación de fallos. El uso irresponsable de estas tecnologías podría vulnerar garantías fundamentales como el debido proceso, la transparencia y la imparcialidad, por lo que se exige una aplicación ponderada y ética.

Ante este panorama, se han desarrollado herramientas como asistentes jurídicos multimodales y plataformas especializadas (Juztina IA, Vlex), mientras se avanza en la creación de una IA propia adaptada al marco normativo colombiano. El Consejo Superior de la Judicatura ha establecido lineamientos para su uso responsable, seguro y ético, y ha promovido mesas de trabajo para definir competencias, proyectos y riesgos asociados. A nivel internacional, organismos como la OCDE y la UNESCO han emitido principios éticos para la IA, subrayando la necesidad de armonizar su desarrollo con los derechos humanos y valores democráticos. Hasta que se adopten lineamientos vinculantes, los funcionarios judiciales deben seguir los parámetros establecidos por la Corte Constitucional.

El uso de la inteligencia artificial

El uso de la inteligencia artificial ha generado un impacto social y jurídico significativo en el campo del derecho, lo que plantea la necesidad de establecer lineamientos y criterios orientadores globales que garanticen su uso responsable y ético, respondiendo a un desafío mundial. Ello

obedece a que los avances de la inteligencia artificial se proyectaron en el ámbito científico y tecnológico, y también ha tenido injerencia directa en esferas sociales y jurídicas transformando la forma de ejercer los derechos y la institucionalidad en el país.

En el contexto Colombiano, se ha identificado recientes pronunciamientos de operadores judiciales en los que se evidencia la utilización de herramientas basadas en inteligencia artificial como apoyo en la labor decisoria, estas prácticas han empezado a tener relevancia de manera directa en la motivación y fundamentación de las providencias judiciales, por lo tanto, este fenómeno plantea interrogantes importantes en torno a la legitimidad, transparencia y validez de las decisiones adoptadas en las que se evidencia el apoyo de estas tecnologías, aunado a lo anterior, la Corte Constitucional en la sentencia T323 de 2024 manifiesta que el uso de la inteligencia artificial encaminado al ejercicio de las funciones jurisdiccionales dentro de la rama judicial puede generar bienestar en los funcionarios públicos y permite que la prestación del servicio sea más eficiente y eficaz en determinadas labores como en la gestión administrativa y documental, apoyo a la gestión y/o gestión judicial.

Enfatiza que la IA no puede sustituir o reemplazar labores jurisdiccionales indelegables e irremplazables, como el razonamiento lógico y humano en la interpretación de los hechos, la valoración de las pruebas y motivar una decisión final.

Una de las principales preocupaciones radica en el uso indiscriminado e irresponsable de la inteligencia artificial dentro de la actuación administrativa, en la medida en que ello podría derivar en la transgresión al debido proceso afectando la garantía del juez natural, la garantía de la motivación en las decisiones judiciales y la garantía al debido proceso probatorio, lo cual implicaría el riesgo de comprometer la validez y legitimidad de la actuación judicial.

En relación con la implementación de sistemas o plataformas de inteligencia artificial en la rama judicial, la Corte Constitucional advierte que ello implica un incremento en la carga de trabajo, lo cual corresponde a una doble labor de búsqueda que da lugar a la posterior validación de la información obtenida cuando se recurre al uso de una plataforma no especializada, razón por la cual, la Corte exhorta a la articulación de esfuerzos orientados a la creación e implementación de una inteligencia artificial propia, especializada en normativa y jurisprudencia que responda a las necesidades de la función pública.

Hoy se está desarrollando una plataforma de inteligencia artificial concebida como el primer asistente jurídico multimodal. Esta herramienta permite trabajar de manera segura al requerir información específica y precisa en materia legal, para ello se pretende mitigar los riesgos inherentes al uso de modelos de inteligencia artificial generativa, para salvaguardar las garantías del debido proceso.

Ahora bien, mientras se avanza en el desarrollo de una inteligencia artificial propia que integre en su sistema la normatividad colombiana, incluyendo reglamentos, acuerdos, leyes, jurisprudencia, existen actualmente otras herramientas como **Juztina IA** y **Vlex**, enfocadas en la búsqueda y análisis de jurisprudencia oficial, estas plataformas están diseñadas para procesar y responder consultas legales con base al marco normativo del territorio.

Una vez reconocida la posibilidad de aplicar la inteligencia artificial como herramienta de apoyo, el juez u operador judicial que decida hacer uso de la IA, deberá emplearlos de manera razonada y ponderada cumpliendo con determinadas condiciones y/o cargas como lo es la no sustitución de la racionalidad humana, razón por la cual, el juez incumple sus deberes legales en el momento en el que habiendo utilizado IA en una decisión judicial, (i) la emplea en el ejercicio de

funciones de raciocinio que son indelegables e irremplazables; (ii) no es transparente con el usuario de la administración de justicia revelando el uso de IA y, con ello, compromete la garantía efectiva de su derecho de contradicción; (iii) no realiza de manera rigurosa la verificación de la fiabilidad de la información que soporta la motivación del fallo pudiendo comprometer la independencia o imparcialidad debido a los sesgos y alucinaciones de la IA; y/o (iv) no adopta las cautelas necesarias para evitar la transgresión de derechos como el habeas data o la intimidad, vulnerado de manera flagrante los principios de transparencia, responsabilidad y privacidad.

Si bien no existe un marco vinculante frente a la IA , la Corte Constitucional determina que para su uso se deben tener en cuenta los principios anteriormente descritos, así como los lineamientos sobre el tratamiento de Datos personales en Sistemas de Inteligencia Artificial, y la existencia de instrumentos nacionales relacionados con inteligencia artificial como el Conpes 3975 de 2019 - Política nacional para la transformación digital e inteligencia artificial y el Marco ético para la inteligencia artificial en Colombia, así mismo, el **CONSEJO SUPERIOR DE LA JUDICATURA** adopta lineamientos mediante el El Acuerdo PCSJA24-12243 del 16 de diciembre de 2024 para el uso y aprovechamiento respetuoso, responsable, seguro y ético de la inteligencia artificial en la Rama Judicial potencializando el acceso, transparencia, eficiencia, eficacia, seguridad jurídica y comunicación en la administración de justicia.

Es decir, el Consejo Superior de la Judicatura ha adelantado mesas de trabajo con la participación de especialistas en la materia, servidores judiciales con la finalidad de organizar los lineamientos para el uso de la inteligencia artificial, dando como resultado los parámetros esenciales para su implementación mediante el desarrollan tres componentes o líneas de acción como lo son (i) conocimiento, competencias y capacidades; (ii) proyectos, iniciativas y casos de uso; (iii) lineamientos para el uso, así como la advertencia sobre los posibles riesgos que se pueden afrontar por el uso de estas tecnologías que pueden generar vulneración de derechos fundamentales.

Actualmente, la inteligencia artificial ha generado un impacto global de gran escala, lo que ha impulsado que las instituciones internacionales regulen su desarrollo y promuevan un uso responsable de esta herramienta. Ejemplo de ello son los principios establecidos por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo económico (OCDE) y las recomendaciones de la UNESCO sore la ética de la IA, las cuales subrayan la importancia de diseñar sistemas respetuosos de la dignidad humana, garantes de los derechos fundamentales y coherentes con los valores democráticos, procurando así la armonización normativa en torno a estos avances tecnológicos. "En todo caso, hasta que se expidan lineamientos institucionales específicos en la Rama Judicial, los funcionarios y empleados deben aplicar los parámetros precisados por la Corte Constitucional en la sentencia, siempre y cuando utilicen las herramientas de IA para sus funciones y, en especial, para la emisión de providencias". ("¿Por qué este AB")

Ahora bien, aunque el pronunciamiento de la Corte y el acuerdo expedido por el Consejo de superior de la judicatura se orientan, en principio, al fortalecimiento del ejercicio de la rama judicial, es claro que estos lineamientos pueden irradiar más allá de este ámbito, pues sus recomendaciones también pueden ser acogidas por los abogados y la ciudadanía en general para el ejercicio del derecho, en la medida en que la inteligencia artificial constituye una herramienta de gran utilidad, cuyo aprovechamiento exige un manejo responsable y ajustado a las necesidades específicas de cada usuario. En este sentido, se recomienda privilegiar el uso de sistemas de inteligencia artificial especializados, con un dominio especifico, que tengan

enfoque definido, por cuanto ofrecen mayor confiabilidad en la información suministrada, a diferencia de las herramientas de carácter generativo que están diseñadas a partir de grandes cantidades de datos.

El reto inmediato no consiste solo en regular la inteligencia artificial, sino en construir una cultura de uso responsable que garantice confianza, transparencia y seguridad en la administración de justicia, mediante el pronunciamiento de la Corte se refleja un compromiso creciente con el uso ético y responsable de las nuevas tecnologías. En estos lineamientos, los funcionarios públicos trabajan con herramientas tecnológicas que han generado un gran impacto social, buscando optimizar los procesos judiciales y garantizar una administración de justicia más eficiente, transparente, en armonía con los principios constitucionales y los derechos fundamentales, sin apartar la humanización y racionalización de los procesos institucionales.

5.3. El Impuesto de Alumbrado Público en Colombia: Análisis Normativo, Constitucional y sus Impactos en la Industria de Hidrocarburos

NICOLÁS A. MARTÍNEZ TRUJILLO
Abogado Junior
Gerencia Gestión Judicial y Extrajudicial
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Introducción

El impuesto de alumbrado público constituye una obligación fiscal cuya configuración en el ordenamiento jurídico colombiano ha carecido del rigor y la disciplina legislativa necesarios. Esta deficiencia ha generado ineficiencias que han impactado negativamente a la industria petrolera, derivadas principalmente de la falta de certeza respecto a los elementos esenciales de la obligación tributaria. En la práctica, esta situación se traduce en la imposición de sanciones administrativas poco efectivas, las cuales originan controversias prolongadas y onerosas para las empresas del sector.

Desde esta perspectiva, el presente escrito tiene como propósito realizar un análisis académico del impuesto de alumbrado público, examinando sus vicisitudes, desafíos y problemas de constitucionalidad, con el fin de arribar a una conclusión crítica en la que se sostiene que este tributo, tal como se aplica en Colombia, introduce ineficiencias en el sistema tributario y genera sobrecostos significativos para la industria petrolera.

I. Elementos del impuesto de alumbrado público

A. Generalidades

En Colombia, el alumbrado público es un servicio no domiciliario de iluminación, inherente al servicio de energía eléctrica, que se presta con el fin de dar visibilidad al espacio público, bienes de uso público y demás espacios de libre circulación, con tránsito vehicular o peatonal, dentro del perímetro urbano y rural de un municipio o distrito, para el normal desarrollo de las actividades (2.2.3.1.2 del Decreto 1073 de 2015).

Sobre esta actividad, el legislador decidió configurar una carga fiscal, cuyo hecho generador fue definido en el artículo 349 de la Ley 1819 de 2016, en los siguientes términos: "El hecho generador del impuesto de alumbrado público es el beneficio por la prestación del servicio de alumbrado público (...)".

En esa misma línea, el legislador optó por descentralizar la regulación del impuesto, otorgando a los Consejos Municipales y Distritales la facultad de definir los sujetos pasivos, la base gravable y las tarifas aplicables. No obstante, esta prerrogativa se encuentra limitada por el principio de consecutividad, que obliga a las entidades territoriales a desarrollar el impuesto conforme al hecho generador previsto en la norma correspondiente.

B. Elementos del impuesto de alumbrado público según la Sentencia de Unificación del 6 de noviembre de 2019, proferida por la Sección Cuarta del Consejo de Estado

1. Hecho generador

El estudio del hecho generador del impuesto de alumbrado público implica necesariamente analizar la Sentencia de Unificación del 6 de noviembre de 2019, proferida por la Sección Cuarta del Consejo de Estado (Exp. 23103). Esta providencia estableció un conjunto de lineamientos generales sobre los elementos esenciales de la obligación fiscal.

Dicho lo anterior, se entiende que la tesis del Consejo de Estado respecto al hecho generador de la obligación de pagar el impuesto de alumbrado público se basa en el concepto de *"usuario potencial"*, puesto que dicha corporación sostiene que:

> *"Regla (ii) El hecho generador del tributo es ser usuario potencial receptor del servicio de alumbrado público, entendido como toda persona natural o jurídica que forma parte de una colectividad, porque reside, tiene el domicilio o, al menos, un establecimiento físico en determinada jurisdicción municipal sea en la zona urbana o rural y que se beneficia de manera directa o indirecta del servicio de alumbrado público"* (destacado por fuera del texto original).

De lo anterior se infiere que el hecho generador del impuesto de alumbrado público comprende dos condiciones: (i) poseer residencia, domicilio o establecimiento físico en la jurisdicción correspondiente, y (ii) beneficiarse del servicio de alumbrado público.

Con relación a la cita, en el segmento *midstream,* el concepto de establecimiento físico adquiere especial relevancia, en la medida en que este se configura cuando, en el respectivo municipio, la empresa transportadora del fluido posee activos -como oleoductos o poliductos- que resultan beneficiarios del servicio público de alumbrado.

Sin embargo, hay eventos en los que esta idea puede complejizarse en la práctica. Un ejemplo es cuando los oleoductos atraviesan distintos municipios sin infraestructura de apoyo, estaciones de bombeo o instalaciones que demanden el servicio de alumbrado público, lo que cuestiona si basta la mera localización lineal del activo para generar la obligación tributaria.

Otro caso se presenta cuando la infraestructura localizada en el municipio es mínima —por ejemplo, una válvula de paso o un pequeño tramo de poliducto— y no requiere consumo significativo de energía ni se beneficia de manera real del servicio de alumbrado, lo que suscita la discusión sobre la proporcionalidad y razonabilidad de gravar al contribuyente en tales circunstancias.

A juicio del autor, resulta claro que la configuración del hecho generador del impuesto de alumbrado público exige la existencia de un vínculo material y directo entre el activo y el aprovechamiento efectivo del servicio. Esta circunstancia debe acreditarse por la entidad territorial acreedora del tributo, al demostrar que la empresa posee la infraestructura que genera la obligación tributaria. Asimismo, debe probarse que dicha empresa obtiene, de manera directa o indirecta, un beneficio

significativo derivado de la prestación del servicio público de alumbrado.

2. Sujetos del impuesto

En la línea argumentativa expuesta, la obligación de pagar el impuesto recae sobre quienes adquieren la calidad de usuarios potenciales del servicio, en su condición de sujetos pasivos. Correlativamente, el acreedor del impuesto de alumbrado público es la entidad territorial (municipios), en su calidad de sujeto activo.

El recaudo del tributo puede ser realizado directamente por la entidad territorial o, en su defecto, a través del comercializador de energía —empresas de servicios públicos domiciliarios—, incorporándose en la factura de dichos servicios, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 352 de la Ley 1816 de 2016.

3. Base gravable

En los términos de la Sentencia de unificación del 6 de noviembre de 2019, el criterio para cuantificar el impuesto puede ser variable o fijo, puesto que puede ser expresada en una determinada suma de dinero, o que se comprenda entre un máximo y un mínimo ajustado a la magnitud de la base gravable.

Bajo este parámetro, el Consejo de Estado considera que, para las empresas propietarias, poseedoras o usufructuarias de subestaciones de energía eléctrica o de líneas de transmisión de energía eléctrica, la capacidad instalada constituye un parámetro válido para determinar la base gravable del impuesto. Para los usuarios regulados, es decir, aquellos que reciben el servicio público de energía eléctrica, el consumo de energía se configura como un referente idóneo.

4. Tarifa

Este elemento del impuesto de alumbrado público puede expresarse en porcentajes fijos, proporcionales, o progresivos. Las tarifas deben ser razonables y proporcionales con respecto al costo que demanda prestar el servicio a la comunidad.

II. Desafíos derivados de la legislación vigente sobre el impuesto de alumbrado público

El impuesto de alumbrado público se ha convertido en una obligación particularmente controversial. Si bien su finalidad es legítima, su diseño normativo fragmentado y los reiterados cuestionamientos de constitucionalidad han generado desafíos constantes para las empresas del sector petrolero, que se pueden ejemplificar de acuerdo con las siguientes premisas:

A. La falta de determinación del hecho generador del impuesto de alumbrado público genera conflictos con el principio de legalidad tributaria y seguridad jurídica

Uno de los principios fundantes del Estado social de derecho es el de legalidad tributaria, según el cual los impuestos deben estar previstos en la ley. Sin embargo, el artículo 338 de la Constitución Política de Colombia otorga a las entidades territoriales la potestad de determinar sus tributos y gastos locales. En ese sentido, tanto las asambleas departamentales como los concejos municipales y distritales pueden establecer tributos locales.

La Corte Constitucional se ha pronunciado en diversas sentencias sobre el artículo 338 de la Constitución, señalando que la autonomía de las entidades territoriales es una potestad limitada y no absoluta. En este sentido, la Sentencia C-130 de 2018 armonizó los criterios relativos a las facultades de las entidades territoriales en materia económica, estableciendo que:

"(...) (i) la autonomía territorial cede frente a las atribuciones del legislador en materia económica; (ii) la potestad tributaria de los entes territoriales encuentra un límite en los mandatos de legislador; (iii) a nivel de planeación también hay preponderancia de los organismos nacionales; (iv) los presupuestos territoriales deben tener los mismos principios del presupuesto nacional; (v) los poderes de actuación e intervención del legislador son amplios en los asuntos de las entidades territoriales en materia presupuestal, y los límites están dados por circunstancias especiales de cada caso que determine si la medida es razonable y proporcional. (...)" (destacado por fuera del texto original).

En el caso del impuesto de alumbrado público, el mando diseñado por el legislador es amplio y genérico, en la medida que el artículo 349 de la Ley 1819 de 2016, establece:

"(...) El hecho generador del impuesto de alumbrado público es el beneficio por la prestación del servicio de alumbrado público. Los sujetos pasivos, la base gravable y las tarifas serán establecidos por los concejos municipales y distritales. (...)" (destacado por fuera del texto original).

Lo anterior ha dado lugar a que sea el Consejo de Estado el encargado de desarrollar los criterios que integran los elementos esenciales del impuesto. No obstante, dichas interpretaciones resultan insuficientes, en tanto que su criterio ha generado la tendencia a subsumir el aspecto material de la obligación, territorial y la sujeción pasiva en un único criterio, esto es, el concepto de

"beneficiario potencial". Ello que genera ambigüedad y dificulta en su aplicación.

Una muestra clara de esta situación se evidencia en la Sentencia de Unificación mencionada, donde se establece que las tarifas de alumbrado público pueden definirse mediante esquemas de porcentajes fijos, proporcionales o progresivos.

Considerando que en Colombia existen 1,204 municipios[1], y que cada uno cuenta con la facultad de elegir libremente entre tres metodologías para calcular la tarifa del impuesto, el número de combinaciones posibles derivadas de esta autonomía se multiplica exponencialmente. Esta diversidad genera una gran variedad de criterios, interpretaciones y escenarios relacionados con la determinación del impuesto, lo que conduce a una complejidad normativa considerable y a un elevado nivel de inseguridad jurídica. Esta situación evidencia la necesidad de una mayor armonización y claridad en el sistema de fijación de la tarifa para garantizar un marco tributario más estable y predecible.

Esta situación colisiona directamente con los principios de legalidad tributaria y seguridad jurídica consagrados en el artículo 338 de la Constitución Política, al generar un elevado grado de incertidumbre normativa. La ausencia de uniformidad en los esquemas tarifarios implica un desgaste administrativo significativo para las empresas cuyo ámbito operativo abarca múltiples municipios, pues se ven obligadas a adaptarse a metodologías y criterios sustancialmente diferentes entre jurisdicciones.

B. La excesiva autonomía en la determinación del impuesto de alumbrado público como factor generador de distorsiones en la base gravable

Diversos autores coinciden en señalar que los entes territoriales suelen establecer la

1 El Tiempo. (2019, julio 5). ¿Cuántos municipios tiene Colombia? Barrancominas es el 1.204. https://www.eltiempo.com/politica/gobierno/cuantos-municipios-tiene-colombia-barrancominas-es-el-1-204-439260

base gravable del impuesto de alumbrado público tomando como referencia el valor del consumo mensual de energía eléctrica, según lo facturado por la empresa prestadora del servicio. No obstante, algunos acuerdos municipales han adoptado esquemas basados en tarifas mínimas fijas, expresadas en salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV), sin considerar el consumo real ni el uso efectivo del servicio[2].

Esta práctica genera distorsiones en la base del impuesto, ya que se aparta de los principios constitucionales como la razonabilidad, proporcionalidad y equidad tributaria, al imponer cargas que no se corresponden con la realidad del contribuyente ni con criterios técnicos adecuados.

Particularmente en el sector de hidrocarburos, estas prácticas pueden tener un impacto significativo. Las operaciones en este sector implican consumos energéticos altamente variables dependiendo de la etapa del proceso (transporte, almacenamiento, distribución), y el uso del servicio de alumbrado público no siempre guarda una relación directa o proporcional con dicho consumo. La imposición de tarifas fijas, sin respaldo en estudios técnicos, puede derivar en cargas tributarias excesivas y arbitrarias, afectando la competitividad, viabilidad económica y sostenibilidad financiera de las empresas del sector.

Estas distorsiones son, en buena medida, consecuencia de una autonomía territorial ejercida sin controles adecuados ni una debida armonización normativa. La falta de lineamientos claros por parte del legislador ha permitido la adopción de esquemas tributarios locales que desbordan los límites de la legalidad y contravienen principios fundamentales como la razonabilidad y la equidad.

En este contexto, resulta imperativo establecer límites normativos más definidos y mecanismos de control más efectivos, que aseguren una tributación local ajustada a criterios técnicos, respetuosa del marco constitucional y coherente con el sistema tributario nacional.

C. La configuración fragmentada del impuesto de alumbrado público genera errores en el ejercicio de las facultades de liquidación oficial

A juicio del autor, el concepto de *"beneficiario potencial"* unifica en un solo criterio los elementos material, territorial y subjetivo del impuesto de alumbrado público[3]. Esta fusión conceptual, aunque ha sido objeto de esfuerzos interpretativos por parte del Consejo de Estado —especialmente en su sentencia de unificación—, continúa presentando una notable complejidad técnica y una ambigüedad estructural que dificulta su aplicación coherente y respetuosa de los principios constitucionales.

Un ejemplo de lo anterior puede observarse en el proceso identificado con el expediente 23663, tramitado ante la Sección Cuarta del Consejo de Estado. En dicho caso, una empresa de servicios públicos domiciliarios realizó la liquidación oficial del impuesto de alumbrado público a una compañía vinculada al sector petrolero. El acto administrativo que determinó la obligación fiscal se fundamentó en la consideración de dicha empresa como usuaria potencial del servicio público de energía eléctrica esta obligación de pagar dicho gravamen.

En el expediente quedó demostrado que la empresa demandada reconoció la inexistencia de un establecimiento físico de la compañía petrolero. Esta circunstancia llevó a la citada corporación a desestimar los cargos de apelación, al considerar que no se

2 Pacheco Jiménez, P. L. (2024, 2 de agosto). Cobros injustos en el impuesto de alumbrado público. Asuntos Legales. Editorial La República S.A.S. Recuperado de https://www.asuntoslegales.com.co/analisis/pedro-leonardo-pacheco-jimenez-3384991/cobros-injustos-en-el-impuesto-de-alumbrado-publico-3921039

3 Sentencia del 29 de abril de 2020, CP. Julio Roberto Piza Rodríguez.

cumplían las condiciones jurídicas necesarias para atribuir a la demandante la calidad de sujeto pasivo del impuesto de alumbrado público discutido en el municipio de Cúcuta durante el período objeto del litigio.

Este conflicto ejemplifica cómo la interpretación del concepto de usuario potencial puede derivar en errores que conducen a litigios prolongados y desgastantes. En el caso analizado, se observa que la entidad encargada de liquidar el impuesto de alumbrado público no consideró que la sujeción pasiva al gravamen depende de dos condiciones esenciales: la existencia comprobada de un establecimiento físico y la acreditación de que la empresa se ha beneficiado efectivamente del servicio público de alumbrado. Esta omisión generó un litigio oneroso para la empresa demandada.

Esta situación se puede mejorar mediante la configuración, desde la ley, de un hecho generador del impuesto con un mayor grado de detalle, en el que también se determine cuál es el elemento territorial del impuesto, así como su aspecto material de forma clara.

III. Conclusiones:

Ineficiencias en el sistema tributario generadas por el diseño del impuesto de alumbrado público

De acuerdo con lo anterior, se concluye lo siguiente respecto de la legislación actual del impuesto de alumbrado público:

1. La regulación vigente del impuesto de alumbrado público presenta deficiencias en cuanto a claridad y precisión, dado que la normativa nacional es genérica. Esta ambigüedad ha generado una dispersión regulatoria, que permite a las entidades territoriales adoptar criterios diversos para la determinación de elementos esenciales del tributo, como la base gravable y la tarifa aplicable.
2. Estas deficiencias normativas generan tensiones con principios de legalidad y el de seguridad jurídica, al impedir la consolidación de un marco normativo uniforme y coherente a nivel nacional. La incertidumbre normativa no solo afecta la confianza y certeza jurídica de los contribuyentes, sino que también provoca ineficiencias operativas, incrementando las cargas administrativas para autoridades fiscales y sujetos obligados.
3. Esta falta de armonización tiene efectos prácticos relevantes: dificulta el cumplimiento tributario, eleva los costos de gestión fiscal y genera litigiosidad recurrente, trasladando la resolución de controversias a la Justicia de lo Contencioso-Administrativo.
4. En sectores estratégicos como el de hidrocarburos, cuyas operaciones se extienden a lo largo de múltiples jurisdicciones, estas inconsistencias normativas aumentan los riesgos de sanción y el desgaste operativo.

IV. Oportunidades de mejora

Con base en lo expuesto, se considera indispensable llevar a cabo una revisión integral de la regulación aplicable al impuesto de alumbrado público, orientada a establecer un marco normativo armonizado que fortalezca la certeza jurídica, la eficiencia operativa y la equidad en su aplicación.

Esta mejora puede concretarse desde un enfoque legislativo, dotando de mayor rigor la redacción del hecho generador y precisando parámetros claros y específicos respecto a la base gravable y la tarifa del impuesto. Dichos parámetros deben establecer un marco razonable que permita a las entidades territoriales ajustar el impuesto conforme a sus particularidades socioeconómicas, garantizando así flexibilidad sin sacrificar la uniformidad y seguridad jurídica necesarias.

6. Gerencia Legal del Negocio

6.1. Comentarios frente al fallo de la corte interamericana de derechos humanos CIDH en el caso del pueblo U'wa vs Colombia[1]

JOSÉ ALEJANDRO DUQUE RAMÍREZ
Abogado Experto
Gerencia Legal de Negocio
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Resumen:

La CIDH profirió, el 4 de julio de 2024, fallo en el que declaró la responsabilidad del Estado colombiano por la vulneración de los derechos del Pueblo U'wa, quienes fueron afectados por décadas de proyectos extractivos sin consulta previa adecuada. La Corte identificó tres elementos clave: i) la falta de consulta libre e informada, ii) los impactos ambientales y socioculturales sobre el territorio ancestral, y iii) la omisión del Estado en brindar protección efectiva. Como parte de las medidas de reparación, ordenó la restitución y titulación de tierras, así como la mitigación de daños ambientales, incluyendo los derivados del atentado al Oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Para el autor de este artículo, el cumplimiento del fallo debe armonizarse con el orden constitucional colombiano. Lo anterior por cuanto, la Corte Constitucional, en la Sentencia C-146 de 2021, aclaró que, aunque los estándares de la CIDH tienen rango constitucional, no son supraconstitucionales ni pueden aplicarse de forma autónoma. Las decisiones internacionales deben interpretarse sistemáticamente con la Constitución, considerando también los derechos de otros ciudadanos y el impacto en sectores estratégicos como el suministro de combustibles y la economía nacional. Este caso refuerza la necesidad de garantizar los derechos indígenas en el marco de un desarrollo sostenible y constitucionalmente equilibrado.

CIDH en el caso del pueblo U'wa vs Colombia

En el fallo emitido el 4 de julio de 2024, en el caso del Pueblo U'wa en contra del Estado Colombiano[2], la CIDH señaló que el pueblo U'wa, asentado en cercanías del Nevado del Cocuy, ubicado en los límites de los departamentos de Boyacá, Casanare y Arauca en Colombia, soportó durante décadas los impactos de proyectos de explotación de hidrocarburos y minerales en sus territorios sin una consulta previa adecuada, lo que generó impactos ambientales y culturales significativos, afectando su modo de vida y el vínculo con su territorio ancestral.

En su decisión y derivado de lo anterior, la Corte declaró la responsabilidad del Estado Colombiano por la vulneración de varios aspectos de la vida del Pueblo U'wa, a partir del análisis de tres elementos claves: la vulneración del derecho a una consulta previa, libre e informada y a la auto determinación del pueblo U´wa, el análisis de los impactos ambientales y socioculturales y la falta de una protección efectiva a esta comunidad por parte de las autoridades colombianas.

En primer lugar, en cuanto al derecho a una consulta previa efectiva, libre e informada, así como a la autodeterminación de los pueblos, la CIDH determinó que el Estado Colombiano no cumplió en su oportunidad con el deber de consultar al Pueblo U'wa

1 El presente escrito pretende ser lo más concreto posible sin perder la esencia del fallo de la CIDH, pues son muchos los aspectos analizados a profundidad por este organismo internacional.

2 https://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_530_esp.pdf

de manera previa sobre los proyectos de infraestructura relacionados con la industria petrolera, incluido por lo tanto la actividad del transporte de hidrocarburos. Es así como desde el marco del principio de participación y el acceso a la información, la Corte señaló que la ausencia de procesos de consulta previa impidió a la comunidad U'wa la posibilidad de tomar parte de manera efectiva en las decisiones que afectó directamente su entorno y su cultura.

En cuanto al segundo elemento analizado por la CIDH, es decir los impactos ambientales y socioculturales derivados de la actuación y omisión del Estado, el fallo destaca la contaminación de fuentes de agua, deforestación, pérdida de biodiversidad y alteración de las prácticas tradicionales del Pueblo U'wa, lo que constituye una afectación al derecho a un ambiente sano y a la cultura. Explica la Corte al respecto que, adicionalmente, los proyectos extractivos han tenido consecuencias en la salud y el bienestar de la comunidad.

Finalmente, la Corte calificó como una omisión grave por parte de las autoridades colombianas no haber brindado una protección efectiva y necesaria para garantizar los derechos del Pueblo U'wa a través por ejemplo de medidas adecuadas para prevenir, investigar y sancionar a los responsables por las afectaciones ya mencionadas.

En cumplimiento del fallo el Estado colombiano debe, de un lado, adelantar la restitución de tierras y completar los procesos de titulación pendientes del territorio U'wa, con el fin de garantizar la propiedad colectiva de sus tierras y, de otro lado, adelantar las labores de mitigación y remediación de los impactos ambientales resultantes de derrames de crudo y otras actividades extractivas que han afectado el ecosistema y la salud de la comunidad, haciendo específica referencia a la voladura del Oleoducto Caño Limón-Coveñas, atentado ocurrido el 25 de marzo de 2014 (Orden 14 del fallo).

Ahora bien, aun cuando la CIDH indica que eventualmente se pueden revisar los procesos de licenciamientos ambientales ya otorgados, resulta necesario precisar que el cumplimiento de este fallo por parte del Estado Colombiano, incluyendo aspectos legales ambientales, debe estar enmarcado en el ordenamiento constitucional y legal, que garantiza igualmente los derechos de los demás habitantes del país, particularmente deberá tener en cuenta las repercusiones que las decisiones puedan tener en temas como el suministro de combustible y, en tal medida, en la economía nacional. Así lo entendió la Corte Constitucional Colombiana en Sentencia C-146 del 20 de mayo de 2021, con ponencia de la Magistrada Cristina Pardo Schlesinger, cuando señaló que

> *"... la apertura al Derecho Internacional de los Derechos Humanos DIDH y el bloque de constitucionalidad en ningún caso implican la existencia de normas superiores a la Constitución Política pues, a lo sumo, las normas del bloque de constitucionalidad servirán para interpretar los derechos y deberes constitucionales. En otras palabras, las normas del DIDH incorporadas al bloque de constitucionalidad, ya sea en sentido estricto o amplio, sirven para interpretar la Constitución y para determinar si una ley en particular se ajusta al texto constitucional, pero no es un parámetro autosuficiente para analizar la validez de la legislación nacional. De allí que, para la Corte "tales tratados [no son] un referente autónomo y supraconstitucional para juzgar el contenido material de una reforma de la Carta". ("Corte Constitucional")*

Específicamente frente a los fallos de la CIDH, en esta misma sentencia, la Corte Constitucional indicó:

"... las decisiones judiciales de la Corte IDH son relevantes, debido a que "tienen implicaciones directas en la apreciación del sentido de un derecho previsto en la Convención Americana [de Derechos Humanos CADH]". Sin embargo, la aplicación de los estándares formulados por la Corte IDH en su jurisprudencia implica "una interpretación sistemática y armónica con la lectura que deriva de la Constitución Política. ("Corte Constitucional")

...

La jurisprudencia constitucional ha sido constante al señalar que la CADH hace parte del bloque de constitucionalidad en sentido estricto, en tanto satisface los requisitos del artículo 93 constitucional. En consecuencia, la CADH tiene rango constitucional y sus disposiciones sirven de parámetro de constitucionalidad para analizar la validez de las normas infra constitucionales y, además, es criterio hermenéutico de las normas constitucionales. Así, queda descartada cualquier aproximación o decisión que implique otorgar rango supra constitucional a la CADH. Por ende, la CADH no puede ser usada como parámetro de validez, directo y exclusivo, de la normativa nacional. Por el contrario, las disposiciones convencionales deben ser interpretadas de manera sistemática con las demás normas que integran el bloque de constitucionalidad y en armonía con lo previsto por la Constitución Política." ("Corte Constitucional")

En Latinoamérica la CIDH ha emitido otros fallos relacionados con los derechos de comunidades indígenas. Se pueden consultar los fallos de los casos de la comunidad indígena Mayagna (Sumo) Awas Tingni vs Nicaragua en 2001 *(propiedad comunal indígena)*[3], el pueblo indígena Sarayaku vs Ecuador en 2012 *(consulta previa)*[4], el pueblo indígena Xucuru vs Brasil en 2018 *(demarcación del territorio ancestral)*[5] y la asociación de comunidades indígenas Lhaka Honhat vs Argentina en 2020 *(propiedad comunitaria indígena)*[6].

A modo de conclusión, en el caso del Pueblo U'wa vs Colombia, la Corte constituye un importante antecedente como quiera que insta principalmente a las autoridades a velar por los derechos de los pueblos indígenas y a promover un desarrollo sostenible que respete el medio ambiente y las culturas ancestrales. El fallo refuerza la importancia de respetar los derechos de las comunidades indígenas, especialmente en relación con proyectos extractivos y de infraestructura asociada a la industria petrolera. Este precedente enfatiza que el desarrollo económico conlleva la necesidad de revisar con mayor detalle la procedencia de consultas previas genuinas y la protección de sus territorios.

3 https://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_79_esp.pdf
4 https://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_245_esp.pdf
5 https://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_346_esp.pdf
6 https://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_400_esp.pdf

6.2. Uso de vehículos aéreos no tripulados en la mitigación del riesgo para la infraestructura energética: aplicaciones técnicas en la industria Oil & Gas

DANIEL ORLANDO DE ANTONIO RINCÓN,
JAIME ANDRÉS CAÑÓN BELTRÁN
Y DIEGO IVÁN RIAPIRA CHÁVEZ
Equipo adscrito a la Gerencia Legal de Negocio
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Introducción

La operación de la infraestructura energética en Colombia está expuesta a riesgos permanentes derivados de la complejidad geográfica del territorio, la diversidad de condiciones ambientales y la interacción con múltiples actores sociales, los cuales incrementan la vulnerabilidad de los ductos frente a fenómenos geotécnicos, climáticos y de seguridad, exigiendo la incorporación de herramientas tecnológicas que fortalezcan la capacidad de prevención, vigilancia y reducción de costos.

En este escenario, los Sistemas de Aeronaves Pilotadas a Distancia (RPAS, por sus siglas en inglés), comúnmente conocidos como RPAS[1], se han venido consolidado como herramientas estratégicas en la gestión del riesgo operativo, por su versatilidad para capturar información geoespacial de alta resolución, realizar inspecciones en zonas de difícil acceso y generar productos cartográficos especializados, permitiendo optimizar procesos de monitoreo, mantenimiento y atención de emergencias, y disuasión de acciones de terceros, agilizando la toma de datos y la toma de decisiones

No obstante, su uso en el sector de hidrocarburos debe enmarcarse en estrictos parámetros regulatorios y de seguridad operacional. En Colombia, la Aeronáutica Civil establece las disposiciones para la operación de RPAS, definiendo requisitos técnicos, limitaciones operativas y estándares de seguridad que garantizan la protección de las operaciones aéreas, del personal y de la infraestructura. El cumplimiento de este marco normativo no solo es condición habilitante para la operación legal de RPAS, sino que constituye un pilar fundamental para asegurar la trazabilidad, confiabilidad y sostenibilidad de su aplicación en la industria, la cual opera bajo estrictos parámetros de seguridad

De esta manera, la incorporación de RPAS en la gestión del transporte de hidrocarburos no debe entenderse únicamente como un avance tecnológico, sino como una estrategia integral que conjuga innovación, cumplimiento normativo y seguridad operacional, orientada a mejorar la planeación y operación de la infraestructura y desarrollar ventajas competitivas que aseguren la continuidad de un sector crítico para el desarrollo energético del país.

Cumplimiento normativo y operación segura

El uso de aeronaves no tripuladas en Colombia se encuentra bajo la normativa dispuesta por la Aeronáutica Colombiana a través de su reglamento denominado RAC 100, adoptada mediante Resolución 01983 de 2023 y actualizada con la Enmienda 2 de 2024. Esta norma constituye el marco legal que habilita la operación civil de sistemas de aeronaves no tripuladas (UAS[2]), en concordancia con los lineamientos de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI[3]) y adaptada a las condiciones técnicas y operativas del país.

1 RPAS significa "Sistema de Aeronave Pilotada Remotamente" (Remotely Piloted Aircraft System). Es un término que se refiere a un sistema completo que incluye la aeronave no tripulada (el dron), la estación de control en tierra y los enlaces de comunicación necesarios para operarlo, todo bajo el control de un piloto remoto.
2 UAS, En el contexto colombiano, UAS significa "Sistema de Aeronave No Tripulada" (Unmanned Aerial System). Es un término que abarca el conjunto completo de elementos necesarios para operar una aeronave no tripulada, incluyendo la aeronave en sí, la estación de control en tierra y el enlace de comunicaciones. En otras palabras, no se refiere solo al dron, sino a todo el sistema que permite su operación.
3 **Organización de Aviación Civil Internacional**, es un organismo especializado de las Naciones Unidas que se dedica a regular y establecer normas para la aviación civil a nivel mundial, con el objetivo de garantizar la seguridad, eficiencia y sostenibilidad del transporte aéreo.

El RAC 100 establece disposiciones que abarcan desde la clasificación de operaciones y los requisitos de registro, hasta las condiciones de vuelo, certificación de pilotos y responsabilidades de los operadores. Para la industria energética, esta regulación resulta particularmente relevante, pues garantiza que la creciente implementación de RPAS en actividades críticas de inspección, monitoreo y seguridad se realice bajo parámetros estandarizados de seguridad operacional y trazabilidad jurídica.

Los elementos principales de la RAC 100 pueden enmarcarse así:

- Clasificación de operaciones UAS: La norma diferencia entre operaciones abiertas (uso recreativo y RPAS de hasta 25 kg en línea visual directa), operaciones específicas (uso comercial o con condiciones especiales, que requieren registro, certificación de pilotos y autorización de vuelo) y operaciones certificadas (aún no habilitadas en Colombia, destinadas a actividades de alta complejidad comparables con la aviación tripulada).
- Requisitos regulatorios clave: Entre los más relevantes se encuentran el registro de RPAS de más de 200g, la obtención de certificado de explotador UAS para empresas, la certificación de idoneidad de pilotos, la autorización de vuelo en operaciones específicas y la póliza de responsabilidad civil extracontractual, obligatoria en escenarios comerciales.
- Condiciones operativas generales: La regulación establece limitaciones de altura (↖400 pies), requisitos de visibilidad (VLOS[4] hasta 750 m), EVLOS[5] hasta 3 km con observadores, y BVLOS[6] únicamente con autorización expresa, además de restricciones para vuelos sobre personas no asociadas, en condiciones meteorológicas adversas, o en zonas de especial control aéreo.
- Formación y certificación: Los pilotos deben contar con acreditación oficial, registro de horas de vuelo y formación en centros certificados (CIAC o CEAC), mientras que las empresas deben disponer de manuales de operación y mantenimiento alineados con las directrices de la UAEAC.

El cumplimiento de la norma permite operar vehículos aéreos no tripulados en actividades antes realizadas por personal directamente en campo, como inspección de ductos y estaciones, monitoreo de taludes inestables, evaluación de afectaciones ambientales, respuesta a emergencias, control y vigilancia de zonas vulnerables a atentados, levantamientos topográficos de apoyo a la ingeniería y análisis espacial de coberturas vegetales. Estas aplicaciones, críticas para la gestión integral de la operación y mantenimiento, así como para el desarrollo de proyectos, se benefician de la seguridad jurídica y de la estandarización técnica que ofrece la norma, asegurando un estándar operacional de RPAS confiable.

En este marco, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S (en adelante Cenit) ha implementado procedimientos que garantizan la planeación de cada vuelo, con equipos certificados, permisos vigentes y en coordinación con las autoridades competentes. Así, la regulación no solo representa un requisito formal, sino un pilar esencial para salvaguardar a las comunidades, al personal en campo y a la infraestructura estratégica del país.

Generalidades de los vehículos aéreos no tripulados y productos.

Como ya se mencionó, los RPAS se han convertido en herramientas fundamentales

4 **VLOS**, que significa Línea Visual de Vista (Visual Line of Sight, en inglés), es un tipo de operación con drones en la que el piloto o un observador mantiene contacto visual directo con la aeronave no tripulada durante toda la operación. Esto significa que el piloto puede ver el dron sin ayuda de dispositivos como binoculares o gafas FPV.
5 **EVLOS**, que significa "Extended Visual Line of Sight" (Línea de Visión Visual Extendida), es una modalidad de vuelo con drones que permite al piloto mantener contacto visual con el dron de forma indirecta, a través de observadores ubicados estratégicamente a lo largo de la trayectoria de vuelo. Esto extiende el alcance operativo más allá de la línea de visión directa del piloto.
6 **BVLOS** o "Beyond Visual Line of Sight", lo que quiere decir que va más allá del campo visual del piloto. En este caso no es necesario que el piloto se mantenga siempre en contacto directo con el dron, sino que la manipulación de este se realiza desde una estación de control vía remota.

para la operación de sistemas de transporte por ductos. Su diseño modular y la posibilidad de integrar diferentes cargas útiles los convierte en plataformas aéreas adaptables a las necesidades específicas de monitoreo, inspección y toma de datos cuyas características y capacidades se resumen a continuación, de acuerdo con los dos modelos más empleados en la industria multirrotor y ala fija:

- Multirrotor: ofrecen gran maniobrabilidad, vuelos estacionarios y precisión en el registro de áreas reducidas, siendo idóneos para inspecciones puntuales en estaciones o taludes.
- Ala fija: permiten cubrir extensiones mayores en menos tiempo, con mayor autonomía, por lo que son adecuados para el monitoreo de corredores de transporte y zonas de difícil acceso.

Su autonomía de vuelo varía entre 25 y 60 minutos en aeronaves no tripuladas multirrotor de uso comercial avanzado, y puede superar las 2 horas en plataformas de ala fija equipadas con baterías de alta capacidad o motores híbridos. Estas características posibilitan recorridos de varios kilómetros con una sola misión, reduciendo costos y tiempos frente a los métodos tradicionales de inspección.

La utilidad de los RPAS depende en gran medida de los sensores utilizados, que en el caso del sector de transporte de hidrocarburos los más empleados son:

- Cámaras RGB de alta resolución: permiten capturar imágenes y videos en tiempo real para inspecciones visuales.
- Sensores multiespectrales y térmicos: detectan cambios de temperatura, humedades anómalas y procesos de filtración o inestabilidad en el terreno.
- Sensores LIDAR (Light Detection and Ranging): generan nubes de puntos con alta precisión para modelar la superficie terrestre, incluso bajo cobertura vegetal.
- GNSS y sistemas inerciales: registran coordenadas precisas que aseguran la georreferenciación confiable de los productos generados.

Tras la captura, la información recolectada requiere procesos de tratamiento y análisis mediante software especializado, logrando generar los siguientes productos:

- Ortomosaicos georreferenciados: imágenes corregidas geométricamente que permiten visualizar con exactitud grandes extensiones del terreno.
- Modelo Digital de Terreno (MDT): representación tridimensional de la superficie del suelo que refleja únicamente la topografía natural, es decir, la elevación del terreno desprovista de elementos artificiales (edificaciones, infraestructura) o vegetación. Constituye un insumo técnico de referencia para estudios ambientales, geotécnicos y de ordenamiento.
- Modelo Digital de Superficie (MDS): representación tridimensional que incluye tanto la topografía del terreno como todos los objetos que se encuentran sobre él (construcciones, vegetación, infraestructuras).
- Modelos 3D y nubes de puntos: representaciones detalladas que facilitan la inspección remota y el análisis volumétrico.
- Series multitemporales: útiles para comparar cambios en la cobertura del suelo, avances de obras o transformaciones en el entorno.
- Cartografía temática: derivada de la combinación de imágenes multiespectrales con algoritmos de clasificación, que permite identificar coberturas, vegetación o áreas afectadas.
- Supervisión y vigilancia: generación de video en tiempo real, para monitorear zonas sensibles por eventos de orden público, sensibilidad ambiental o avance de obras.

Estos productos no solo aportan información técnica de alta resolución, sino que constituyen insumos estratégicos para la gestión del riesgo, la planificación y la toma de decisiones en la industria energética, generando bancos de información técnica, que permiten realizar análisis multitemporales de cualquier fenómeno que pueda vulnerar las operaciones

La versatilidad de las aeronaves no tripuladas radica en su capacidad de transformar datos crudos en información relevante, la cual, al integrarse en plataformas de información geográfica, permite el abordaje y análisis de las situaciones en tiempo real, de la infraestructura y su entorno, reduciendo la exposición del personal a riesgos en campo y mejorando la capacidad de respuesta ante contingencias.

Compatibilidad con sistemas de información geográfica y analítica avanzada

La captura de información mediante vehículos aéreos no tripulados adquiere valor estratégico cuando sus resultados se integran en plataformas de análisis espacial. En el caso de Cenit, esta integración se realiza a través de un Sistema de Información Geográfico Corporativo (SIG), que consolida toda la información asociada a los ductos y que es generada por las diferentes áreas de la compañía bajo un entorno único de consulta y análisis, permitiendo al usuario el acceso a gran cantidad de datos en una sola consulta.

Es así como el SIG, actúa como repositorio central y dinámico de la información capturada en campo por todos los sistemas de RPAS, donde se interrelacionan con capas históricas, datos de sensores remotos y registros operativos, permitiendo a los usuarios:

- Unificar la trazabilidad de la operación, asegurando que cada vuelo quede documentado y disponible para auditorías técnicas y regulatorias.
- Optimizar la interoperabilidad, al combinar datos de distintas fuentes en un mismo entorno de análisis.
- Facilitar el acceso institucional, al poner a disposición de equipos técnicos, jurídicos y de gestión la misma base de información consolidada.

Analítica y geo-analítica avanzada

La robustez del SIG se potencia con herramientas de analítica y geo-analítica avanzada, que permiten pasar de la simple visualización de mapas a la generación de conocimiento predictivo y estratégico. Entre las capacidades más relevantes se destacan:

- Procesamiento multitemporal: análisis de series históricas de vuelos para identificar variaciones en coberturas, drenajes o condiciones del terreno.
- Modelación espacial y predictiva: integración de datos geotécnicos, ambientales y sociales para anticipar escenarios de riesgo o impacto.
- Automatización de procesos: aplicación de algoritmos de inteligencia artificial y aprendizaje automático que permiten, por ejemplo, detectar automáticamente cambios en la superficie o clasificar coberturas de manera eficiente.
- Simulación de escenarios: uso de modelos digitales 3D que permiten evaluar diferentes condiciones de terreno o proyectar la evolución de una amenaza.

Gracias a esta compatibilidad entre vehículos aéreos no tripulados, SIG y herramientas de análisis avanzado, Cenit cuenta con una infraestructura tecnológica que convierte los datos capturados en insumos para la gestión integral del riesgo. El sistema no solo fortalece el cumplimiento normativo y la seguridad operacional, sino que también abre la puerta a aplicaciones específicas en monitoreo, emergencias y planificación de infraestructura, que serán desarrolladas a continuación.

Usos de los RPAS en Cenit

La incorporación de vehículos aéreos no tripulados en Cenit ha trascendido el nivel experimental para convertirse en un componente sistemático de la gestión del riesgo y de la planificación estratégica. Sus aplicaciones permiten atender de manera diferenciada los principales frentes de la operación: el monitoreo de puntos críticos y el análisis geotécnico, la evaluación de afectaciones e intervención en emergencias, y el apoyo a la planificación de obras y expansión de infraestructura.

Monitoreo de puntos críticos y análisis geotécnico

Uno de los aportes más relevantes de las aeronaves no tripuladas en la operación de Cenit es la vigilancia continua de puntos críticos, entendidos como áreas con potencial de comprometer la integridad de los ductos por fenómenos geotécnicos, hidrológicos o antrópicos.

Mediante vuelos programados en corredores estratégicos, se generan ortomosaicos y modelos digitales del terreno que permiten identificar cambios sutiles en la morfología, fisuras superficiales, acumulaciones de humedad o variaciones en coberturas. Estos insumos, analizados en entornos de geotecnia y modelación espacial, constituyen indicadores tempranos de inestabilidad.

La información no solo alimenta planes de mantenimiento predictivo y preventivo, sino que respalda la activación de protocolos de alerta temprana y la toma de decisiones críticas, como la programación de obras de mitigación, la despresurización preventiva de tramos o la implementación de contingencias operativas. Adicionalmente, el análisis multitemporal de series de vuelos crea líneas base que permiten evaluar la evolución de amenazas geotécnicas a lo largo del tiempo, aportando un enfoque más adaptativo y resiliente.

Evaluación de afectaciones e intervención en emergencias

En situaciones de emergencia, como atentados contra la infraestructura, derrames de hidrocarburos o afectaciones derivadas de la instalación de válvulas ilícitas, los RPAS se convierten en la primera línea de reconocimiento aéreo.

Gracias a su capacidad de desplegarse en minutos, volar a baja altura y registrar imágenes en distintos espectros (RGB, térmico, multiespectral y video), permiten delimitar con precisión el área de impacto, verificar el estado del terreno y evaluar condiciones de acceso. Esta información es clave para la coordinación logística de la atención, el despliegue de recursos técnicos y la interacción con autoridades ambientales y de gestión del riesgo.

La evidencia georreferenciada obtenida durante estos vuelos facilita la documentación inmediata de la emergencia, lo que fortalece la trazabilidad de la respuesta y sustenta posteriores procesos administrativos, técnicos y legales. Además, la capacidad de operar en zonas de difícil acceso terrestre o bajo condiciones adversas convierte a las aeronaves no tripuladas en herramientas estratégicas para reducir los tiempos de respuesta y mejorar la eficacia de las acciones de contención.

Apoyo a la planificación de obras y expansión de infraestructura

los RPAS desempeñan un papel creciente en la planificación y ejecución de proyectos de infraestructura, particularmente en fases de diseño y construcción de nuevas líneas, variantes o pasos especiales.

Los levantamientos topográficos obtenidos mediante aeronaves no tripuladas permiten elaborar modelos tridimensionales de alta precisión en plazos significativamente más cortos que los métodos tradicionales. Estos insumos facilitan la simulación de obras y la

identificación de interferencias, optimizan el diseño de accesos temporales y reducen los reprocesos constructivos.

De igual forma, la modelación 3D permite evaluar impactos visuales y ambientales antes de la construcción, aportando a una planificación más integral y sostenible. En consecuencia, los vehículos aéreos no tripulados se consolidan como una herramienta de apoyo a la ingeniería que mejora la eficiencia en la toma de decisiones y disminuye la exposición del personal en terreno.

Conclusión

El uso de RPAS en la gestión del transporte de hidrocarburos representa una de las innovaciones más significativas en la última década para la industria energética en Colombia. Su capacidad de capturar información geoespacial de alta resolución, operar en entornos de difícil acceso y generar productos de alto valor analítico, ha permitido transformar la manera en que se identifican riesgos, se atienden emergencias y se planifica la expansión de la infraestructura.

Sin embargo, la tecnología por sí sola no garantiza resultados7. El verdadero diferencial radica en su implementación bajo un marco normativo claro —como el establecido por la Regulación Aeronáutica Colombiana RAC 100—, que asegura operaciones legales, responsables y trazables. El cumplimiento de estos lineamientos, junto con los protocolos internos de Cenit, constituye un pilar fundamental para que la innovación tecnológica se traduzca en operaciones seguras y sostenibles.

En este sentido, las aeronaves no tripuladas no son únicamente herramientas de inspección o captura de datos, sino un componente estratégico de la seguridad operacional. Integrados a sistemas de información geográfica y potenciados por técnicas de analítica avanzada, contribuyen a anticipar escenarios de amenaza, optimizar recursos y garantizar la continuidad de un servicio esencial para el país.

De cara al futuro, la combinación de innovación tecnológica, cumplimiento regulatorio y cultura de seguridad permitirá que el uso de RPAS siga evolucionando como un aliado clave en la gestión integral del riesgo, consolidando a Cenit como referente en la adopción de soluciones modernas, responsables y efectivas en el transporte de hidrocarburos.

Referencias bibliográficas:

- Instituto Distrital de Ciencia, Biotecnología e Innovación (IDECA). (s. f.). Modelo digital de terreno. En Glosario. https://www.ideca.gov.co/recursos/glosario/modelo-digital-de-terreno

- Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil — Aeronáutica Civil de Colombia. (2024, 11 de noviembre). Reglamentos Aeronáuticos de Colombia (RAC). https://www.aerocivil.gov.co/normatividad/13-reglamentos-aeronauticos-de-colombia-racaerocivil.gov.co+1aerocivil.gov.co+12aerocivil.gov.co+12aerocivil.gov.co+12

- Umiles Group. (s. f.). ¿Qué son los vuelos VLOS, BVLOS y EVLOS con vehículos aéreos no tripulados https://umilesgroup.com/vlos-bvlos-evlos-drones/

7 (“Tener Dispositivos en las Aulas: ¿Es Realmente Sinónimo de Enseñanza ...”).

6.3. Las sociedades portuarias en la ley 1 de 1991: ¿un concepto anclado en el pasado societario?

SHIRLEY DE LA OSSA CASTELLAR
Abogada
Gerencia Legal de Negocio
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Introducción

La **Ley 1 de 10 de enero de 1991** – *Estatuto de Puertos Marítimos* introdujo en Colombia un nuevo modelo de gestión portuaria, siendo un hito en la liberalización y modernización de las actividades portuarias en nuestro País. A su vez, esta Ley enmarcó la definición de *sociedad portuaria* como una **Sociedad Anónima – S.A.** encargada de la construcción, administración, mantenimiento de puertos y la prestación de servicios portuarios. Lo anterior, teniendo en cuenta que, la tipología societaria de la Sociedad Anónima representaba la modalidad paradigmática de "sociedad de capital" en el derecho colombiano y que, garantizaba un régimen basado en el capital accionario, con responsabilidad limitada, libre circulación de acciones y reglas de gobernanza corporativa que favorecían la inversión y la participación público-privada.

No obstante, el derecho societario colombiano ha evolucionado en las últimas décadas hacia modelos más flexibles y adaptados a las necesidades del mercado, como es el caso de las Sociedades por Acciones Simplificadas – S.A.S. creadas mediante la **Ley 1258 del 05 de diciembre de 2008** y que, podrían entenderse como una evolución natural de las Sociedades Anónimas, al compartir elementos estructurales comunes.

De su parte, no se puede perder de vista que, en todo caso, las Sociedades están llamadas a desarrollar las actividades previstas en su **objeto social**, con independencia de su tipología societaria.

Las sociedades portuarias de la Ley 1 de 1991 y el progreso temporal con el decreto 4735 de 2009

El numeral 5.20 del artículo 5 de la Ley 1 define sociedad portuaria en los siguientes términos:

> *"son sociedades anónimas, constituidas con capital privado, público, o mixto, cuyo objeto social será la inversión en construcción y mantenimiento de puertos, y su administración. Las sociedades portuarias podrán también prestar servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos, y otros servicios directamente relacionados con la actividad portuaria." ("Concepto 361881 de 2020 Departamento Administrativo de la Función Pública")*
> (*Subrayado fuera del texto original)

En el momento histórico de expedición del Estatuto de Puertos Marítimos, es posible afirmar que la norma propendió por generar seguridad jurídica en un sector estratégico mediante una figura societaria tradicional, que aseguraba una estructura de gobierno corporativo y la atracción de capital a través de acciones, pero la Ley no previó que el derecho societario evolucionaría hacia modelos más flexibles.

A su vez, el trámite de solicitud de Concesiones Portuarias ha sido objeto de reglamentaciones. En 2009 -con posterioridad a la creación de las Sociedades por Acciones Simplificadas-, se expidió el Decreto 4735 que reguló entre otros, el procedimiento para el otorgamiento de concesiones y en su artículo 5, estableció:

"Otorgamiento de Concesión para actividades conexas o complementarias. Podrán otorgarse concesiones a las sociedades portuarias y a las sociedades que necesitaren de una zona de uso público como actividad conexa o complementaria dentro de su cadena productiva." ("Decreto 4735 de 2009 - Gestor Normativo - Función Pública") (*Subrayado fuera del texto original)

En desarrollo de la disposición en cita, seguidamente, el artículo 9 incluyó como requisito para la solicitud de Contratos de Concesión Portuaria de la Ley 1, el siguiente:

> *"9.1.3.2 (...) En el evento que la sociedad tuviera la actividad portuaria como conexa o complementaria en su cadena productiva, deberá acreditar esta capacidad dentro de su objeto social, capacidad que acreditará con el Certificado de la Cámara de Comercio donde conste su objeto social o con Acta del máximo Órgano Social."* (*Subrayado fuera del texto original)

Si bien el Decreto 4735 de 2009 no realizó una modificación expresa de la definición de sociedad portuaria de la Ley 1 de 1991, fue un claro avance con la apertura de otorgar Concesiones Portuarias a cualquier tipo societario, siempre que acreditara su capacidad a través de su objeto social, guardando correspondencia con lo previsto en el Código de Comercio colombiano, según lo que se analizará más adelante.

Lamentablemente, este avance solo duró hasta 2015 con la expedición del Decreto 474, el cual derogó, en su artículo 53, al Decreto 4735 de 2009. Igualmente, el Decreto 474 de 2015 reglamentó el trámite de solicitud de Concesiones Portuarias y, actualmente, se encuentra compilado en el Decreto 1079 de 2015 – Decreto Único Reglamentario del Sector Transporte. Ahora bien, a pesar de la derogatoria aludida, se entendería que, aquellas sociedades que suscribieron Contratos de Concesión Portuaria durante la vigencia del Decreto 4735, están amparadas por una situación jurídica consolidada, en tanto corresponde a una situación jurídica individual que quedó definida y consolidada bajo el amparo del Decreto No. 4735 de 2009.

Las sociedades por acciones simplificadas como evolución de las sociedades anónimas

Al respecto, sea lo primero recordar que las Sociedades Anónimas surgen en el ordenamiento jurídico colombiano en los años setenta, con la promulgación del Decreto 410 de 1971 – Código de Comercio. Como se mencionó con antelación, las Sociedades por Acciones Simplificadas fueron creadas a través de la Ley 1258 de 2008, revolucionando el derecho mercantil en el País al convertirse en una de las figuras societarias más utilizada en la práctica y que propende por responder ante las necesidades económicas actuales. En este sentido, el profesor Francisco Reyes Villamizar, impulsor de la creación de este tipo societario, expresó ante el Comité Jurídico Interamericano de la Organización de Estados Americanos, en su artículo titulado *La sociedad por acciones simplificada: Una verdadera innovación en el Derecho Societario Iberoamericano:*

> *"(...) es evidente que los tipos societarios anteriores a la SAS presentan dificultades claramente identificadas por la doctrina y por los propios empresarios. ("Nuevas regulaciones del derecho societario: criterios para su ...") A pesar de la enorme popularidad de las sociedades anónimas y las de responsabilidad limitada, debe reconocerse que su configuración típica es deficiente ante las necesidades de los empresarios de hoy."*

Adicionalmente, la Corte Constitucional en Sentencia C-090 de 2014, M.P. Mauricio González Cuervo, entre otros, consideró:

> *"En Colombia, el Legislador quiso matizar el exceso de rigorismo formal en la constitución y funcionamiento de las formas de asociación previstas en la legislación, que desestimuló la formación de sociedades*

comerciales y frenó la competitividad de la empresa colombiana. La figura que diseñó el Congreso de la República fue la de sociedades por acciones simplificas, buscando con ello fomentar la creación de empresa a través de instrumentos más ágiles y flexibles. ("REPÚBLICA DE COLOMBIA - Corte Constitucional") (...)

El legislador quiso dotar a la empresa y a la economía de una herramienta más ágil y flexible en cuanto a su constitución, composición y funcionamiento en comparación de las otras formas de asociación, con el fin de modernizar el derecho societario, hacer la industria más competente e incentivar el desarrollo del país." (*Subrayado fuera del texto original)

Sin perjuicio de lo expuesto por el doctrinante Reyes Villamizar y por el M.P. González Cuervo, a continuación, se presenta un cuadro comparativo con algunos aspectos estructurales de las Sociedades Anónimas y las Sociedades por Acciones Simplificadas:

Aspecto	Sociedad Anónima (S.A.)	Sociedad por Acciones Simplificada (S.A.S)
Capital	Dividido en acciones	Dividido en acciones
Responsabilidad	Limitada al aporte	Limitada al aporte
Accionistas mínimos	Cinco (5)	Uno (1)
Órganos	Obligatorios: Asamblea, Junta Directiva, Representante Legal	Obligatorio: Representante Legal Opcionales: Asamblea y Junta Directiva
Acceso a bolsa	Sí, puede inscribir acciones en Registro Nacional de Valores y Emisores	Prohibición expresa en el artículo 4 de la Ley 1258 de 2008

De acuerdo con el cuadro anterior, es correcto afirmar que, el tipo societario que guarda mayor similitud con las Sociedades Anónimas es precisamente, las Sociedades por Acciones Simplificadas, en el entendido que: i) son sociedades de capital, ii) el capital se encuentra divido en acciones y iii) la responsabilidad de los accionistas es limitada al aporte. Sin embargo, las Sociedades por Acciones Simplificadas surgen como una evolución moderna de las Sociedades Anónimas, en la medida que suprimen barreras de entrada -mínimo de socios, obligatoriedad de órganos sociales-, reduce costos y permite una adaptabilidad estatutaria, manteniendo al mismo tiempo, los rasgos esenciales de una sociedad de capital por acciones.

Retomando las claridades presentadas en el Capítulo *Las Sociedades Portuarias en la Ley 1 de 1991 y el progreso temporal con el Decreto 4735 de 2009* y luego del análisis realizado en este Capítulo, es menester traer a colación que, el énfasis en la tipología societaria del numeral 5.20 del artículo 5 – *Definiciones* de la Ley 1 de 1991, es una barrera de entrada al mercado al establecerse como una restricción artificial que no se justifica a la luz del principio de libertad de empresa consagrado en la Constitución Política de Colombia, específicamente en su artículo 333:

"La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley. ("LIBERTAD ECONOMICA - Consejo de Estado")

"La libre competencia económica es un derecho de todos que supone

responsabilidades." ("Artículo 333 de la Constitución Política de Colombia")

La empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial. ("Artículo 333 de la Constitución Política de Colombia")

"El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional." ("Artículo 333 de la Constitución Política de Colombia")

"La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación."" ("Ley 1901 de 2018 – Sociedades Comerciales de Beneficio e Interés ...") (*Subrayado fuera del texto original)

Ahora bien, la finalidad del legislador con la creación de las Sociedades por Acciones Simplificadas concuerda con el propósito constitucional de estímulo al desarrollo empresarial inmerso en el artículo 333. Dicho estímulo se materializa a través de la creación, actualización y/o modernización de los instrumentos legales asociados a la creación de empresa.

El objeto social de una sociedad como determinante en las actividades que puede desarrollar

Como se ha mencionado, en el derecho colombiano, las sociedades están llamadas a desarrollar las actividades previstas en su objeto social. Es así como, el artículo 99 – *Capacidad de la Sociedad* del Código de Comercio, prevé:

"La capacidad de la sociedad se circunscribirá al desarrollo de la empresa o actividad prevista en su objeto. Se entenderán incluidos en el objeto social los actos directamente relacionados con el mismo y los que tengan como finalidad ejercer los derechos o cumplir las obligaciones, legal o convencionalmente derivados de la existencia y actividad de la sociedad." ("Código de Comercio Artículo 99. Capacidad de la sociedad") (*Subrayado fuera del texto original)

La anterior disposición lleva a concluir que: i) cualquier tipo societario puede válidamente constituirse para desarrollar actividades portuarias, siempre que su objeto las contemple expresamente y dé observancia a los requisitos sectoriales y ii) el avance que trajo consigo el Decreto 4735 respondía a las disposiciones del Código de Comercio.

Aunado a lo establecido en el artículo 99 del Código referido, el Consejo de Estado en Consulta No. 1264 de 16 de marzo de 2000, de la Sala de Consulta y Servicio Civil - C.P. César Hoyos Salazar, refiriéndose a la definición de Sociedad Portuaria del numeral 5.20 de la Ley 1ª de 1991, manifestó:

"Al definir la ley 1 de 1991 las sociedades portuarias por razón de su objeto social, está indicando que las mismas sólo (SIC) pueden desarrollar las actividades de inversión en construcción y mantenimiento en puertos, y su administración; así mismo podrán prestar servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos y otros servicios directamente relacionados con la actividad portuaria. ("Microsoft Word - CE - SC - Exp. 1264 - 16 de Marzo de 2000 - Sociedades ...")

En otros términos, dichas sociedades no son portuarias por ser anónimas, sino por las actividades que realizan." (*Subrayado y negrilla fuera del texto original)

Tal pronunciamiento del Consejo de Estado fue reiterado en concepto de la Sala de Consulta y Servicio Civil de 16 de marzo de 2002, siendo pertinente resaltar que, al

momento de los dos pronunciamientos del Consejo de Estado, no se habían creado las Sociedades por Acciones Simplificadas, permitiendo colegir que su posición se deriva de una interpretación finalista que respeta el espíritu de la norma.

En síntesis, el objeto social de una Sociedad: i) es el marco de acción permitido a esta y su capacidad se mide en función de él, ii) se configura como el núcleo delimitador de la capacidad de ejercicio de la persona jurídica, iii) es una garantía para quienes celebran negocios y/o contraten con la persona jurídica, en la medida que evidencia el alcance y/o delimitación sobre las actividades que puede ejecutar y iv) constituye un criterio rector para determinar la validez de sus operaciones.

Conclusiones

1. La definición de sociedad portuaria contenida en la Ley 1 de 1991 y circunscrita exclusivamente a las Sociedades Anónimas, responde a un contexto histórico superado por la evolución normativa y doctrinal del derecho societario en Colombia. En la actualidad se debería dar primacía a las actividades previstas en el objeto social que oriente la(s) actividad(es) de la Sociedad, sin perjuicio del cumplimiento de los demás requisitos regulatorios y de habilitación establecidos por las Autoridades Competentes.
2. Las Sociedades Anónimas representan el modelo clásico de sociedad de capital en Colombia, de gran utilidad para grandes empresas y emisores de valores. Sin embargo, las Sociedades por Acciones Simplificadas han demostrado ser el tipo societario más similar en estructura, pero a la vez más adaptado a la realidad empresarial actual. En consecuencia, las Sociedades por Acciones Simplificadas deben entenderse como la evolución moderna de las Sociedades Anónimas, manteniendo sus fundamentos (acciones, patrimonio separado, responsabilidad limitada, sujeción a inspección y vigilancia, remisión al régimen de las Sociedades Anónimas), pero corrigiendo sus rigideces.

3. La creación de las Sociedades por Acciones Simplificadas en 2008 no desvirtúa la finalidad de la Ley 1 de 1991, sino que ofrece una forma societaria que cumple y amplía la noción de sociedad de capital, sin afectar los controles estatales ni la naturaleza del servicio portuario en nuestro País.

4. Si bien en 1991 solo existían las Sociedades Anónimas como modelo de sociedad de capital por acciones, la intención del legislador fue asegurar que las sociedades portuarias adoptaran una estructura accionaria. En este sentido, las Sociedades por Acciones Simplificadas respetan el espíritu de la norma al ser también una sociedad de capital.
5. El reconocimiento expreso de las Sociedades por Acciones Simplificadas como tipología societaria válida para ser sociedad portuaria, no solo sería coherente con la evolución del derecho societario, sino que fortalecería la flexibilidad empresarial en un sector estratégico para el comercio exterior colombiano.
6. El debate invita a repensar la definición normativa de Sociedad Portuaria prevista en la Ley 1 de 1991, con el propósito de: Migrar hacia un modelo que reconozca la pluralidad societaria y se centre en el control que actualmente, ejercen las Autoridades Competentes para el desarrollo de las actividades portuarias en Colombia.

   - Establecer como criterio diferenciador y determinante de una Sociedad Portuaria, la existencia de las actividades portuarias en el objeto social de la sociedad respectiva.

7. Una lectura evolutiva del desarrollo normativo y el contexto actual colombiano, apoyada en los principios

constitucionales de libertad económica y libertad de empresa, permitiría afirmar que el tipo societario de Sociedades por Acciones Simplificadas no vulnera el interés público portuario, en el entendido que las Autoridades Competentes conservan sus poderes de vigilancia y tutela, establecidos en la Ley 1 de 1991.

Finalmente, aunque desde un punto de vista doctrinal y teleológico, las Sociedades por Acciones Simplificadas no desvirtúan la intención del legislador de 1991, actualmente, existe una tensión entre el texto legal y la finalidad normativa que, en principio, podría plantear la necesidad de una interpretación sistemática. No obstante, la seguridad jurídica exige una reforma legislativa que permita de manera explícita que las sociedades portuarias puedan ser de tipologías societarias diferentes a las Sociedades Anónimas, siempre que dentro de su objeto social se prevea el desarrollo de actividades portuarias.

6.4. Reconfigurando su rol: una transicion que va más allá del petróleo

JORGE HERNANDO TOVAR CARIBE
Abogado
Apoyo en Secretaría General y Gobierno Corporativo
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Introducción

En la transición energética y de creciente presión internacional en torno a la sostenibilidad, el sector de los hidrocarburos sigue siendo un soporte fundamental de la economía nacional. No obstante, las exigencias de diversificación de la matriz energética y los compromisos adquiridos frente al cambio climático plantean desafíos de gran envergadura.

Según lineamientos del Ministerio de Minas y Energía, las políticas y estrategias aplicadas en los territorios no pueden limitarse a mitigar impactos; deben orientarse a consolidar un modelo energético más sostenible, equilibrado e incluyente. En este sentido, la gestión del sector petrolero se enfrenta a la necesidad de fortalecer prácticas participativas, cimentadas en el diálogo constante y en la innovación institucional.

En este escenario, Ecopetrol S.A. y Cenit, se encuentran ante un desafío existencial y una oportunidad histórica de liderar la transición energética en Colombia. Este proceso no es solo una estrategia corporativa, sino un imperativo legal y, sobre todo, un compromiso humano con el futuro del territorio y sus habitantes.

El Contexto Legal de la Transición

La transición energética en Colombia no opera en un vacío legal, Por el contrario, está cimentada en un robusto marco normativo que fusiona los compromisos internacionales del Estado con el desarrollo legislativo interno, creando un ecosistema regulatorio que obliga e incentiva la transformación.

A nivel constitucional, el artículo 79 de la Constitución Política consagra el derecho de todas las personas a gozar de un ambiente sano y establece la carga para el Estado de proteger la diversidad e integridad del ambiente, este mandato superior sienta las bases éticas y jurídicas para cualquier política de transición.

En el plano de la política nacional, la Ley 2099 de 2021, conocida como "Ley de Transición Energética", es el pilar fundamental. Esta normativa establece instrumentos para promover el desarrollo y la integración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como la solar y eólica, al Sistema Interconectado Nacional. La ley crea mecanismos como los contratos de largo plazo, exenciones tributarias y la promoción de vehículos eléctricos e hidrógeno, senderos por los que Ecopetrol y Cenit han comenzado a transitar (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Complementariamente, el Conpes 4075 de 2022 (Departamento Nacional de Planeación, 2022) define la "Estrategia para la Transición Energética Justa, Orientada al Desarrollo Sostenible", enfatizando el principio de "transición justa". Este concepto, busca que el paso hacia una economía baja en carbono no deje atrás a las comunidades y trabajadores tradicionalmente vinculados a los sectores de combustibles fósiles, garantizando equidad y nuevas oportunidades.

Por último, la Resolución 40179 de 2021 de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) actualizó el Código de Redes para facilitar la incorporación de generación distribuida, permitiendo a los usuarios producir su propia energía, un mercado que Cenit explora a través de soluciones innovadoras.

Frente a este marco legal, Ecopetrol y Cenit han iniciado una reingeniería estratégica profunda. Ya no se visualizan únicamente como una empresa petrolera y un operador de oleoductos, sino como un "Grupo Energético" integral.

Ecopetrol ha emprendido una ambiciosa agenda de diversificación. Su estrategia se centra en cuatro pilares: descarbonización de sus operaciones (captura de carbono, eficiencia energética), energías renovables (parques solares y eólicos para autoabastecimiento y venta), hidrógeno de bajas emisiones (proyectos piloto) y biocombustibles. La meta corporativa de alcanzar cero emisiones netas de carbono al 2050 no es solo un eslogan; es un objetivo alineado con los compromisos del Acuerdo de París, ratificado por Colombia mediante la Ley 1844 de 2017 (Presidencia de la República, 2017).

Por su parte, Cenit, cuya misión ha sido históricamente el transporte de hidrocarburos se encuentra actualmente en un proceso de innovación frente al auge de la modernización de la infraestructura para el transporte por poliductos. En este contexto, la compañía explora nuevas posibilidades de uso de su infraestructura, incluyendo el transporte de energéticos emergentes como el hidrógeno verde, mediante sus tuberías existentes, previa implementación de las adaptaciones técnicas requeridas.

Adicionalmente, Cenit avanza en el desarrollo de proyectos de generación solar en áreas de sus instalaciones, lo que contribuye directamente a la diversificación de la matriz energética renovable y permite una optimización estratégica del uso del suelo.

Un Enfoque más Humanizado

Un análisis puramente técnico o legal de esta transición resultaría incompleto y frío. El verdadero éxito de este proceso se medirá por su capacidad de ser socialmente incluyente y territorialmente consciente. El derecho a un ambiente sano (Art. 79 de la Constitución) debe leerse en conjunción con el derecho al trabajo (Art. 25) y el principio de participación ciudadana (Art. 2).

Por ello, la "transición justa" del Conpes 4075 debe ser el faro que guíe las acciones de Ecopetrol y Cenit. Esto implica:

- Diálogo Social Continuo: Generar espacios genuinos de participación con las comunidades locales, trabajadores y gremios para construir una visión compartida del futuro energético,

mitigando incertidumbres y resolviendo conflictos de manera anticipada.

- Reconversión Laboral: Invertir en programas de capacitación y formación para que la fuerza laboral actual del sector de hidrocarburos pueda migrar sus competencias hacia las nuevas industrias renovables, protegiendo el empleo digno.
- Enfoque Territorial: Los nuevos proyectos de energías renovables deben planificarse con un enfoque de desarrollo regional, priorizando el uso responsable de los recursos naturales (agua, suelo) y garantizando que las comunidades locales sean las primeras beneficiarias de la energía generada y de los recursos por regalías.

Conclusión

La transición energética que lideran Ecopetrol y Cenit es un complejo mosaico donde se entrelazan mandatos legales, estrategias corporativas y, lo más importante, profundas implicaciones humanas. El marco normativo colombiano, con la Ley 2099 de 2021 a la cabeza, ha proporcionado el andamiaje necesario para impulsar este cambio de manera ordenada.

Sin embargo, la normatividad no es suficiente, el verdadero liderazgo de estas empresas se demostrará en su capacidad para humanizar la transición. Esto significa ir más allá de instalar paneles solares o reducir emisiones; significa construir, desde el derecho y la ética, un nuevo pacto social energético. Un pacto donde la sostenibilidad ambiental y la justicia social sean dos caras de la misma moneda, asegurando que el camino hacia un futuro bajo en carbono no solo sea tecnológicamente posible y legalmente sólido, sino también socialmente justo y humanamente digno. El horizonte es claro: la energía que mueve a Colombia debe ser, cada vez más, una energía que preserve la vida en todas sus formas.

Referencias Bibliográficas

- Departamento Nacional de Planeación. (2022). CONPES 4075: Estrategia para la Transición Energética Justa, Orientada al Desarrollo Sostenible. República de Colombia.

- Ecopetrol S.A. (2023). Plan Estratégico 2040 "Energía que Transforma". https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/estamostransformando/estrategia/vision-2040/

- Ministerio de Minas y Energía. (2021). Ley 2099 de 2021. Por la cual se dictan disposiciones para la transición energética, el desarrollo económico y social bajo en carbono y se establecen otras determinaciones. Diario Oficial No. 51.966.

- Presidencia de la República de Colombia. (2017). Ley 1844 de 2017. Por medio de la cual se aprueba el "Acuerdo de París". ("LEY 1844 DE 2017 - JURISCOL") Diario Oficial No. 50.317.

- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2021). Resolución 40179 de 2021.

6.5. Contratar para Prevenir:
Regulación del transporte por ductos y Gas Licuado de Petróleo en la era de la transición energética.

INGRID XIOMARA PERDOMO FIERRO
Abogada
Apoyo en Jefatura Legal Operacional
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

En el marco de la transición energética, el transporte por ductos oleoductos, poliductos y propanoductos y la distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP) constituyen infraestructura esencial para la seguridad energética y la equidad territorial en Colombia. La Ley 681 de 2001, el Decreto 1073 de 2015 y las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estructuran un régimen de acceso abierto que impone obligaciones regulatorias y contractuales de alta complejidad.

El artículo desarrolla la tesis de que el principio de prevención del daño antijurídico (art. 90 C.P., Ley 2220 de 2022) debe trasladarse a cláusulas, manuales y evidencias contractuales en sociedades de economía mixta, a fin de consolidar seguridad jurídica y gobernanza institucional. Este análisis complementa lo ya planteado en *"Contratar para Transformar"*, al proponer ahora la prevención como fundamento legal de una transición energética segura y sostenible.

La transición energética que enfrenta Colombia exige revisar los marcos regulatorios y contractuales del transporte de hidrocarburos y Gas Licuado de Petróleo (GLP). No se trata solo de eficiencia técnica, sino de cumplir con un mandato Legal de anticipación y protección del interés público.

En este escenario, el artículo 90 de la Constitución Política y la Ley 2220 de 2022 imponen al Estado el deber de prevenir el daño antijurídico. Tal prevención debe materializarse en las decisiones de contratación, especialmente en sociedades de economía mixta, cuya gestión combina lógicas de mercado con obligaciones de función administrativa. Por tanto, A diferencia de la reflexión anterior publicada en la edición tercera de *C-REGULA*

bajo el título *"Contratar para Transformar"*, donde se planteaba la sostenibilidad como eje de la contratación, este texto concreta la propuesta en un sector específico y estratégico el transporte energético.

En primer lugar, la Ley 681 de 2001, art. 13, instauró el acceso abierto a poliductos. La Corte Constitucional, Sentencia C-042/2006, declaró su exequibilidad, subrayando que el acceso abierto promueve libre competencia y protege el interés general.

Conviene destacar que, en el marco de la transición energética, la infraestructura de transporte de hidrocarburos líquidos y de Gas Licuado de Petróleo (GLP) se erige como uno de los pilares de la seguridad energética nacional. En este sentido, garantizar su continuidad, calidad y seguridad no constituye únicamente un asunto técnico, sino también Legal y contractual.

De manera correlativa, la contratación en el sector energético se concibe como un instrumento anticipatorio que regula obligaciones, distribuye riesgos y mitiga impactos, financieros, sociales y ambientales. Bajo esta perspectiva, resulta evidente que la prevención se convierte en un eje estructural de legitimidad y de seguridad Legal. Debe resaltarse que la Ley 681 de 2001, artículo 13, estableció el régimen de acceso abierto a los poliductos, imponiendo la obligación de permitir el uso a terceros en condiciones objetivas y no discriminatorias, y facultando al Gobierno Nacional para regular las tarifas aplicables[1].

1 Congreso de la República. (2001). Ley 681 de 2001. Diario Oficial No. 44.509 del 9 de agosto de 2001.

La Corte Constitucional, Sentencia C-042 de 2006, declaró esta disposición exequible al resaltar que el acceso abierto promueve la libre competencia regulada y garantiza la protección del interés general[2].

Por su parte, el Decreto 1073 de 2015, en su Libro 2, Parte 2, Título 4, compiló la normativa relativa a la refinación, importación, transporte, almacenamiento y distribución de combustibles líquidos y de Gas Licuado de Petróleo. En dicho decreto se reafirmó el carácter de servicio público esencial de estas actividades, consolidando la potestad regulatoria, inspectiva y sancionatoria del Estado[3].

Asimismo, la Resolución CREG 208 de 2021 expidió el Reglamento de Transporte por Poliductos (RTP), mediante el cual se impuso a cada transportador la obligación de contar con un Manual del Transportador. Este documento, de naturaleza vinculante, regula el acceso abierto, la nominación de capacidad, la programación del transporte, el manejo de restricciones y la calidad del producto transportado[4].

Más recientemente, la Resolución CREG 104-2 de 2022 introdujo ajustes al Reglamento de Transporte por Poliductos, precisando condiciones de calidad y acceso en escenarios de congestión. Este desarrollo normativo, al vincularse contractualmente mediante anexos, exige que los manuales de transporte se actualicen y que las cláusulas contractuales incorporen referencias dinámicas a las normas vigentes[5].

El marco regulatorio vigente puede resumirse en tres ejes, el reconocimiento del transporte por ductos como servicio público esencial, La obligatoriedad del acceso abierto bajo condiciones objetivas, La operatividad del Manual del Transportador como anexo contractual de obligatorio cumplimiento. De acuerdo con la UPME (2023), más de 1,4 millones de hogares en Colombia dependen del GLP como fuente principal de energía doméstica. Este dato revela que el transporte y distribución de GLP no es solo una operación técnica, sino una política social y de equidad territorial. Es oportuno destacar que en los últimos cinco años las Altas Cortes han consolidado una línea jurisprudencial que profundiza la relación entre regulación energética, servidumbres, manuales de transporte y responsabilidad contractual.

En primer lugar, el Consejo de Estado, Sección Tercera, Exp. 69846 de 2025, precisó que la servidumbre petrolera es un derecho real de carácter legal fundado en la utilidad pública. Sin embargo, subrayó que su constitución requiere acuerdo voluntario con el propietario o, en su defecto, decisión judicial inscrita en el registro de instrumentos públicos[6]. De esta manera, los contratos en los que se prevé la utilización de predios para transporte de hidrocarburos deben incluir cláusulas de gestión predial, cronogramas verificables y disposiciones indemnizatorias, a fin de prevenir litigios derivados de ocupaciones irregulares.

En segundo lugar, el Consejo de Estado, Sección Tercera, Exp. 63973 de 2021, reconoció al Manual del Transportador como parte integral de los contratos de transporte. A partir de esta decisión, cualquier incumplimiento de sus disposiciones constituye incumplimiento contractual, lo que impone la obligación de pactar cláusulas de actualización normativa y mecanismos de revisión frente a cambios regulatorios[7].

En tercer lugar, la Corte Constitucional, Sentencia C-186 de 2022, reafirmó que los reglamentos administrativos deben estar respaldados en norma con fuerza de ley, delimitando los límites del poder reglamentario. En consecuencia, los contratos del sector energético deben

2 Corte Constitucional. (2006). Sentencia C-042 de 2006. M.P. Rodrigo Escobar Gil. Recuperado de https://www.corteconstitucional.gov.co
3 Ministerio de Minas y Energía. (2015). Decreto 1073 de 2015. Diario Oficial No. 49.523.
4 Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2021). Resolución 208 de 2021. Recuperado de https://www.creg.gov.co
5 Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2022). Resolución 104 002 de 2022. Recuperado de https://www.creg.gov.co
6 de Estado, Sección Tercera. (2025). Exp. 69846. Recuperado de https://www.consejodeestado.gov.co
7 Consejo de Estado, Sección Tercera. (2021). Exp. 63973. Recuperado de https://www.consejodeestado.gov.co

incorporar cláusulas de revisión por cambios normativos para salvaguardar el equilibrio económico y la seguridad legal[8].

Finalmente, la Corte Constitucional, Sentencia SU-134 de 2023, consolidó la idea de que la función administrativa debe ejercerse con observancia estricta de los principios de proporcionalidad y razonabilidad en la regulación del acceso a servicios esenciales, lo que se proyecta directamente en la contratación energética.

En síntesis, la jurisprudencia reciente ratifica que la contratación sectorial no puede desvincularse del marco regulatorio, y que su eficacia depende de cláusulas contractuales que traduzcan en obligaciones concretas los mandatos constitucionales y legales. Es necesario subrayar que el transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y de combustibles líquidos constituye un escenario privilegiado para aplicar de manera tangible el principio de prevención del daño antijurídico.

Al tratarse de bienes de primera necesidad y de alto impacto social, cualquier interrupción, pérdida de calidad o falla en seguridad se traduce en riesgos legales, económicos y ambientales de significativa magnitud. En relación con la continuidad del servicio, los contratos deben contener cláusulas que establezcan indicadores mínimos de disponibilidad, respaldados en sistemas de medición verificables y sanciones proporcionales en caso de interrupciones imputables al contratista. De igual forma, se recomienda pactar incentivos o bonificaciones por desempeño superior, en línea con prácticas internacionales de contratación en infraestructura crítica[9].

Por otra parte, en lo que respecta a la calidad del producto, resulta indispensable incorporar protocolos de muestreo y análisis realizados en laboratorios acreditados bajo normas técnicas internacionales (ISO/IEC 17025). Estos resultados deben estar acompañados de mecanismos de compensación automática en caso de desmejora en la calidad de los combustibles transportados.

Asimismo, en materia de seguridad y ambiente, la contratación debe prever pólizas de responsabilidad civil extracontractual que cubran daños a terceros, así como planes de contingencia debidamente aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Del mismo modo, se requiere la inclusión de cláusulas de indemnidad que asignen al contratista la responsabilidad exclusiva frente a sanciones administrativas o daños ambientales ocasionados por incumplimientos regulatorios.

De este modo, continuidad, calidad y seguridad conforman la triada preventiva que debe orientar toda contratación en el sector del transporte energético, garantizando que la infraestructura opere no solo bajo parámetros técnicos, sino también con un marco legal sólido y anticipatorio.

Debe resaltarse que las sociedades de economía mixta ocupan un lugar particular dentro del derecho administrativo colombiano. De acuerdo con la Ley 489 de 1998 (arts. 97–99), estas entidades participan del régimen de derecho privado en sus actos de gestión, pero se encuentran sujetas a los principios de la función administrativa. Esta doble naturaleza les exige equilibrar eficiencia empresarial con responsabilidad pública.

En desarrollo de dicho marco, la Ley 1150 de 2007, artículo 14, estableció la obligación de adoptar manuales internos de contratación. Posteriormente, el Decreto 1082 de 2015 reglamentó los aspectos procedimentales para su aplicación, confirmando que estas guías no son meras orientaciones, sino instrumentos normativos de obligatorio cumplimiento.

En el caso de Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., el Manual de Contratación consagra expresamente la necesidad de elaborar matrices de riesgo,

8 Corte Constitucional. (2022). Sentencia C-186 de 2022. M.P. Jorge Enrique Ibáñez. Recuperado de https://www.corteconstitucional.gov.co
9 Banco Mundial. (2020). Energy Sector Contracting Guide. Washington D.C.

de aplicar cláusulas tipo y de asegurar trazabilidad documental en todas las fases contractuales. El Consejo de Estado, Sección Tercera, Exp. 39279 de 2016, precisó que la inobservancia de tales manuales compromete la responsabilidad de la entidad, lo cual refuerza su carácter vinculante y obligatorio.

En esta perspectiva, los manuales de contratación constituyen verdaderos instrumentos de gobernanza interna, pues materializan el mandato constitucional de prevención del daño en la planeación, ejecución y supervisión de los contratos. De este modo, lejos de ser simples formatos procedimentales, configuran un sistema de autoprotección institucional que reduce riesgos y asegura coherencia con la normatividad sectorial y constitucional.

Resulta pertinente señalar que la contratación preventiva no se limita a la inclusión de cláusulas generales, sino que puede enriquecerse mediante metodologías que faciliten la correlación entre riesgos específicos, disposiciones contractuales y evidencias verificables. Bajo esta perspectiva, la Matriz de Prevención Contractual (MPC) se plantea como una herramienta práctica que articula la regulación sectorial, los criterios jurisprudenciales de las Altas Cortes y las buenas prácticas desarrolladas en la doctrina comparada.

La estructura de la MPC se organiza en tres componentes esenciales:

I. Riesgo identificado: corresponde al evento jurídico, técnico, financiero o ambiental que puede generar incumplimiento o daño antijurídico.

II. Cláusula contractual aplicable: es la estipulación específica que traslada, mitiga o comparte el riesgo entre las partes.

III. Evidencia documental exigible: es el soporte objetivo que permite verificar la gestión del riesgo en auditorías internas o externas.

De este modo, cada riesgo deja de ser una hipótesis abstracta para convertirse en una obligación concreta, acompañada de los medios de verificación que fortalecen la trazabilidad y la coherencia contractual. Es oportuno destacar que la experiencia internacional en materia de transporte energético y contratación sectorial ofrece referentes valiosos que enriquecen el debate colombiano.

Cada modelo normativo y contractual, aunque surgido en contextos distintos, aporta elementos que pueden ser adaptados bajo criterios de prudencia y respeto por el marco constitucional nacional.

En el caso de Chile, la implementación de concesiones en infraestructura energética ha demostrado la eficacia de matrices de riesgo claras y cláusulas de equilibrio económico financiero[10]. Dicho enfoque permitió que, frente a variaciones macroeconómicas, se garantizaran condiciones de estabilidad para los operadores sin sacrificar el interés público.

Por su parte, la experiencia brasileña, bajo la supervisión de la Agencia Nacional do Petróleo, Gas Natural e Biocombustibles ANP, ha mostrado que la liberalización de los servicios de transporte requiere un regulador fuerte y transparente[11]. Este aprendizaje resulta relevante para Colombia, donde la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG cumple un rol similar en relación con los poliductos y el Gas Licuado de Petróleo.

En cuanto a Francia, la teoría del equilibrio contractual ha consolidado la práctica de establecer cláusulas de revisión periódica, así como mecanismos de restablecimiento automático del contrato en caso de cambios normativos o económicos significativos[12]. Este enfoque, sustentado en principios de buena fe y estabilidad, se ha convertido en una referencia obligada en la doctrina comparada.

10 Ministerio de Obras Públicas de Chile. (2019). Manual de Concesiones de Obras Públicas. Disponible en: https://www.mop.cl
11 Agencia Nacional do Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis – ANP. (2022). Relatório de Transporte de Combustíveis no Brasil. Disponible en: https://www.gov.br/anp/
12 Conseil d'État. (2018). Jurisprudence sur l'équilibre contractuel en marchés publics. Disponible en: https://www.conseil-etat.fr

Finalmente, las recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos OCDE insisten en la importancia de contar con trazabilidad documental exhaustiva, auditorías permanentes y mecanismos de rendición de cuentas como pilares de gobernanza preventiva en la contratación pública y mixta[13].

A la luz del análisis normativo, jurisprudencial, doctrinal y comparado realizado, puede afirmarse que la contratación en el sector del transporte de hidrocarburos y de Gas Licuado de Petróleo (GLP) constituye no solo un mecanismo de eficiencia económica, sino también una herramienta de política pública para garantizar la transición energética en condiciones de seguridad, sostenibilidad y legitimidad.

En primer término, la prevención del daño antijurídico emerge como fundamento transversal de la contratación sectorial. El artículo 90 de la Constitución Política obliga a las entidades de economía mixta a incorporar en sus manuales y contratos cláusulas de gestión de riesgos, matrices de trazabilidad y mecanismos de verificación documental[14].

Así, la prevención no debe entenderse como un complemento opcional, sino como un eje estructural de la gobernanza administrativa. En segundo lugar, la evidencia demuestra que el manual de contratación interno como el de Cenit constituyen un instrumento normativo que materializa este mandato. Su desconocimiento, según lo precisó el Consejo de Estado[15], compromete la responsabilidad de la entidad y erosiona la confianza institucional. En consecuencia, es imperativo reforzar la cultura preventiva en todas las etapas de planeación, ejecución y supervisión contractual.

En tercer lugar, la experiencia internacional muestra que los países que han logrado estabilidad regulatoria en sectores energéticos Chile con las concesiones, Brasil con la ANP, Francia con la teoría del equilibrio y la OCDE con sus guías de gestión del riesgo coinciden en un mismo aspecto: la prevención contractual exige reglas claras, trazabilidad permanente y responsabilidad compartida. Colombia puede y debe nutrirse de estos aprendizajes para consolidar un modelo propio que responda a su realidad energética y constitucional.

De este modo, la propuesta metodológica de la Matriz de Prevención Contractual (MPC) presentada en este artículo se plantea como una contribución práctica y replicable. La MPC permite correlacionar riesgos específicos con cláusulas contractuales y evidencias documentales, ofreciendo a las entidades una ruta clara para anticipar conflictos, reducir litigios y proteger el patrimonio público.

En definitiva, si en el artículo anterior publicado en C-REGULA se planteó la sostenibilidad como motor de transformación de la contratación, en esta ocasión se sostiene que la prevención constituye el fundamento legal de una transición energética segura y sostenible. Este enfoque integra el mandato constitucional de protección del interés general con la necesidad práctica de garantizar continuidad, calidad y seguridad en los servicios de transporte energético.

En un país en transición energética, el derecho administrativo y contractual no puede limitarse a regular el presente debe anticipar el futuro, construyendo desde la contratación mecanismos de estabilidad, legitimidad y protección social que fortalezcan la política pública nacional en materia energética.

13 Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos – OCDE. (2023). Managing Risks in Public Procurement. París: OECD Publishing. Disponible en: https://doi.org/10.1787/9789264308165
14 Constitución Política de Colombia. (1991). Artículo 90. Diario Oficial No. 44.509 del 7 de julio de 1991. Disponible en: https://www.suin-juriscol.gov.co.
15Consejo de Estado, Sección Tercera. (2016). Exp. 39279. Sentencia del 9 de marzo de 2016. Disponible en: https://www.consejodeestado.gov.co

6.6. Territorio, infraestructura y normatividad: el rol del transporte de hidrocarburos en el ordenamiento territorial

DANIEL ORLANDO DE ANTONIO RINCÓN[1], JAIME ANDRÉS CAÑÓN BELTRÁN[2]
DIEGO IVÁN RIAPIRA CHÁVEZ[3], JUDY ALEXIA ORTEGA ROA[4] Y PATRICIA PICO TARAZONA[5]
Equipo adscrito a la Gerencia Legal de Negocio
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Resumen:

El artículo analiza el papel del transporte de hidrocarburos en el ordenamiento territorial colombiano, destacando cómo este se articula con la planificación del espacio geográfico en función de dinámicas sociales, económicas y ambientales. El ordenamiento territorial se presenta como una estrategia técnica y política que busca el desarrollo sostenible y equilibrado del país, con raíces históricas en el urbanismo y evolución hacia una visión integral que incluye zonas rurales y componentes estratégicos. A nivel mundial, se repasan hitos clave como el modelo alemán de regionalización, el código de zonificación de Nueva York y el Plan del Valle de Tennessee, que han influido en la planificación territorial moderna.

En Colombia, el marco normativo del ordenamiento territorial se ha consolidado desde la Constitución de 1991 y la Ley 388 de 1997, complementado por decretos y leyes posteriores que regulan la formulación, revisión y adopción de los Planes de Ordenamiento Territorial (POT). Estos instrumentos permiten a los municipios organizar el uso del suelo y planificar el desarrollo local, incorporando criterios técnicos, ambientales y sociales. La normativa más reciente, como la Ley 2294 de 2023, establece jerarquías normativas que deben ser respetadas por los entes territoriales, garantizando la coherencia entre los proyectos estratégicos —como el transporte de hidrocarburos— y el ordenamiento territorial nacional.

Importancia del ordenamiento territorial

El ordenamiento territorial (OT) se configura como una estrategia técnica y política orientada a organizar el espacio geográfico, de manera coherente con las dinámicas sociales, económicas y ambientales del territorio. Se concibe como un proceso de construcción colectiva, que busca el desarrollo sostenible, equilibrado y funcional, mediante acciones concertadas tendientes a lograr una adecuada organización para transformar los territorios. Surge en respuesta a las tensiones generadas por el crecimiento económico no planificado y la dispersión de actividades sobre el territorio. Su origen conceptual se encuentra en el "urbanismo", disciplina enfocada en la organización de las ciudades; no obstante, a medida que las dinámicas territoriales comenzaron a extenderse más allá de los límites urbanos, surgió la necesidad de un enfoque más amplio. Así, el término "ordenamiento territorial" emergió para referirse a la planificación integral del espacio, incluyendo suelos rurales y componentes estratégicos del territorio.

Origen del ordenamiento territorial a nivel mundial

El ordenamiento territorial, como disciplina orientada a la gestión racional del espacio, ha evolucionado a partir de referentes históricos que marcaron hitos en la organización del territorio. Hipódamo de Mileto, en el siglo V a.C., reconocido como el precursor del urbanismo por su diseño del puerto de El Pireo en Atenas, introdujo principios de

1 Experto en Servicios Inmobiliarios, adscrito a la Vicepresidencia Legal y Secretaria General en CENIT.
2 Experto en Servicios Inmobiliarios en Vicepresidencia Legal y Secretaria General en Cenit.
3 Especialista en Gestión de Información y Conocimiento en Vicepresidencia Legal secretaria general en Vicepresidencia Legal.
4 Profesional Aseguramiento de Gestión Territorial en Vicepresidencia Legal secretaria general en Vicepresidencia Legal en Cenit.
5 Ingeniero Sénior de Proyectos en Departamento de Ingeniería y Construcción en Ecopetrol.

organización espacial. En el siglo XIX, el higienismo urbano emergió como respuesta a las condiciones insalubres de las ciudades industrializadas, consolidando los primeros antecedentes modernos de planificación.

Durante el siglo XX, Alemania consolidó un modelo de regionalización que influenció la planificación territorial en Europa y sirvió como referente indirecto para procesos de zonificación urbana en Norteamérica. En este contexto, la ciudad de Nueva York adoptó en 1916 el primer código de zonificación urbana, estableciendo criterios diferenciados para el uso del suelo. Más adelante, durante la Gran Depresión, el gobierno de Franklin D. Roosevelt implementó el Plan del Valle de Tennessee, considerado un esquema pionero de gestión integrada del territorio, al articular desarrollo económico, infraestructura y conservación ambiental.

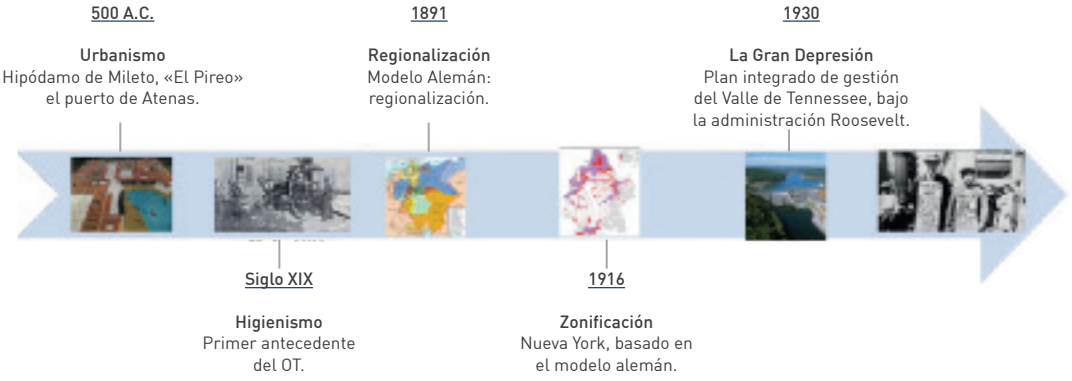


Figura 1. Línea de tiempo sobre los principales hitos históricos en la evolución del ordenamiento territorial.

Tras el fin de la Segunda Guerra Mundial en 1945, países como Alemania, Suiza y Holanda avanzaron hacia esquemas de planificación subregional, mientras que el Reino Unido introdujo en la década de 1950 el criterio de homogeneidad territorial como base para la planificación. En 1983, se consolidaron dos hitos fundamentales: Venezuela se convirtió en el primer país latinoamericano en adoptar un plan de ordenamiento territorial, y Europa formalizó la Carta Europea de Ordenación del Territorio, que define el ordenamiento como la "expresión espacial de las políticas económica, social, cultural y ecológica de cualquier sociedad".



Figura 1. Línea de tiempo sobre los principales hitos históricos en la evolución del ordenamiento territorial

Marco normativo nacional del ordenamiento territorial

El ordenamiento territorial en Colombia se fundamenta en un marco jurídico, que ha evolucionado progresivamente desde la Constitución Política de 1991. En su artículo 313, numeral 7, se establece la competencia de los municipios para reglamentar los usos del suelo, lo que constituye el punto de partida para la formulación de los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) como instrumentos de planificación local.

Este mandato constitucional fue desarrollado mediante la Ley 388 de 1997, que define el ordenamiento territorial como una función pública, establece los tipos de planes (POT, PBOT y EOT) y sus componentes, y fija las reglas para su formulación, revisión y adopción. A partir de esta ley, se han expedido diversas disposiciones reglamentarias que han complementado y actualizado su contenido:

- **Decreto 879 de 1998,** que reglamenta los procesos de revisión de los POT.
- **Decreto 4002 de 2004,** que introduce lineamientos para la formulación y revisión de los planes, incluyendo aspectos técnicos y procedimentales.
- **Decreto 097 de 2006,** regula la expedición de licencias urbanísticas en suelo rural.
- **Decretos de 3600/2007 y 4066 de 2008,** que fortalecieron el tratamiento normativo del suelo rural, incorporando criterios de sostenibilidad y uso productivo.
- **Ley 1454 de 2011,** Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial, que promueve la articulación entre niveles de gobierno y la organización territorial del Estado.
- **Ley 1551 de 2012,** que establece la obligación de los municipios de formular y actualizar sus POT como parte de su gestión administrativa.
- **Decreto 1807 de 2014,** que define los lineamientos para la incorporación de la gestión del riesgo en los POT, en cumplimiento de la Ley 1523 de 2012.
- **Decreto 1077 de 2015,** que compila la normativa del sector vivienda, incluyendo las disposiciones sobre ordenamiento territorial, y deroga algunos de los decretos expedidos con anterioridad.
- **Decreto 1232 de 2020,** que modifica el Decreto 1077 en lo relacionado con la formulación, revisión y adopción de los POT, actualizando los procedimientos y criterios técnicos.
- **Ley 2294 de 2023 – Artículo 32:** En el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026, modifica el artículo 10 de la Ley 388 de 1997 y establece una jerarquía normativa para las determinantes del ordenamiento territorial, organizadas en seis niveles. Estas deben ser acatadas por municipios y distritos en la formulación de sus POT.

La articulación entre leyes, decretos y planes nacionales permite establecer un sistema normativo, que orienta la planificación territorial en función de criterios técnicos, ambientales, sociales y económicos. Su adecuada aplicación es fundamental para garantizar la viabilidad jurídica y operativa de los proyectos estratégicos.

Contexto de los Planes de Ordenamiento Territorial

Los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) son instrumentos de planificación definidos por la Ley 388 de 1997 como el conjunto de acciones político-administrativas y de planificación física concertadas por los municipios, orientadas a regular la utilización, transformación y ocupación del espacio bajo su jurisdicción. Su finalidad es garantizar un desarrollo territorial armónico con el medio ambiente, las tradiciones culturales y las estrategias de desarrollo socioeconómico.

Estos planes regulan el uso del suelo, la localización de actividades, la estructura urbana y rural, las determinantes ambientales, las zonas de expansión y las restricciones normativas. Establecen las condiciones para un desarrollo ordenado del territorio, promoviendo la sostenibilidad ambiental, la equidad social y la eficiencia

económica. Además, permiten consolidar una visión territorial compartida, ordenar el crecimiento urbano, proteger ecosistemas estratégicos, mejorar la gestión del riesgo y facilitar la estructuración de proyectos de infraestructura compatibles con el entorno físico y normativo.

Para responder a las distintas realidades territoriales del país, la Ley 388 de 1997 establece una clasificación de los planes de ordenamiento territorial según el tamaño poblacional de los municipios. Esta tipología permite ajustar el alcance técnico y normativo del instrumento, diferenciando entre POT, PBOT y EOT, según si el municipio tiene más de 100.000, entre 30.000 y 100.000, o menos de 30.000 habitantes, respectivamente.



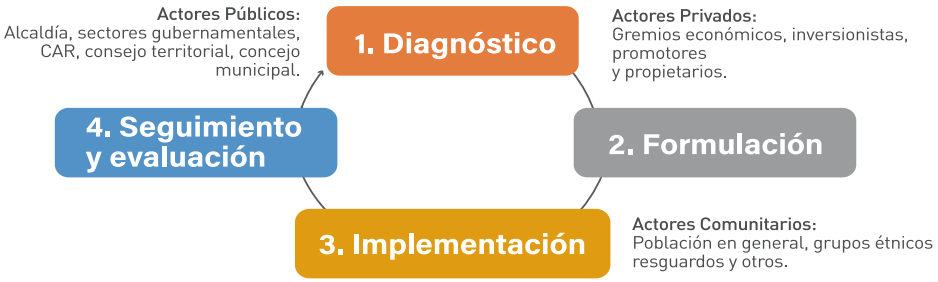
Tipo: Planes de ordenamiento territorial. Población: Superior a los 100.000 habitantes

Tipo: Esquemas de ordenamiento territorial Población: Inferior a los 30.000 habitantes

Tipo: Planes básicos de ordenamiento territorial Población: Entre 30.000 y 100.000 habitantes

https://proyectostipo.dnp.gov.co/images/pdf/POT/PTPOT.pdf

El proceso de formulación del POT se desarrolla en cuatro etapas: diagnóstico, formulación, implementación, y seguimiento y evaluación. Estas fases integran la participación de actores públicos como alcaldías, concejos municipales y corporaciones autónomas regionales (CAR); actores privados como gremios económicos, empresas y promotores; y actores comunitarios como la ciudadanía y los grupos étnicos. Esta participación ciudadana se garantiza mediante mecanismos como mesas de participación, audiencias públicas, cabildos abiertos y consejos territoriales de planeación.



Su elaboración debe seguir los lineamientos establecidos en la Ley 388 de 1997, el Decreto 1077 de 2015 y el Decreto 1232 de 2020, que regulan su formulación, revisión y adopción. La incorporación de determinantes ambientales, de riesgo y de infraestructura debe realizarse conforme a criterios técnicos y jurídicos definidos por las autoridades competentes.

Ordenamiento Territorial en Colombia; Estado actual

Aunque la Ley 388 de 1997 establece que estos instrumentos deben actualizarse cada tres períodos constitucionales (12 años), su implementación ha sido fragmentada. Para 2023, el 80,2 % de los municipios del país contaban con POT vencidos,

reflejando una acumulación progresiva de instrumentos cuya vigencia ha expirado sin que se hayan adelantado los procesos de revisión correspondientes. Los intentos de actualización enfrentan barreras técnicas, institucionales y presupuestales, y en muchos casos no culminan con la adopción formal del instrumento.

Pese a esfuerzos normativos como el Decreto 1232 de 2020, persiste una brecha entre la normatividad vigente y la capacidad de los entes territoriales para implementar los ajustes requeridos. Si bien la norma contempla que el POT mantiene su vigencia hasta tanto no se adopte uno nuevo, la desactualización de estos ha generado limitaciones operativas, al no responder a las dinámicas actuales del territorio ni ofrecer lineamientos adecuados para orientar el desarrollo. La desactualización de los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) en Colombia constituye una limitante para la planificación del desarrollo territorial, generando incertidumbres jurídicas, e incompatibilidades normativas. Por ello su revisión oportuna es indispensable para garantizar su coherencia con las necesidades reales de los municipios y permitir una articulación efectiva con las iniciativas de planificación territorial.

La industria de hidrocarburos como determinante del Ordenamiento territorial

Cenit Transporte y Logistica de Hidrocarburos (en adelante Cenit), como empresa del orden nacional, desarrolla actividades declaradas de utilidad pública e interés general, conforme a lo establecido en el Decreto 1056 de 1953, que reconoce a la industria del petróleo —en todas sus fases, incluyendo el transporte y la distribución— como esencial para el desarrollo del país. Esta condición fue reafirmada por la Sentencia C-450 de 1995 de la Corte Constitucional, que la define como un servicio público esencial, dada su relación directa con la garantía de derechos fundamentales, como el acceso al suministro de energía.

En este contexto, las actividades de Cenit son una de las determinantes del ordenamiento territorial, al ser normas de superior jerarquía que deben considerarse en la elaboración y adopción de los Planes de Ordenamiento Territorial (POT). Esta condición se sustenta en el numeral 3º del artículo 10 de la Ley 388 de 1997, el cual establece que las infraestructuras estratégicas —como las de transporte de hidrocarburos— deben incorporarse en los instrumentos de planificación territorial. Esta disposición fue actualizada por el Artículo 32 de la Ley 2294 de 2023, que introduce una nueva clasificación jerárquica para las determinantes, ubicando a las infraestructuras estratégicas en el nivel 4, lo que refuerza su relevancia en la estructuración del territorio y en la definición de sus condiciones de uso y ocupación.

Es claro que la actividad desarrollada por Cenit, como parte de la industria de hidrocarburos en Colombia, tiene una importancia estratégica para el desarrollo nacional, al garantizar el abastecimiento de combustibles y facilitar la articulación entre los sistemas de producción, refinación y distribución. Esta función se materializa en una infraestructura energética que conecta las regiones productoras con los centros de consumo, promoviendo la integración territorial y consolidando a Cenit como un habilitador energético clave del desarrollo económico del país.

Cenit opera una red de aproximadamente 8.000 kilómetros de oleoductos y poliductos, que transportan la mayoría del crudo y productos refinados del país. Esta infraestructura no solo cumple una función técnica, sino que ha sido históricamente precursora del desarrollo territorial, al anteceder los procesos de poblamiento en múltiples regiones. Un ejemplo emblemático es el Oleoducto Transandino (OTA), cuya construcción se completó en 1969, marcando el inicio de la presencia industrial en zonas como Putumayo y Nariño.

La llegada de los ductos a los territorios ha sido, en muchos casos, anterior al establecimiento de asentamientos poblacionales, lo que evidencia que la infraestructura energética ha sido estructurante del territorio. En este sentido, los procesos de ordenamiento deben reconocer esta realidad, promoviendo la compatibilidad de usos del suelo en función de la vocación energética preexistente. Tal como lo establece el marco normativo vigente, corresponde a los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) definir los usos del suelo y garantizar la localización adecuada de infraestructuras estratégicas, como las de transporte de hidrocarburos.

Es fundamental entender que la industria de hidrocarburos no representa una limitante para el desarrollo territorial, sino que actúa como articulador de procesos socioeconómicos, mediante la generación de empleo, la contratación de bienes y servicios locales, y la canalización de inversiones orientadas al fortalecimiento de las comunidades y sus entornos. Estas inversiones se enmarcan en una estrategia integral, que impulsa la conservación y restauración de ecosistemas, la conectividad energética, el desarrollo productivo local y el fortalecimiento de capacidades sociales. Esta apuesta institucional refleja el compromiso de Cenit con la generación de valor compartido y la construcción de oportunidades en los territorios donde opera.

Estrategia territorial de Cenit: Articulación técnica para la inclusión de infraestructura de hidrocarburos en los POT

Desde Cenit, se ha estructurado una estrategia de coordinación técnica con los entes territoriales, orientada a propender la inclusión de la infraestructura de transporte de hidrocarburos en los instrumentos de ordenamiento territorial, para que sea reconocida como un actor determinante. Esta estrategia es relevante considerando que Cenit tiene presencia en 20 de los 32 departamentos y en 232 de los 1102 municipios de Colombia. En este contexto, la huella territorial de la compañía se convierte en una oportunidad estratégica para articular la infraestructura de transporte de hidrocarburos con los procesos de ordenamiento.

En este marco, se ha promovido la participación en los procesos de revisión de los POT, mediante la entrega de información georreferenciada, conceptos técnicos y acompañamiento institucional. A partir de la experiencia acumulada en municipios como Yumbo, Yopal, Mariquita y Palestina se han logrado avances en la incorporación de los sistemas de transporte por ductos en los documentos normativos y cartográficos de los POT, evitando propuestas de relocalización y promoviendo la protección de los derechos de vía frente a desarrollos urbanísticos por intervenciones autorizadas. Asimismo, se ha consolidado una base de priorización territorial que permite identificar municipios en proceso de actualización, facilitando el trabajo conjunto con las Secretarías de Planeación para la armonización del uso del suelo con la operación de la infraestructura. Estas acciones buscan anticiparse a decisiones que puedan afectar la operación, prevenir conflictos normativos, y establecer mecanismos eficaces para la coexistencia segura entre el territorio, las comunidades y la infraestructura de transporte de hidrocarburos.

En conclusión, la presencia de Cenit en el territorio debe ser entendida como una oportunidad para integrar la infraestructura energética al ordenamiento territorial, reconociendo su rol histórico, estratégico y social, y asegurando su compatibilidad con los procesos de ocupación del suelo, en beneficio de las comunidades y del país. Esta articulación normativa es clave para promover un desarrollo territorial ordenado, previsible y sostenible, que responda a los retos de la seguridad energética, la equidad regional y el bienestar colectivo.



SECCIÓN II

Energía, Territorio y Derechos



1. Consulta Previa, Transformación Digital y Eficacia Regulatoria: Una Agenda Pendiente en Colombia

LUIS FERNANDO BASTIDAS REYES[1]
LUIS VICENTE BUSTOS NIÑO[2]
Consultores

Resumen

Este artículo analiza el marco normativo y jurisprudencial de la consulta previa en Colombia, destacando su carácter de derecho fundamental y procedimiento administrativo reglado. Se sostiene que ninguna reforma regulatoria será efectiva sin una verdadera transformación digital de la gestión administrativa a cargo de la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP).

En este contexto, se propone articular la Política de Gobierno Digital prevista en el Decreto 1078 de 2015, en especial los Servicios Ciudadanos Digitales base, como la interoperabilidad, la autenticación digital y la carpeta ciudadana, para garantizar transparencia, eficiencia y trazabilidad.

El artículo integra además el marco constitucional del Estado Social de Derecho, el enfoque diferencial y la jurisprudencia constitucional sobre grupos de especial protección, acciones afirmativas y derechos sociales fundamentales, para demostrar que la consulta previa debe ser entendida como un instrumento de inclusión, prevención del daño antijurídico y consolidación de la transición energética.

Introducción

La consulta previa a comunidades étnicas constituye una de las expresiones más claras del Estado Social de Derecho[3], pues asegura la participación de pueblos históricamente marginados en las decisiones que los afectan.

Sin embargo, persisten falencias administrativas en su gestión, que generan opacidad, discrecionalidad e inseguridad jurídica.

La Corte Constitucional ha recordado que la consulta previa no es un simple procedimiento participativo, sino un derecho fundamental, exigible y de aplicación inmediata. Pese a ello, en la práctica, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) enfrenta una profunda crisis institucional que impide que este mecanismo funcione con la eficacia y legitimidad que demanda un Estado Social y Democrático de Derecho.

El presente artículo sostiene que la verdadera garantía del derecho a la consulta previa no depende únicamente de ajustes normativos o jurisprudenciales, sino de una transformación digital profunda basada en la Política de Gobierno Digital[4].

1 Abogado Especialista en Derecho Administrativo y Magíster en Derecho Económico, Pontificia Universidad Javeriana. LL.M., University of Richmond, Virginia, USA. Director y Fundador de la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa y Viceministro (e) de Participación e Igualdad de Derechos del Ministerio del Interior de Colombia. Fundador y Director de la firma Bastidas Sánchez Abogados.
2 Luis Bustos es Doctor en Derecho (PhD) por la Universidad Panamericana de México y Magíster en Mineral Law and Policy por la Universidad de Dundee, Escocia. Es además especialista en Derecho Público, Ciencia y Sociología Política por la Universidad Externado de Colombia, en convenio con las Universidades de Milán y Complutense de Madrid, y abogado de la Universidad Externado. Actualmente se desempeña como Profesor Titular, Docente-Investigador y miembro del Instituto de Estudios en Regulación Minera, Petrolera y Energética de la misma institución.
3 Asamblea Nacional Constituyente. Constitución Política de Colombia, 1991, arts. 1 y 2.
4 Presidencia de la República de Colombia, Decreto 1078, 2015.

Marco Constitucional y Jurisprudencial de la Consulta Previa

El Convenio 169 de la OIT[5], ratificado en Colombia mediante la Ley 21 de 1991[6], reconoce la obligación de los Estados de consultar a los pueblos indígenas y tribales antes de adoptar medidas que puedan afectarlos directamente.

La Constitución de 1991 incorporó este mandato en el bloque de constitucionalidad[7], fortaleciendo el principio del pluralismo y el reconocimiento de la diversidad étnica y cultural[8].

La Corte Constitucional ha reiterado en múltiples sentencias que la consulta previa es un derecho fundamental, cuyo desconocimiento vulnera la dignidad humana, la igualdad material y la participación democrática. Ha precisado, además, que el consentimiento previo, libre e informado (CPLI) es distinto a la consulta previa: mientras esta última constituye un procedimiento de diálogo que debe ser adelantado en todo proyecto que afecte directamente a las comunidades, el CPLI se exige en casos excepcionales de alto impacto, como traslados o actividades que comprometan su supervivencia física o cultural.

El Consejo de Estado ha complementado esta visión al declarar la nulidad de actos administrativos expedidos sin consulta previa, por violación de derechos fundamentales y del principio de legalidad administrativa.

Estado Social de Derecho y Grupos de Especial Protección

La Constitución definió a Colombia como un Estado Social de Derecho[9], organizado en forma de república democrática, participativa y pluralista. Este modelo jurídico trasciende el Estado liberal clásico al imponer al Estado no solo deberes de abstención, sino también de intervención positiva para garantizar condiciones de vida digna[10].

Entre los pilares del Estado Social de Derecho se encuentran: i) La dignidad humana como principio fundante del orden constitucional; ii) La igualdad material como mandato que obliga a adoptar acciones afirmativas para superar desigualdades históricas[11]; iii) La prevalencia del interés general sobre el particular[12]; iv) La protección reforzada a grupos vulnerables[13], entre ellos comunidades étnicas, desplazados, personas con discapacidad, mujeres y niñez.

La consulta previa, en este contexto, constituye un mecanismo de garantía reforzada para los pueblos étnicos, permitiéndoles incidir en las decisiones que afectan sus territorios, modos de vida y cosmovisiones.

Acciones Afirmativas, Enfoque Diferencial y Consulta Previa

El artículo 13 C.P. consagra que todas las personas nacen libres e iguales, pero ordena al Estado promover condiciones para que la igualdad sea real y efectiva, adoptando medidas en favor de grupos discriminados o marginados. Esta cláusula da origen al enfoque diferencial y a las acciones afirmativas.

La consulta previa debe ser entendida como una acción afirmativa estructural: es un trato diferenciado que busca corregir desigualdades históricas y garantizar que las comunidades étnicas tengan voz en las decisiones que afectan sus derechos colectivos. Como lo señaló la Corte en la Sentencia C-371 de 2000[14], estas medidas deben ser razonables, proporcionales

5 Organización Internacional del Trabajo (OIT). Convenio Núm. 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales. Lima: OIT/Oficina Regional para América Latina y el Caribe, 2014
6 Congreso de la República de Colombia. Ley 21, 1991.
7 Asamblea Nacional Constituyente. Constitución Política de Colombia. Op. cit., art. 93.
8 Ibíd., art. 7.
9 Ibíd., art. 1.
10 Corte Constitucional Colombiana. Sentencia T-406, 1992.
11 Ibíd. Sentencia C-093, 2001.
12 Asamblea Nacional Constituyente. Constitución Política de Colombia. Op. cit., art. 58.
13 Ibíd., art. 13.
14 Corte Constitucional Colombiana. Sentencia C-371, 2000.

y orientadas a garantizar la igualdad material, evitando convertirse en privilegios permanentes[15].

El Convenio 169 de la OIT, la Convención Americana sobre Derechos Humanos y la jurisprudencia de la Corte IDH refuerzan este enfoque, estableciendo que la consulta previa constituye una garantía indispensable para los pueblos indígenas y afrodescendientes.

Déficit Administrativo en la Gestión de la Consulta Previa

A pesar de todo lo anterior, la gestión administrativa de la consulta previa presenta deficiencias estructurales. Una de las más graves es la práctica recurrente de tomar decisiones discrecionales y verbales por parte de funcionarios de la DANCP, sin un acto administrativo motivado que las respalde jurídicamente. Esta costumbre desconecta la gestión de la consulta previa y del CPLI del marco normativo que rige la función administrativa, reduciéndola a una perspectiva meramente étnica y social. Bajo el pretexto de "flexibilidad" o "adaptación cultural", se han tolerado actuaciones sustentadas en criterios subjetivos, informales y no documentados.

El resultado ha sido la expedición de decisiones vulnerables e ineficaces, que erosionan la legitimidad de la autoridad y multiplican la litigiosidad. Garantizar la participación de los pueblos étnicos no es incompatible con el cumplimiento estricto de la ley; por el contrario, es la única manera de asegurar que esos derechos se ejerzan de manera plena y legítima, sin sacrificar el principio de legalidad ni la eficacia administrativa.

A ello se suman otros problemas estructurales:

Discrecionalidad y opacidad: decisiones verbales sin motivación ni registro público; Fragmentación institucional: falta de coordinación entre el Ministerio del Interior, la ANH, la ANLA, la Agencia Nacional de Tierras y demás entidades vinculadas; Debilidad tecnológica: dependencia de trámites físicos y ausencia de sistemas interoperables que garanticen trazabilidad y control ciudadano; Alta litigiosidad: la falta de procedimientos claros y digitalizados aumenta el riesgo de demandas contra el Estado por vulneración de derechos.

Estas falencias demuestran que la problemática no es únicamente regulatoria, sino también administrativa y tecnológica.

Por otra parte, el Decreto 2353 de 2019 asignó a la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa la función de dirigir y promover estudios sobre el impacto económico de los proyectos en comunidades étnicas, el costo de oportunidad de su no realización, la cuantificación de afectaciones y la sistematización de estadísticas sobre compensaciones e intervenciones. No obstante, estas competencias no han sido implementadas de manera estructural, lo que priva a la autoridad de insumos técnicos para equilibrar la protección de derechos étnicos con la viabilidad económica de los proyectos estratégicos[16].

La promoción de estudios de impacto económico persigue un objetivo trascendental: transformar a la Dirección en una entidad moderna, capaz de tomar decisiones integrales que incorporen las dimensiones cultural, social, económica y jurídica. Este enfoque permitiría superar la visión fragmentada que ha caracterizado su gestión, anclada en prácticas informales, para avanzar hacia un modelo de gestión regulatoria sustentada en evidencia técnica.

La definición de parámetros claros —metodologías de cuantificación de impactos, lineamientos de compensaciones y criterios de costo de oportunidad— consolidaría

15 REYES, Luis Fernando Bastidas; BUSTOS, Luis. Consulta previa, desafíos para Colombia. Derechos humanos y empresa en el sector minero-petrolero. Colección de regulación minera y energética (15). Bogotá: Universidad Externado de Colombia, 2022.

16 Presidencia de la República de Colombia, Decreto 2353, 2019.

un marco de certeza jurídica tanto para las comunidades como para los agentes económicos que impulsan proyectos estratégicos. Este era, de hecho, uno de los propósitos que motivaron la creación de la Dirección de Consulta Previa como dependencia especializada del Ministerio del Interior: dotar al Estado de una institucionalidad capaz de producir reglas claras y transparentes que conciliaran derechos fundamentales con desarrollo económico.

Cinco años después, esta apuesta sigue inconclusa. La Dirección se ha limitado a gestionar casos concretos sin construir una arquitectura regulatoria robusta, manteniendo la consulta previa en un terreno de incertidumbre, donde cada proceso depende en exceso de la discrecionalidad funcional y de dinámicas políticas coyunturales. Cumplir cabalmente con las funciones del Decreto 2353 de 2019 —promover estudios, sistematizar estadísticas y traducir ese conocimiento en regulación— permitiría que la Dirección asuma su verdadero papel: garante de derechos y gestora de seguridad jurídica en el marco de la transición energética[17].

Gobierno Digital y Transformación de la Consulta Previa

El Decreto 1078 de 2015, que compila el sector TIC, establece la Política de Gobierno Digital, como la estrategia del Estado para usar las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones con el fin de transformar la gestión pública, mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y fortalecer la competitividad del país. Busca generar valor público mediante una administración proactiva, confiable, articulada y colaborativa, que habilite el ejercicio de derechos en el entorno digital y facilite la relación entre el Estado y la sociedad[18].

Uno de los habilitadores de la Política son los servicios ciudadanos digitales, entendidos como el conjunto de soluciones y procesos transversales que brindan al Estado capacidades y eficiencias para su transformación digital y para lograr una adecuada interacción con el ciudadano garantizando el derecho a la utilización de medios electrónicos ante la administración pública. Estos servicios se clasifican en servicios base y servicios especiales.

Por su parte, los servicios base son: i) Interoperabilidad: garantiza el flujo de información entre entidades, evitando duplicidad y opacidad; ii) Autenticación digital: asegura la identidad de los usuarios y la validez de sus actuaciones; y carpeta ciudadana digital: permite a cada persona acceder en línea a sus trámites y documentos.

Aplicados a la consulta previa, estos servicios implicarían:

Expedientes digitales únicos, consultables por comunidades, empresas y entidades; Integración de registros étnicos, catastros, licencias ambientales y títulos mineros; Publicidad en línea de las decisiones de procedencia, evitando discrecionalidad; y Participación virtual de comunidades en etapas de consulta, garantizando acceso en zonas rurales.

El Gobierno Digital, además, conecta con la jurisprudencia constitucional sobre políticas públicas con enfoque de derechos. La Sentencia T-302 de 2017, que declaró un estado de cosas inconstitucional en La Guajira, demostró que la Corte puede exigir al Ejecutivo diseñar políticas públicas diferenciales cuando se vulneran masivamente derechos fundamentales[19].

Consulta Previa y Transición Energética

En el contexto de la transición energética, la consulta previa debe ser entendida no solo como un requisito jurídico, sino como un instrumento de gobernanza. Bien diseñada y

17 Ibídem.
18 Ibíd., Decreto 1078, 2015.
19 Corte Constitucional Colombiana. Sentencia T-302, 2017.

gestionada, constituye un espacio de diálogo donde confluyen comunidades étnicas, Estado y empresas para definir cómo los proyectos energéticos pueden generar beneficios compartidos[20]. Este enfoque trasciende la visión de la consulta como obstáculo y la reposiciona como mecanismo para construir legitimidad, confianza y sostenibilidad social.

La gobernanza energética exige procesos transparentes, previsibles y trazables. La digitalización de la consulta previa, mediante expedientes electrónicos, publicidad en línea de decisiones y participación virtual, ofrece las condiciones necesarias para que las comunidades accedan a la información y ejerzan su derecho de manera efectiva, mientras que los promotores de proyectos cuentan con mayor claridad sobre plazos, procedimientos y exigencias. Ello fortalece el principio de igualdad en la deliberación y reduce los márgenes de discrecionalidad administrativa[21].

Al mismo tiempo, una consulta previa moderna e interoperable envía señales positivas a los mercados internacionales. La experiencia demuestra que los inversionistas en el sector energético valoran la seguridad jurídica tanto como los incentivos fiscales o la estabilidad macroeconómica. En este sentido, un sistema digital de consulta previa, alineado con la Política de Gobierno Digital, demostraría que Colombia es capaz de gestionar de forma eficiente la relación entre proyectos estratégicos y derechos fundamentales.

Este avance tendría un impacto directo en la competitividad del país. Al reducir la litigiosidad, evitar paralizaciones prolongadas y asegurar mayor previsibilidad, se minimizan los riesgos financieros de los proyectos. La digitalización también permitiría recopilar estadísticas confiables sobre tiempos, costos y medidas de manejo, información valiosa para inversionistas y para el diseño de políticas públicas basadas en evidencia.

De este modo, la consulta previa se convierte en un pilar de la gobernanza energética: un mecanismo que no solo garantiza la participación de los pueblos étnicos, sino que también consolida la legitimidad institucional, mejora el clima de inversión y facilita la transición hacia un modelo energético sostenible y competitivo.

Conclusión

Las deficiencias actuales de la DANCP no se superan **únicamente** con la definición de reglas claras de juego, sino con transformación digital.

La Política de Gobierno Digital, en especial los servicios de interoperabilidad, autenticación digital y carpeta ciudadana, ofrecen los instrumentos para garantizar transparencia, eficiencia y legitimidad.

En un país pluriétnico y multicultural, la consulta previa digitalizada no solo es garantía de inclusión y participación, sino un requisito indispensable para la transición energética y la sostenibilidad.

Bibliografía

- Asamblea Nacional Constituyente. *Constitución Política de Colombia,* 1991, arts. 1 y 2.
- BUSTOS, Luis; ZAPATA SÁNCHEZ, Ana Cecilia; BASTIDAS REYES, Luis Fernando. Social License to Operate: A Review of the Colombian Case. From Fossil Fuels to Low Carbon Energy Transition: New Regulatory Trends in Latin America, 2022, p. 197-218.
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 21, 1991.*

20 REYES, Luis Fernando Bastidas; BUSTOS, Luis. Energy Justice, Prior Consultation and Energy Supply for Communities in Colombia. En The Power of Energy Justice & the Social Contract. Cham: Springer Nature Switzerland, 2023. p. 107-112.
21 BUSTOS, Luis; ZAPATA SÁNCHEZ, Ana Cecilia; BASTIDAS REYES, Luis Fernando. Social License to Operate: A Review of the Colombian Case. From Fossil Fuels to Low Carbon Energy Transition: New Regulatory Trends in Latin America, 2022, p. 197-218.

- Corte Constitucional Colombiana. *Sentencia SU-123,* 2018.
- Corte Constitucional Colombiana. *Sentencia T-302,* 2017.
- Corte Constitucional Colombiana. *Sentencia T-129,* 2011.
- Corte Constitucional Colombiana. *Sentencia C-093,* 2001.
- Corte Constitucional Colombiana. *Sentencia C-371,* 2000.
- Corte Constitucional Colombiana. *Sentencia SU-747,* 1998.
- Corte Constitucional Colombiana. *Sentencia T-406,* 1992.
- Organización Internacional del Trabajo (OIT). *Convenio Núm. 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales.* Lima: OIT/Oficina Regional para América Latina y el Caribe, 2014
- Presidencia de la República de Colombia, *Decreto 1078,* 2015.
- Presidencia de la República de Colombia, *Decreto 2353,* 2019.
- REYES, Luis Fernando Bastidas; BUSTOS, Luis. Energy Justice, Prior Consultation and Energy Supply for Communities in Colombia. En The Power of Energy Justice & the Social Contract. Cham: Springer Nature Switzerland, 2023. p. 107-112.
- REYES, Luis Fernando Bastidas; BUSTOS, Luis. Consulta previa, desafíos para Colombia. Derechos humanos y empresa en el sector minero-petrolero. Colección de regulación minera y energética (15). Bogotá: Universidad Externado de Colombia, 2022.

2. Reflexiones para mejorar los niveles de contratación de energía eléctrica en Colombia

MARIO RUBIO NOVOA
Secretario Técnico
Comité Asesor de Comercialización (CAC).

Introducción

Es fundamental que los comercializadores de energía eléctrica estén contratados y no estén expuestos a la alta volatilidad de los precios de bolsa, la cual depende de factores como las condiciones climáticas, la disponibilidad de plantas o los costos de combustibles requeridos para la generación con plantas térmicas.

Al estar cubiertos con contratos, los comercializadores aseguran estabilidad en sus costos de compra de energía, lo que se traduce en tarifas más estables para los usuarios, y en un menor riesgo financiero para los agentes comercializadores. Niveles bajos de exposición a los precios de bolsa no sólo protegen a los usuarios de altas volatilidades en la tarifa, sino que también reduce el riesgo sistémico ante impagos de las facturas del mercado mayorista por parte de empresas intervenidas, y genera confianza para la inversión en nueva generación.

Sin embargo, los niveles promedios de contratación de energía en Colombia están para este año del orden del 27% y del 43% en el Mercado Regulado. Por tal razón, en este artículo se comparten algunas reflexiones sobre la contratación de energía. El artículo se divide en cuatro (4) bloques temáticos: i) la situación actual; ii) el contexto en el que se están dando los niveles de exposición en bolsa; iii) los aspectos intrínsecos y extrínsecos que se deben considerar en los análisis relacionados con la contratación de energía; y iv) algunas propuestas para mejorar la situación en los niveles de contratación de energía.

La situación actual

En los últimos años se ha incrementado la brecha entre el crecimiento de la demanda comercial y el crecimiento en la Capacidad Efectiva Neta (CEN) asociada a plantas con costos competitivos, pero también, con la capacidad de éstas para proveer al mercado de energía contratable.

Por ejemplo, y como se evidencia en la Tabla 1, mientras que para el periodo 2000-2024 la Demanda Comercial creció en un 99%, la CEN total solo se incrementó en un 79%. Así mismo, la CEN asociada a energía renovable, que normalmente es la fuente con precios competitivos que se observa en el mercado de contratos, tuvo un crecimiento inferior respecto al crecimiento de la demanda comercial en el mismo periodo (80% vs 90% respectivamente).

Además, es importante resaltar que, para el tipo de plantas hidroeléctricas de despacho centralizado, siendo éstas las que aportan menor riesgo para participar en las convocatorias de contratos, la CEN en el mismo periodo solo se incrementó en un 57% (pasó de 7.813 MW al cierre del año 2020, a 12.237 MW al cierre del año 2024[1]).

1 Inclusive, con base en la información en PARATEC, en los años 2023 y 2024 no entraron al sistema hidroeléctricas despachadas centralmente.

Tabla 1. Evolución CEN y Demanda Comercial. Fuente XM, cálculos propios.

	CEN (MW)		
Año	No Renovable	Renovable	Demanda (GWh/año)
2000	3,560	8,077	41,083
2001	3,560	8,486	42,690
2002	3,560	8,907	43,907
2003	3,580	8,945	45,367
2004	3,611	8,989	46,662
2005	3,611	8,997	48,441
2006	3,611	9,017	50,491
2007	3,611	9,026	52,512
2008	3,611	9,033	53,520
2009	3,631	9,034	54,329
2010	4,095	9,056	55,823
2011	4,338	9,778	56,767
2012	4,338	9,838	58,974
2013	4,338	10,072	60,519
2014	4,358	10,969	63,187
2015	4,692	11,578	65,816
2016	4,742	11,638	65,966
2017	4,799	11,767	66,547
2018	5,229	11,849	68,756
2019	5,239	11,911	71,549
2020	5,355	11,941	70,082
2021	5,412	11,946	73,769
2022	5,617	13,224	76,283
2023	6,174	13,288	79,524
2024	6,272	14,527	81,619

Fuente XM, cálculos propios.

Dado lo anterior, se tiene un mercado que no se expande con base en fuentes competitivas que permitan contar con energía contratable, lo cual da como resultado un incremento anual en los Precios Promedio Ponderados (PPP), efecto que se puede observar en la ilustración 1[2].

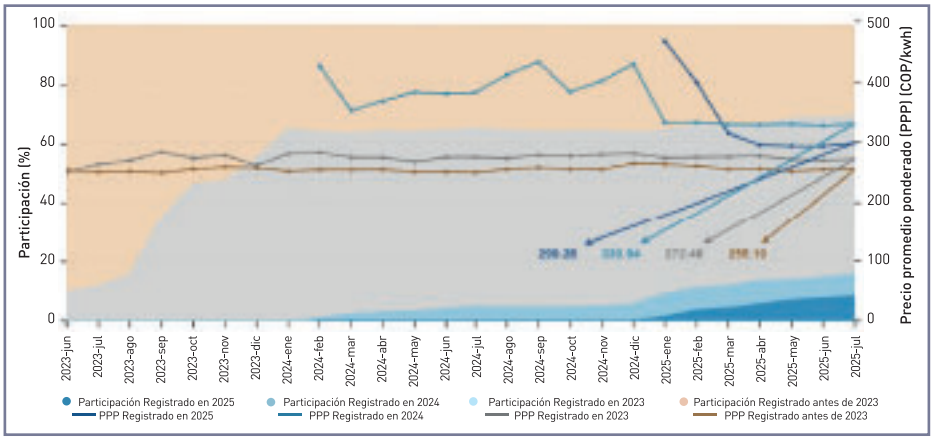


Ilustración 1. Precio y participación Contratos Mercado Regulado. Información presentada por XM al CAC el 27-08-2025

2 Es importante tener en cuenta que la variable PPP incluye en su cálculo los contratos registrados en el marco de la Resolución CREG 101_036 de 2024, *"por la cual se dictan disposiciones transitorias para las compras de energía con destino al mercado regulado y su correspondiente traslado en el componente de costo de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio (CU)"*.

Ahora, dada la problemática en contratación, la cual ha incidido en niveles de exposición a bolsa significativos tanto en el Mercado Regulado (MR), como en el Mercado No Regulado (MNR), y que, como se observa en la Ilustración 2, estarían para el 2025 del orden del 27% y del 43% respectivamente, es que es necesario que se aborde con profundidad los aspectos estructurales, y de diseño regulatorio y tarifario que inciden en la contratación de energía eléctrica.

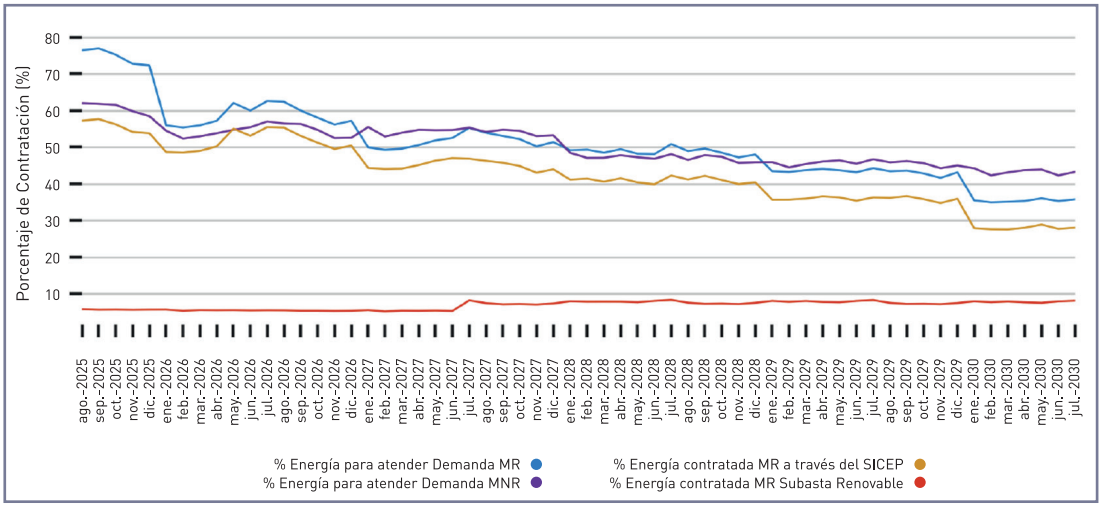


Ilustración 2. Proyección de porcentaje de cobertura. Información presentada por XM al CAC el 27-08-2025

Sobre el contexto en el que se están dando los niveles de exposición en bolsa

Es importante destacar que, como se muestra en la ilustración 2, el mayor porcentaje de energía destinada al Mercado Regulado (MR) se contrata mediante convocatorias públicas a través del SICEP. En este contexto, es fundamental comprender que el SICEP fue concebido como un sistema de información y mecanismo alterno mientras[3] los esquemas de comercialización establecidos en la Resolución CREG 114 de 2018 alcanzaban su etapa de madurez. No obstante, dado que DERIVEX aún se encuentra en proceso de consolidación y que el mecanismo de contratación MCE propuesto por el promotor Conexión Energética no ha sido aprobado, el SICEP —sin haber sido diseñado con ese propósito— se ha convertido en el principal canal para la adquisición de contratos de energía con destino al MR.

En consecuencia, se requiere un análisis integral de todos los componentes que intervienen en la actividad de compra de energía dentro del mercado mayorista, con el fin de identificar oportunidades de mejora, riesgos asociados y posibles ajustes regulatorios que garanticen la eficiencia, transparencia y sostenibilidad del proceso. Es decir, se deben abordar los aspectos intrínsecos en los mecanismos de comercialización, especialmente los relacionados con el SICEP, así como los aspectos extrínsecos que son fundamentales para lograr una reducción en la exposición a bolsa de los usuarios.

Sobre los aspectos intrínsecos a los mecanismos de comercialización, en especial, los propios del esquema establecido en la resolución CREG 130 de 2019, se identifica:

3 El SICEP es una plataforma tecnológica puesta en operación en enero de 2020 que cumple con lo dispuesto en la Resolución CREG 130 de 2019, y es un mecanismo seguro, confiable y robusto para la realización de convocatorias públicas de energía eléctrica. Sin embargo, en los últimos años los comercializadores han evidenciado nuevas necesidades de mejora que requiere el mecanismo.

- Las características del tipo de producto que se diseña por los comercializadores para los procesos de convocatoria.

- Evaluar nuevas modalidades transitorias de contratación como los pague lo contratado condicionados a generación requiere de tiempos más flexibles que los considerados hoy en día en el SICEP.

- Los tiempos que requiere el proceso de convocatoria desde su apertura hasta el cierre.

- La concurrencia de convocatorias en paralelo que puede afectar la disponibilidad de ofertas para otros procesos.

- Los análisis para la determinación del precio de reserva y la posibilidad de que pueda ser flexible en beneficio de los usuarios.

- La variedad de esquemas de garantías según el comercializador que adelanta el proceso, y asimetrías entre lo requerido para garantizar el suministro de energía y lo propuesto para garantizar el pago. Al igual que los mecanismos de traslado a la tarifa de los costos de garantías de pago que ahora exigen los generadores o que son cada vez más altos.

Sobre los aspectos extrínsecos a los mecanismos de comercialización, los resultados de la contratación en el SICEP que obtienen los comercializadores, vistos desde la cobertura que se puede alcanzar para gestionar los riesgos de volatilidad en los precios de la bolsa de energía, dependen de factores como:

- La creación de un ambiente legal y regulatorio estable para el sector que incentive la contratación a mediano y largo plazo.

- La capacidad de contar con una oferta suficiente de recursos energéticos contratables que garantice el suministro de la energía eléctrica que requiere la demanda en el corto, mediano y largo plazo.

- Los costos de producción de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica.

- La metodología de traslado de costos de compra de energía en el costo unitario de prestación del servicio que, al tener en cuenta variables como el costo promedio ponderado por energía (Mc) y el Alpha (a) del comercializador, distorsiona el valor que se recupera y, por lo tanto, tienen gran peso en las decisiones de compra y/o exposición a bolsa.

- Los límites de contratación propia.

- La disponibilidad de otros mecanismos y productos de mercado que funcionen como incentivo para garantizar las señales de formación eficiente de precios de compra de energía.

Sobre los aspectos intrínsecos y extrínsecos en la contratación de energía

1. Aspectos Extrínsecos en la contratación de energía

- Matriz energética:

Los problemas para la entrada en operación y funcionamiento de varios proyectos de generación, e incluso de transmisión y distribución, están limitando la disponibilidad actual de oferta de energía y desincentiva la inversión en proyectos que pueden aprovechar el potencial energético con que cuenta el país. Lo anterior, ha traído como consecuencia que se haya reducido la cantidad de energía ofertada en los procesos de convocatorias y que la que se presenta sea a precios no competitivos para contratar, teniendo en cuenta las diferencias propias en los costos según la fuente de generación.

- **Estrechez entre oferta y demanda:**

  Tal como se evidenció en la Tabla 1, desde hace varios años se ha identificado que la energía contratable disponible para los comercializadores del mercado regulado sería insuficiente. Dado el crecimiento de la demanda, y ante una menor oferta para contratos a precios competitivos, todos los comercializadores han sufrido el problema de estrechez en la oferta; independiente de si son agentes integrados o no, o si dicha energía es con destino al MR o al MNR, por lo que no se han podido alcanzar los porcentajes de contratación definidos en las políticas de aprovisionamiento de las empresas.

- **Ausencia de otros mecanismos de compra:**

  La principal alternativa de mediano y largo plazo de la cual puede disponer el comercializador para garantizar un cubrimiento de su demanda de energía y gestionar adecuadamente el riesgo de volatilidad de precios es el SICEP[4]. Ello limita la posibilidad de diseñar estrategias de cobertura que propendan por garantizar un suministro de energía a precios eficientes.

  Por otro lado, DERIVEX hasta el momento está en proceso de posicionarse como una alternativa de mercado que genere las señales de precio, liquidez y profundidad, que busca el comercializador para ser utilizado como parte de sus opciones de estrategia de cobertura. Entre los incentivos que se han sugerido para que este mecanismo tenga mayor concurrencia está el de establecer una posición neta entre contratos de futuros y compras en bolsa que permita a los agentes el pago de menores costos de garantías.

  Promover la eficiencia en la compra de energía para el MR requiere contar con una variedad de esquemas o alternativas de las cuales pueda disponer un comercializador para diseñar su portafolio de contratos. Por tal razón, es importante el contar con más mecanismos de comercialización.

- **Asimetría en las garantías que consideran las convocatorias:**

  Se ha encontrado que existe variedad en los tipos de garantías que hacen parte de las convocatorias que se adelantan en el SICEP. Dicha diversidad podría limitar la posibilidad de garantizar una amplia concurrencia de la oferta a precios competitivos.

- **Traslado en el componente G:**

  El Alpha (a) que tienen en cuenta la metodología de la Resolución CREG 119 de 2007 para la formación del costo de compra de energía es una variable que no está relacionada con la situación actual del mercado, ni refleja las condiciones de compra de energía que tienen los comercializadores. Por lo anterior, es una condición que en estos momentos desfavorece y limita las oportunidades de compra de energía generando distorsiones y pérdidas operativas para la actividad de comercialización.

  La metodología para la formación del costo promedio ponderado de energía (Mc) captura precios de diferentes tiempos y coyunturas del mercado en que fueron fijados, lo que puede generar distorsión al tener una señal que refleje la eficiencia de precio de otro momento posterior. Por ejemplo, actualmente hay ofertas en convocatorias del orden de los 380 COP/kWh, estando el Mc en 309 COP/kWh[5].

4 Es importante tener presente que el MME también puede sacar subastas de largo plazo.
5 Esta situación de mercado desincentiva la contratación de energía debido a la pérdida económica del comercializador.

2. Aspectos Intrínsecos en la contratación de energía

- **Mecanismos flexibles transitorios:**

  Considerando que en el SICEP la cantidad de energía debe ser determinada o determinable en función de la demanda del comercializador y debe estar expresada en kilovatios-hora (kWh), por lo que limita la posibilidad de estructurar contratos y aprovechar ofertas cuyas cantidades de energía se encuentren asociadas a otras condiciones de la operación o despacho de alguna planta o unidad de generación, es que se recomienda analizar otros mecanismos flexibles transitorios mientras se logra conjurar la situación estructural.

  Aunado a lo anterior, y dada la condición del mercado en el cual cada vez es más estrecha la oferta y la demanda sería conveniente analizar la pertinencia de incorporar oferta comercial para atender los crecimientos de demanda, por lo cual permitir productos PLG - Pague Lo Generado transitoriamente para atender una parte de la demanda regulada le permitiría al comercializador tener acceso a una energía, aunque variable, a precios estables.

- **Concurrencia:**

  El nivel de contratación histórico en el mercado bilateral está fuertemente impactado por la matriz energética (escasez de recurso a precios competitivos). Sin embargo, otras consideraciones que podrían ayudar a explicar las restricciones en la concurrencia pueden estar asociadas a las condiciones del proceso sobre garantías e impuestos. De un lado, las garantías que solicita la oferta pueden llegar a ser diferentes a las que ofrece el comprador.

- **Déficit de información:**

  El SICEP faculta al creador de la convocatoria a registrar los resultados generales del proceso creado, cargando en el SICEP la información presentada en la audiencia pública. Sin embargo, los demás agentes del mercado no tienen acceso, a través del SICEP, a la información ni a los resultados finales del proceso presentados por el comercializador en las audiencias públicas.

Propuestas

Con base en lo expuesto, las siguientes propuestas pueden ser de gran valor de cara a lineamientos de política pública que permitan al mercado llegar a niveles de contratación aceptables con el propósito de no exponer a los usuarios a las altas volatilidades del precio de bolsa:

i. Incentivar la expansión en generación con energía comercializable para contratos de mediano y largo plazo.

ii. Retomar los procesos de subastas de contratación de energía FNCER de largo plazo.

iii. Habilitar e incentivar el uso de los mecanismos de comercialización de la Resolución CREG 114 de 2019 que están en análisis y/o próximos a presentarse. Es importante que se analice integralmente todos los mecanismos de gestión de compra de energía manteniendo disponibilidad permanente de otros instrumentos complementarios al SICEP, por ejemplo, DERIVEX, a través de los cuales se alcancen los objetivos regulatorios propuestos en la Resolución CREG 130 de 2019.

iv. Realizar un análisis expost de la metodología para calcular la variable Alpha (a) con el fin de verificar si ha

cumplido con su objetivo de dar señales de eficiencia para el traslado del costo de compra de energía al costo de prestación del servicio.

v. Ajustar el SICEP en aspectos relacionados con estandarización de productos, estandarización de garantías, consolidación y publicación de datos.

3. La caducidad en el derecho sancionatorio ambiental: límite temporal y garantía constitucional

BIBIANA ALEXANDRA BERNAL RUEDA
Jefatura Jurídica Territorial y HSE.
Vicepresidencia Corporativa Jurídica de ECOP

Resumen

Este artículo examina la figura de la caducidad en el derecho sancionatorio ambiental colombiano tras la reforma de la Ley 2387 de 2024. Se argumenta que el límite de cinco años para la duración de los procedimientos sancionatorios ambientales constituye una garantía constitucional de debido proceso, seguridad jurídica y eficacia administrativa, en lugar de un obstáculo para la protección ambiental. Asimismo, se analiza el principio de favorabilidad, la hermenéutica del efecto útil y las tensiones entre la eficacia ambiental y los derechos procesales. La conclusión central es que la caducidad refuerza la legitimidad del Estado social de derecho, en tanto obliga a instituciones diligentes y respetuosas de los límites constitucionales.

Palabras clave

Caducidad, derecho sancionatorio ambiental, debido proceso, favorabilidad, seguridad jurídica, eficacia administrativa.

Introducción

El derecho sancionatorio ambiental en Colombia se erige como un instrumento esencial para garantizar la protección de los recursos naturales. Sin embargo, su ejercicio debe enmarcarse en los límites constitucionales. La reforma introducida por la Ley 2387 de 2024, que adicionó al artículo 10 de la Ley 1333 de 2009, introdujo una regla de especial trascendencia: una vez iniciado el procedimiento administrativo sancionatorio ambiental, este no podrá extenderse más allá de cinco años. El cambio, que puede parecer técnico, tiene implicaciones profundas para la seguridad jurídica, el debido proceso y la legitimidad institucional.

El debido proceso como marco ineludible

El artículo 29 de la Constitución Política establece que *"el debido proceso se aplicará a toda clase de actuaciones judiciales y administrativas"*. Esto significa que incluso las actuaciones de las autoridades ambientales deben ajustarse a límites claros: legalidad, tipicidad, presunción de inocencia, contradicción y, en particular, caducidad.

La Corte Constitucional ha señalado que la caducidad no es un mero formalismo, sino una institución procesal de orden público que impide la prolongación indefinida de los procesos sancionatorios. Su fundamento radica en la seguridad jurídica: sin plazos, la

potestad sancionatoria se convierte en una amenaza permanente, incompatible con un Estado de derecho.

Previo a la reforma, la Ley 1333 de 2009 contemplaba veinte años como término de caducidad para la acción sancionatoria ambiental. Pero la Ley 2387 de 2024 redujo esa amplitud al establecer que, una vez iniciado, el procedimiento no podrá extenderse más de cinco años, se trata de un viraje normativo que obliga a la administración a actuar con diligencia, eficacia y celeridad, según el artículo 209 de la Constitución.

Principio de favorabilidad: extensión al ámbito administrativo

Aunque el principio de favorabilidad tiene su origen en el ámbito penal, la jurisprudencia constitucional ha sido clara en extenderlo alderecho sancionatorio ambiental. La Sentencia SU-516 de 2019 reiteró que, cuando una norma procesal tiene contenido sustancial —como ocurre con la caducidad— debe aplicarse la disposición más favorable al investigado, incluso si es posterior.

La caducidad cumple una función esencial en la protección de la seguridad jurídica. El vencimiento del plazo implica pérdida de competencia, no como consecuencia de la actuación de los investigados, sino por ineficiencia estatal. Así, la seguridad jurídica se convierte en un principio rector delderecho sancionatorio ambiental (Corte Constitucional, 2019).

Esto significa que la regla de los cinco años es aplicable a todos los procesos en curso a partir de la entrada en vigor de la Ley 2387 de 2024. La favorabilidad, como derecho fundamental de aplicación inmediata, impide que la administración ignore una norma más garantista con el argumento de que se trata de expedientes iniciados con anterioridad.

Desde la hermenéutica jurídica, la interpretación de las normas debe privilegiar el efecto útil. En consecuencia, el término de cinco años no puede ser considerado meramente orientador, sino preclusivo. Interpretaciones en sentido contrario desconocen la voluntad del legislador expresada en la Ley 2387 y vacían de contenido el artículo 10 de la Ley 1333 de 2009 (Congreso de la República, 2024).

En razón a lo anterior, cuando se observa que algunas autoridades ambientales sostienen que el término de cinco años es meramente orientador y no conlleva la pérdida de competencia de la autoridad. Esta lectura contradice la hermenéutica constitucional del efecto útil de la norma: las disposiciones deben interpretarse de manera que produzcan consecuencias jurídicas reales y no se reduzcan a simples exhortaciones.

La ubicación de la regla dentro del artículo 10 de la Ley 2387 —que regula expresamente la caducidad— revela la intención del legislador: establecer un plazo preclusivo. De lo contrario, la inclusión del parágrafo carecería de sentido y se convertiría en letra muerta, contrariando el principio de seguridad jurídica.

Cultura institucional y eficacia administrativa

Al señalarse un plazo para el desarrollo de los procesos sancionatorios se plantea a las Autoridades Ambientales un desafío institucional. Durante años, la administración ambiental operó bajo una lógica de procesos interminables, amparada en la complejidad probatoria o en la escasez de recursos. La nueva regla obliga a replantear esa cultura: la apertura de un expediente no es suficiente, lo fundamental es resolverlo en un tiempo razonable.

El límite de cinco años obliga a que se transforme la gestión administrativa. Obliga a planificar mejor las investigaciones, priorizar casos y evitar que los procesos se conviertan en cargas inertes. Se trata, en últimas, de un incentivo a la eficiencia

institucional y de una medida de control sobre la potestad sancionatoria.

Razón que corrobora, que la consecuencia en la demora de la resolución de los procesos sancionatorios una vez en vigencia la Ley 2387 de 2024 es contundente, vencido el plazo, la autoridad pierde competencia. Este efecto no obedece a la negligencia de los investigados, sino a la ineficacia de la administración. El precio de no decidir en el tiempo debido no puede recaer sobre el investigado sino sobre la autoridad que incumple sus deberes constitucionales.

La principal objeción frente a la caducidad es que podría debilitar la capacidad sancionatoria del Estado y, con ello, la protección ambiental. Sin embargo, este temor confunde eficacia con permanencia. La defensa de la naturaleza no se fortalece con procesos interminables, sino con decisiones oportunas y bien fundamentadas.

Un sistema sancionador que desconoce los plazos y garantías básicas pierde legitimidad. Por el contrario, cuando se actúa dentro de los límites constitucionales, las sanciones impuestas son más sólidas y socialmente aceptadas. La caducidad, entonces, no es sinónimo de impunidad, sino de un sistema depurado, eficaz y compatible con el Estado de derecho.

Conclusiones

La Ley 2387 de 2024 reafirma la necesidad de que el Estado ejerza su potestad sancionadora en un marco de legalidad, celeridad y respeto por las garantías constitucionales. La caducidad no representa un obstáculo, sino una garantía fundamental que fortalece la legitimidad institucional y la seguridad jurídica. La justicia ambiental debe ser oportuna o no será justicia.

El reto está en transformar la cultura institucional: pasar de la inercia de los expedientes acumulados a la responsabilidad de decidir con rigor y en tiempo. Solo así se logrará un equilibrio real entre el interés colectivo de proteger los recursos naturales y el deber de respetar el marco constitucional.

Invocar el principio de favorabilidad para solicitar la caducidad de la potestad sancionatoria respecto de los procesos cuyo desarrollo procedimental lleva más de 5 años, se refuerza teniendo en cuenta que fue el legislador quien no incluyó ninguna limitación temporal a la aplicabilidad de la norma, de hecho, se eliminó dentro del trámite legislativo dicha consideración.

Presumir que el límite temporal fijado en el artículo 18 de la ley 2387 de 2025 no tiene consecuencia jurídica, no tiene fundamento a la luz de la hermenéutica que define el efecto útil de la norma, como quiera que la consecuencia está inmersa por si sola al haberse delimitado el tiempo para el desarrollo del proceso sancionatorio ambiental dentro del artículo que regula la caducidad de la acción.

Referencias

- Congreso de la República. (2024). Ley 2387 de 2024. Diario Oficial.
- Constitución Política de Colombia. (1991).
- Corte Constitucional. (2015). Sentencia SU-053 de 2015.
- Corte Constitucional. (2019). Sentencia SU-516 de 2019.

4. Comunidades Energéticas en Colombia: de la norma a la práctica con Palmor y Canutal

ÁLVARO GÁMEZ PEÑARANDA
Abogado especialista en derecho administrativo
Magíster en periodismo

Introducción

En el escenario global de la transición energética, las comunidades energéticas han emergido como un modelo organizativo innovador y profundamente democrático. En su esencia, son agrupaciones de ciudadanos que se organizan para generar, consumir, gestionar y, en algunos casos, comercializar energía, priorizando las fuentes renovables. Aunque en Europa y otras regiones estas experiencias datan del siglo XX, en Colombia su reconocimiento jurídico es un fenómeno reciente. Solo hasta finales de 2023, con la expedición de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo "Colombia Potencia Mundial de la Vida", y posteriormente con el Decreto 2236 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía, se incorporó al ordenamiento jurídico nacional la figura de las comunidades energéticas.

Esta novedad normativa vino acompañada de instrumentos técnicos y regulatorios que consolidan un ecosistema robusto: la Resolución 40509 de 2024, que creó el Registro de Comunidades Energéticas; la Resolución 501 de 2024 de la UPME, que estableció límites de potencia y reglas de dispersión; y la Resolución CREG 101-072 de 2025, que reglamentó la entrega y comercialización de excedentes al sistema interconectado. Con ello, Colombia no solo reconoce a las comunidades energéticas, sino que también las habilita como agentes formales dentro del mercado eléctrico.

Sin embargo, la historia colombiana revela que antes de la norma ya existían comunidades que habían tomado en sus manos el desafío de garantizar el acceso a la energía. Dos casos son paradigmáticos: **Palmor**, en la Sierra Nevada de Santa Marta, y **Canutal**, en Ovejas (Sucre). Ambos constituyen ejemplos de resiliencia comunitaria y de construcción de alternativas energéticas sostenibles, que hoy encuentran respaldo en el nuevo marco legal.

Marco normativo y regulatorio en Colombia

El andamiaje jurídico de las comunidades energéticas en Colombia se consolidó en tres niveles:

1. **Ley 2294 de 2023 (PND 2022-2026):** introdujo la figura y le dio un reconocimiento explícito dentro de la política de transición energética justa y participativa.

2. **Decreto 2236 de 2023:** definió las modalidades de autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva, habilitando la organización comunitaria como actor del mercado eléctrico.

3. **Resoluciones reglamentarias posteriores:**

   Resolución 40509 de 2024 (MME): creó el Registro de Comunidades Energéticas, con criterios de focalización y priorización, especialmente para beneficiar a zonas rurales y comunidades vulnerables.

   Resolución 501 de 2024 (UPME): estableció los límites de potencia (hasta 5 MW) y reglas de dispersión, exigiendo que los usuarios miembros estén en un mismo mercado de comercialización y dentro del mismo STR o SDL.

   Resolución 101-072 de 2025 (CREG): fijó las condiciones para la venta de

excedentes, incluyendo lineamientos de medición, reportes y transacciones al mercado eléctrico.

Este marco dota de seguridad jurídica a las comunidades energéticas, lo cual es clave para atraer inversión pública y privada, y brinda confianza a las comunidades organizadas para gestionar proyectos a largo plazo.

Caso de estudio 1: Palmor (Sierra Nevada de Santa Marta, Magdalena)

Orígenes y construcción comunitaria

Palmor, un corregimiento cafetero ubicado en la Sierra Nevada de Santa Marta constituye el caso pionero de generación comunitaria en Colombia. A principios de los años 90, cuando la interconexión eléctrica aún era inexistente en la zona, líderes locales, con apoyo de entidades públicas y cooperación, impulsaron la construcción de una pequeña central hidroeléctrica de 125 kW. Esta iniciativa permitió abastecer a cerca de 90 familias, marcando un hito de autogestión energética.

La experiencia dio origen a Electropalmor E.S.P., una empresa comunitaria que desde entonces administra el servicio. A lo largo de más de tres décadas, la central se ha repotenciado hasta alcanzar 300 kW de capacidad instalada, beneficiando hoy a más de 620 usuarios.

Sostenibilidad y gobernanza

Lo notable de Palmor no radica únicamente en la infraestructura técnica, sino en el modelo de gobernanza comunitaria. Los usuarios, organizados bajo un esquema asociativo, establecieron reglas internas para el pago, el mantenimiento y la toma de decisiones. Esto ha permitido sostener el proyecto por más de treinta años, incluso frente a desafíos como el crecimiento de la demanda, la necesidad de repotenciación y los costos de operación.

Aprendizajes para el nuevo marco normativo

Palmor demuestra que:

- La **organización comunitaria** es fundamental para la sostenibilidad de proyectos de energía renovable.
- La **planificación de demanda** debe prever el crecimiento poblacional y productivo, evitando racionamientos.
- La **repotenciación** y el mantenimiento requieren fuentes de financiamiento sostenibles, que hoy pueden articularse con programas como FENOGE o con esquemas de venta de excedentes.

Con el marco regulatorio actual, experiencias como Palmor podrían no solo registrarse formalmente en el RCE, sino también convertirse en agentes reconocidos capaces de comercializar energía, consolidando su papel en el mercado eléctrico colombiano.

Caso de estudio 2: Canutal (Ovejas, Sucre)

Implementación del proyecto

En 2024, el Ministerio de Minas y Energía, junto con aliados privados como Hocol (Grupo Ecopetrol), puso en marcha la comunidad energética de Canutal, en Ovejas, Sucre. El proyecto instaló 47,25 kWp de energía solar fotovoltaica, distribuidos en cuatro infraestructuras clave: la institución educativa, el puesto de salud, el salón comunal y el acueducto veredal.

Impacto social y comunitario

La electrificación de estos espacios transformó la vida cotidiana de la vereda:

- El colegio cuenta con energía estable para mejorar los procesos pedagógicos.
- El puesto de salud puede conservar medicamentos y prestar servicios con mayor seguridad.

- El salón comunal se convirtió en un centro de reunión iluminado y funcional.

- El acueducto garantiza el suministro de agua con costos energéticos más bajos.

Los beneficiarios directos oscilan entre 700 y 1.600 personas, según las fuentes, lo cual muestra un impacto significativo en la calidad de vida de la comunidad.

Gobernanza y sostenibilidad

La Junta de Acción Comunal asumió la propiedad de los equipos, con un esquema de formación en operación y mantenimiento. De esta manera, se busca garantizar la sostenibilidad del sistema y la apropiación comunitaria.

Relevancia en el marco regulatorio

Canutal encarna los principios de la transición energética justa: focalización hacia comunidades vulnerables, uso de FNCER, gobernanza comunitaria y articulación público-privada. Además, sienta un precedente sobre cómo la normatividad puede materializarse en soluciones concretas que mejoran la prestación de servicios básicos.

Análisis comparado: Palmor y Canutal

Ambos casos, aunque distintos en su origen y escala, comparten lecciones comunes:

- **Palmor** es un ejemplo histórico de autogestión, que anticipó el modelo de comunidades energéticas décadas antes de su reconocimiento legal.

- **Canutal** representa la implementación contemporánea, alineada con las normas recientes y con un diseño que prioriza la sostenibilidad de servicios sociales esenciales.

Juntos, evidencian que el éxito de las comunidades energéticas no depende solo de la tecnología, sino de la organización social, la gobernanza transparente y el acompañamiento institucional.

Retos y perspectivas

1. **Escalabilidad:** garantizar que más comunidades puedan replicar estos modelos, adaptados a sus condiciones territoriales.

2. **Financiamiento:** diseñar mecanismos de apoyo estables para repotenciación, mantenimiento y ampliación de proyectos.

3. **Equidad territorial:** llevar la energía a Zonas No Interconectadas (ZNI), reduciendo brechas históricas.

4. **Enfoques diferenciales:** integrar género, etnicidad y derechos en la planeación y ejecución de proyectos.

5. **Seguridad jurídica:** consolidar la confianza de inversionistas y comunidades en el marco regulatorio.

Conclusiones

Colombia se ha convertido en pionera regional en materia de comunidades energéticas, gracias a un marco normativo sólido y a la existencia de casos emblemáticos que validan la viabilidad de este modelo. **Palmor** demuestra la resiliencia y la capacidad de gestión comunitaria en el largo plazo, mientras que **Canutal** evidencia cómo la política pública reciente puede transformar servicios sociales esenciales en territorios rurales.

La convergencia entre norma, tecnología y organización social abre la puerta para que en los próximos años se multipliquen las comunidades energéticas en todo el país. Con ello, Colombia no solo avanza en su meta de transición energética justa y participativa, sino que también fortalece la democracia energética, empodera a sus comunidades y proyecta un modelo replicable en América Latina.

5. Comunidades organizadas y democratización de los servicios públicos en Colombia

CARIM ALEXIS LÓPEZ RODRÍGUEZ
Abogada y Bióloga, Esp. Mag. Consultora en asuntos ambientales, Transición Energética y Comunidades Energéticas.

El ordenamiento jurídico colombiano incluye varios mecanismos de participación comunitaria que responden a propósitos diferentes que pueden ser ubicados en la esfera del conocimiento y toma de decisiones, ejecución y control. Las Comunidades organizadas han sido habilitadas por la Constitución para la prestación de servicios públicos, lo que ubica dicha participación en la esfera de la ejecución. A continuación, se presentará un breve recuento acerca de los servicios públicos incluyendo sus principales características, tipologías, ejemplos y personas habilitadas para ejercer la prestación. Y es ahí donde se centra este artículo, al evidenciar la figura de las Comunidades Organizadas y su aplicación, desde el ordenamiento jurídico, como un actor clave en la prestación de servicios públicos y su democratización, refiriendo ejemplo aplicados a diversos sectores como educación, salud, acueducto y saneamiento básico, energía y telecomunicaciones.

Introducción

Entre los diversos mecanismos en que la comunidad puede participar en la dinámica nacional, se tiene que, por un lado, puede aportar al conocimiento de las realidades de sus territorios para la priorización y toma de decisiones; por otro, se les otorga cierto poder en el control de la ejecución por parte del Estado y también, la Constitución política de Colombia abrió paso a otra forma en que las comunidades pueden participar y es precisamente a través de la prestación de servicios públicos, mediante el artículo 365, en el cual se reconoce que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y debe asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional; para ello estableció que dicha prestación puede ser ejercida por el Estado (directa o indirectamente), por particulares o por comunidades organizadas, bajo la regulación y vigilancia estatal.

Más adelante, la jurisprudencia constitucional ha extendido el concepto de servicios públicos: la sentencias C-473 de 1994 y C-450 de 1995 que denotan características e incluyen actividades colectivas como salud, justicia, transporte o asistencia social, y confirman su carácter indispensable para proteger derechos fundamentales. Por su parte, la Ley 142 de 1994 distinguió, en la subcategoria de servicios públicos domiciliarios, al acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, gas por red, y telefonía (básica y rural), declarándolos esenciales.

Por lo tanto, en términos doctrinales y normativos, los servicios públicos pueden clasificarse en tres grandes grupos:

1. **Servicios públicos generales:** actividades estatales dirigidas a satisfacer necesidades colectivas amplias, como salud, educación, transporte, seguridad y justicia.

2. **Servicios públicos domiciliarios:** aquellos que llegan directamente al usuario final mediante redes o infraestructuras, regulados principalmente por la Ley 142 de 1994, tales como acueducto, alcantarillado, aseo, energía, gas y telecomunicaciones.

3. **Servicios públicos esenciales:** definidos por la Corte Constitucional como aquellos indispensables para garantizar derechos fundamentales y cuya interrupción puede afectar gravemente el bienestar

social (Sentencia C-450 de 1995), como ejemplos: acueducto, alcantarillado, aseo, energía, gas, telecomunicaciones, internet (Leyes 142/94 y 2108/21).

El marco normativo también contempla la participación municipal, subsidios y participación ciudadana, y define a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) como regulador. La doctrina especializada, sostiene que esta regulación busca combinar la eficiencia del mercado con objetivos sociales fundamentales, integrando equidad, accesibilidad y solidaridad (Navarro & Moreno, 2018).

De acuerdo con la Constitución y la Ley 142 de 1994, la prestación de servicios públicos no es exclusiva del Estado y están habilitados para proveerlos, entre otros:

- Entidades estatales en sus distintos niveles (nacional, departamental, municipal).
- Particulares que cumplan con los requisitos legales.
- Comunidades organizadas, figura reconocida por el ordenamiento jurídico como sujetos capaces de prestar servicios públicos de manera autónoma, especialmente en zonas rurales o de difícil acceso.

En concordancia con lo anterior, en materia de prestación de servicios públicos domiciliarios, las comunidades organizadas, identificadas en la Sentencia C-741 de 2003 como actores sin ánimo de lucro, autogestionados, diferenciados de los privados comerciales, y habilitados según el Decreto 421 de 2000, se incluye dentro de las "organizaciones autorizadas" habilitadas para su prestación (artículo 15, numeral 4 de la Ley 142/94). Se trata de agrupaciones capaces de reinvertir excedentes, gobernarse participativamente y adaptar la prestación a realidades territoriales. Este modelo cobra actualidad por su contribución a una prestación comunitaria democrática, equitativa y eficiente.

Las comunidades organizadas se configuran entonces, como grupos sociales sin ánimo de lucro, con vocación solidaria, territorial y participativa, que asumen la prestación de servicios públicos en ausencia o insuficiencia estatal o privada. Son formas asociativas como juntas de acción comunal, asociaciones de usuarios, cooperativas, fundaciones comunitarias, acueductos rurales u otras entidades similares. Lo esencial es su autogestión, reinversión de excedentes en el bienestar comunitario y la gobernanza democrática local. Su distintivo es el enfoque social, en contraste con las estructuras empresariales lucrativas. Estas comunidades operan conforme a una lógica de interés colectivo, buscan mejorar la calidad de vida de sus asociados, priorizan la inclusión de grupos marginados y buscan eficiencia, sin ánimo de lucro; por lo que representan una alternativa viable en zonas rurales o aisladas.

Entre sus características principales se encuentran:

- Personalidad jurídica y reconocimiento formal[1].
- Operación sin ánimo de lucro, con reinversión de excedentes en el mejoramiento del servicio.
- Gobernanza participativa, con toma de decisiones colectivas.
- Enfoque territorial, ajustado a las necesidades y realidades locales.
- Potencial para articular saberes técnicos y comunitarios.
- Se distingue "organizaciones autorizadas" de los particulares y destaca el fundamento solidario de esas formas asociativas (tal como lo reconoce la CRA, en sucesivos conceptos del 2010, 2021, 2022 y 2024, de acuerdo con el desarrollo jurisprudencial, Sentencia C-741 de 2003).

1 En la prestación de servicios públicos domiciliarios, Se aclara que no están obligadas a adoptar las formas empresariales previstas para los operadores comunes, pero sí deben cumplir estándares de eficiencia y calidad.

En las últimas décadas, las comunidades organizadas han adquirido mayor relevancia como actores en la democratización de los servicios públicos, especialmente en sectores donde la cobertura estatal o privada es limitada. Su reconocimiento legal y las políticas públicas que promueven su fortalecimiento constituyen un avance en el cumplimiento de los principios de equidad, solidaridad y participación ciudadana consagrados en la Constitución y en el marco regulatorio.

Comunidades organizadas en la práctica de la prestación de servicios públicos en colombia

De acuerdo con todo lo anterior, las Comunidades Organizadas han desempeñado un papel clave en la ampliación de la cobertura y la mejora en la calidad de los servicios públicos, especialmente en zonas rurales, apartadas o con limitada capacidad de pago. Este protagonismo se explica por su capacidad para combinar el conocimiento del territorio, la gestión participativa y la autogestión de recursos, con el respaldo legal y técnico de las políticas públicas.

Como se explicó anteriormente, la Constitución Política (art. 365) reconoce la figura de las comunidades organizadas como prestadoras autorizadas de servicios públicos, siempre que cumplan con los requisitos legales y técnicos correspondientes. En la práctica, estas comunidades han encontrado espacio para operar en diversos sectores:

Salud
Organizaciones comunitarias de salud: comités o asociaciones que administran puestos de salud rurales o apoyan campañas de prevención, fundaciones que prestan servicios de salud.

Educación
Juntas de educación comunitaria, asociaciones, fundaciones: organizaciones que gestionan o coadministran instituciones educativas rurales.

Agua potable y saneamiento básico
Acueductos comunitarios: asociaciones de usuarios que gestionan, operan y mantienen sistemas de captación, tratamiento y distribución de agua en zonas rurales y periurbanas; ejemplo: Red Nacional de Acueductos Comunitarios. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) identifica cerca de 3.769 organizaciones comunitarias (OCSAS) prestadoras de agua y saneamiento y cuenta con un programa de fortalecimiento técnico entre 2024-2027. Así mismo, la Corte Constitucional ha señalado que los acueductos comunitarios tienen protección constitucional y son una alternativa válida cuando el Estado no logra efectuar la prestación del servicio.

Energía eléctrica
Comunidades Energéticas (PND 2022–2026, Decreto 2236 de 2023): agrupaciones que generan, comercializan y usan energía renovable mediante estructuras como Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC). Deben cumplir con una serie de requisitos, entre ellos, contar con Registro de Comunidades Energéticas, y están respaldadas por la regulación de la CREG. Buscan reducir pobreza energética, democratizar la energía y descarbonizar localmente. Ejemplo: proyectos de energía solar comunitaria impulsados por el IPSE, FENOGE y el Ministerio de Minas y Energía

Internet y telecomunicaciones
Juntas de Internet / Comunidades de Conectividad (MinTIC): organizaciones comunales (e.j. juntas de acción comunal, comunidades étnicas) que ofrecen internet fijo comunitario con tarifa social[2]. En 2025, cerca de 900 organizaciones fueron seleccionadas en medio de una inversión de COP 257 mil millones para beneficiar poblaciones apartadas, promoviendo

2 Ley 1978/19 (modificada por la Ley 2294/22) y Dto 1079/23 que adiciona al Dto 1078/15.

autonomía tecnológica y cierre de brecha digital. A la fecha suman ya 199 comunidades conectadas en Guajira, Caldas y Boyacá entre otros, que benefician a más de 7.300 hogares.

A continuación, se presentan algunos programas y estrategias nacionales que promueven la prestación comunitaria de servicios públicos (Tabla 1).

Comparación de programas y estrategias nacionales para la prestación de servicios públicos por parte de Comunidades Organizadas.

Programa / Estrategia	Servicio	Organismo Responsable	Requisitos Principales	Beneficios para la comunidad
Ruta ComuniAgua	Agua y saneamiento básico	Minvivienda	Ser OCSAS registrada; requisitos técnicos y financieros	Subsidios, capacitación técnica, estructuración de proyectos
Política Gestión Comunitaria (agua)	Agua y saneamiento básico	Minvivienda / CRA / Superservicios	Reconocimiento legal; calidad; participación comunitaria	Respaldo institucional, acceso prioritario a financiamiento
Agua es Vida	Agua potable rural	Ministerio de Igualdad	Organización comunitaria; acompañamiento técnico	Infraestructura, monitoreo, programas de salud
EN-Comunidad / Comunidades Energéticas	Energía eléctrica	MinEnergía / FENOGE / IPSE	Comunidad organizada; propuesta formal; criterios de vulnerabilidad	Financiamiento, capacitación, energías renovables
Comunidades Energéticas (PND, Decreto 2236)	Energía eléctrica	MinEnergía / CREG / UPME	Registro en RCE; estructuras colectivas (AGRC/GDC)	Autonomía energética, eficiencia, fortalecimiento local
Comunidades de Conectividad / Juntas de Internet	Internet comunitario fijo	MinTIC / ANE	Organización sin ánimo de lucro; registro TIC; requisitos técnicos; límite de usuarios	Tarifa social, autosuficiencia, democratización digital activa
Cambia Mi Casa (vivienda)	Mejoramiento de vivienda	Minvivienda	Organización comunitaria, experiencia, registro para contratación	Contratos directos, recursos, fortalecimiento institucional

Es así que las Comunidades Organizadas desempeñan un papel esencial en la prestación de servicios públicos en Colombia por varias razones cruciales:

a. Acceso en zonas no cubiertas: En sitios como Tasco (Boyacá), por ejemplo, estas organizaciones abastecen al 90 % de la población con sistemas gestionados por la comunidad misma, priorizando el acceso al agua y el respeto por el territorio

b. Autonomía, eficiencia y solidaridad: Estas organizaciones permiten soluciones adaptadas al contexto local, funcionado con capacidad técnica básica, decisiones colectivas y costos asumibles. Se destaca que este modelo ha permitido que "millones de familias tengan acceso al agua de manera autogestionada," enfatizando que estos actores deben ser tratados bajo estándares distintos a los grandes operadores. Se encuentran arraigadas en la solidaridad, como lo señala la doctrina de la regulación pública.

c. Alineación con políticas públicas de democratización: propuestas gubernamentales, reconocen la gestión comunitaria, con esquemas diferenciales para zonas rurales, subsidios solidarios y enfoque de participación social. Estas políticas van más allá de la simple operación y trasciende a ámbitos educativos, por ejemplo, en Cundinamarca, se han organizado talleres con instituciones como el Sena y CRA para fortalecer capacidades de comunidades prestadoras en agua, aseo y saneamiento.

d. Contribución a una regulación sensible y diversa: La jurisprudencia (Sentencia C-741 de 2003) reconoce que el legislador no definió una forma jurídica específica para este tipo de organizaciones, distinguiéndolas de los operadores

privados y creando un ámbito jurídico específico para su acción solidaria, este reconocimiento permite que entidades como fundaciones, cooperativas, juntas de acción comunal y organizaciones rurales se constituyan legalmente como prestadoras sin ánimo de lucro.

e. Promotores de gobernanza local y resiliencia comunitaria: No sólo resuelven necesidades puntuales, sino que promueven la gobernanza territorial, el control social, la sostenibilidad y la resiliencia. Ayudan a fortalecer el tejido social, incentivando procesos colectivos de cuidado del agua, generación o gestión eficiente de la energía, infraestructura comunitaria, conectividad y respuesta ante crisis en el marco del desarrollo territorial y el mejoramiento de la calidad de vida.

Conclusiones

El reconocimiento de las Comunidades Organizadas como prestadoras de servicios públicos en Colombia representa una estrategia potente para avanzar en la democratización de dichos servicios. En sectores como agua, energía y conectividad, estas comunidades han demostrado eficiencia, territorialidad, y sostenibilidad, alineándose con los mandatos constitucionales. Este modelo, amparado por la Constitución Política y desarrollado en la Ley 142 de 1994, materializa los principios de equidad, solidaridad y participación ciudadana.

Las comunidades organizadas son formas en que se organiza la comunidad o sociedad civil, para lograr beneficios en colectivo, sin ánimo de lucro, pero con visión de sostenibilidad en el tiempo, tienen sus formas establecidas en el ordenamiento jurídico como persona jurídica, que incorpora la gobernanza participativa y toma de decisiones en colectivo.

Aunque el enfoque tradicional ha sido el agua, la figura de comunidades organizadas ha evolucionado: ahora incluye energía eléctrica, internet comunitario, y otros servicios esenciales, siempre dentro del espíritu solidario y eficiente. Estrategias como Comunidades Energéticas y Juntas de Internet presentan un enfoque moderno: fomentan autonomía, reducen brechas energéticas y digitales, y fortalecen la resiliencia comunitaria. No obstante, se identifican retos persistentes:

- Fortaleza técnica y operativa de las comunidades.
- Financiación sostenible y acceso permanente.
- Coordinación institucional para garantizar continuidad operativa.
- Marco normativo adaptable a la realidad comunitaria.

En conjunto, las Comunidades Organizadas no solo amplían cobertura, sino que empoderan ciudadanía, promueven justicia distributiva y transforman la lógica de prestación de servicios hacia un modelo más justo, participativo y eficaz.

Referencias

- Atehortúa Ríos, C. A. (2006). *Servicios públicos domiciliarios, proveedores y régimen de controles.* Universidad Externado de Colombia.
- Comisión de Regulación Energía y Gas (CREG). (2025). *Resolución 101 072 de 2025, por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones.*
- Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA). (2021). *Resolución 943 de 2021.* Bogotá. Recuperado de https://normas.cra.gov.co/gestor/docs/resolucion_cra_0943_2021.htm

- Congreso de la República de Colombia. (1991). *Constitución Política de Colombia.*
- Congreso de la República de Colombia. (1994, 11 de julio). *Ley 142 de 1994.* Diario Oficial No. 41.433.
- Congreso de la República de Colombia. (2023, 19 de mayo). *Ley 2294 de 2023.* Diario Oficial No. 52.417.
- Congreso de la República de Colombia. (2021, 29 de julio). *Ley 2108 de 2023.* Diario Oficial No. 51.750.
- Corte Constitucional de Colombia. (1994). *Sentencia C-473.*
- Corte Constitucional de Colombia. (1995). *Sentencia C-450.*
- Corte Constitucional de Colombia. (2003). *Sentencia C-741.*
- Corte Constitucional de Colombia. (2022). *Sentencia C-186.*
- Moreno, L. F. (2016). Regulación para lograr los objetivos públicos: el caso de los servicios públicos de Colombia. *Derecho PUCP, (76), 277–287*. https://doi.org/10.18800/derechopucp.201601.011
- Navarro, K., & Moreno, L. F. (2018). *Teoría de los servicios públicos: lecturas seleccionadas.* Universidad Externado de Colombia.
- Mesa, J. M., Muñoz, C. P., & Agudelo, G. D. (2013). Comunidades organizadas y el servicio público de agua potable en Colombia... *Ecos de economía,* 17(37), 125–159.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *ABC de Comunidades Energéticas.*
- Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MinTIC). (2025). *Guía Comunidades de Conectividad – Juntas de Internet.*
- Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MinTIC). *Cobertura de comunidades conectadas.*
- Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio. (2024). *Ruta ComuniAgua.*
- Ministerio de Igualdad y Equidad. (2025). *Agua es Vida: Plan de abastecimiento rural.*
- Ministerio de Minas y Energía & FENOGE. (2024). *Comunidades Energéticas – Guía de postulación.*
- Presidencia de la República de Colombia. (2025, marzo). *Programa Juntas de Internet en zonas apartadas.*
- Red Nacional de Acueductos Comunitarios de Colombia. (2025). *Estadísticas del acueducto comunitario.*
- Solís Oñate, N., & Vélez Montaño, J. J. (2023). *Revisión bibliométrica sobre gobernanza ambiental y comunidades organizadas en residuos sólidos.* Universidad de Antioquia.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2021). *Conceptos unificados sobre comunidades organizadas.*
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios). (2024, marzo 23). Las organizaciones comunitarias son fundamentales en el ordenamiento territorial alrededor del agua.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios). (2025). Informe de gestión 2025. Recuperado de Informe de Gestión (que incluye referencia a fortalecimiento de comunidades organizadas como OCSAS).

6. Colombia frente al reto normativo de las energías renovables

ALEXANDRA HERNÁNDEZ SARAVIA
Presidente Ejecutiva
SER Colombia

El desafío de transformar la normatividad en motor, no en obstáculo

En un contexto global marcado por la urgencia climática, la necesidad de transitar hacia fuentes de energía limpias ya no es una opción, sino una obligación. Colombia, pese a contar con un potencial renovable envidiable, aún enfrenta obstáculos estructurales que impiden acelerar esta transformación. El más evidente y urgente: una normatividad que facilite el camino.

Hoy, el país celebra avances importantes. Ha superado los 2.376 megavatios (MW) de capacidad instalada en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), gracias a 85 proyectos de mediana y gran escala, la mayoría solares, ya en operación comercial o en fase de pruebas. A esto se suma casi 1 gigavatio (GW) adicional en autogeneración y generación distribuida, con más de 20.122 proyectos operando en todo el territorio nacional.

Sin embargo, este crecimiento es insuficiente frente al aumento acelerado de la demanda eléctrica. De hecho, según proyecciones del propio Gobierno Nacional, si no se triplica la inversión actual, el país enfrentará un déficit estructural de energía en 2027. ¿La raíz del problema? En gran medida, la tramitología y los vacíos regulatorios que impiden que nuevos proyectos entren en operación con la celeridad que la situación exige.

Una normatividad que no responde a la urgencia

Demoras estructurales: el peso de los trámites

En la actualidad, 247 trámites se encuentran pendientes ante diversas entidades estatales, lo que retrasa significativamente el avance de los proyectos renovables. De estos, 55 están en manos de las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), 37 bajo responsabilidad de operadores de red, 24 relacionados con coexistencias con privados y 8 bajo la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

Una encuesta realizada por SER Colombia reveló un dato preocupante: un proyecto que no requiere licencia ambiental puede tardar entre 2 y 5 años en entrar en operación, mientras que aquellos que sí la requieren, enfrentan plazos de 3 a 7 años. En ambos casos, el tiempo es excesivo frente a la urgencia del país por aumentar su capacidad instalada.

La licencia ambiental: un cuello de botella recurrente

La falta de una licencia ambiental simplificada para proyectos solares y eólicos ha sido una constante demanda del sector. Aunque ya se ha publicado el Proyecto de Decreto 1076 de 2025, que plantea una licencia ambiental especial para proyectos eólicos (conocida como LAEólica), y está en trámite una norma similar para proyectos solares, su aprobación aún está pendiente.

Estos mecanismos podrían reducir en más del 50% el tiempo requerido para obtener la licencia, gracias al aprovechamiento de información técnica y socioambiental ya disponible, pero la lentitud en su implementación amenaza con hacerlos irrelevantes frente a la magnitud del problema.

El cuello de botella financiero

Otro de los grandes desafíos normativos radica en el cierre financiero de los proyectos. Según SER Colombia, el 87% de los 132 proyectos en etapa de desarrollo aún no ha

alcanzado ese punto crucial, lo cual los deja en el limbo. La razón principal es la falta de contratos de venta de energía a largo plazo, fundamentales para garantizar ingresos estables que respalden la inversión.

Las subastas de largo plazo se presentan como la herramienta más eficiente y rápida para cerrar ese vacío. No obstante, la última convocatoria firmada por el Ministerio de Minas y Energía el 20 de agosto de 2025 aún espera su publicación oficial, lo que atrasa aún más el proceso.

Subastas y cargo por confiabilidad

Las recientes normas sobre el cargo por confiabilidad, en particular la Resolución CREG 101 066 de 2024, han introducido condiciones que dificultan la participación de las FNCER. Estas incluyen precios techo poco competitivos que no reflejan adecuadamente la realidad del mercado, cambios en la metodología de cálculo de firmeza, que subestiman el aporte de las renovables, e incertidumbre normativa, que eleva los riesgos financieros de los proyectos y desincentiva la inversión.

Desde el gremio se ha insistido en la necesidad de derogar la Resolución 066 y su complementaria, la 069, para restablecer condiciones equitativas para todos los actores del sector energético.

Plan de choque: medidas normativas para recuperar el ritmo

Frente a los cuellos de botella normativos que ralentizan la transición energética, SER Colombia le propuso al Gobierno un plan de choque de ocho medidas urgentes. Varias de ellas ya avanzan, pero su impacto depende de una ejecución decidida.

1. Coexistencias con minería e hidrocarburos

La Resolución 40358 de 2025 establece el procedimiento para que proyectos renovables y actividades extractivas puedan operar en la misma área. Esta norma soluciona una causa común de bloqueos territoriales y habilita nuevas zonas con potencial energético.

2. Licencia ambiental simplificada

Se encuentra en trámite una licencia ambiental especial para proyectos solares y eólicos, que reduciría el tiempo de obtención en más del 50%. El Proyecto de Decreto 1076 busca aplicar esta modalidad para eólicos, mientras la ANLA prepara la versión solar.

3. Liberación y reasignación exprés de capacidad

El proyecto de resolución CREG 701 095 de 2025 propone liberar voluntariamente puntos de conexión inactivos y reasignarlos ágilmente. Esto busca optimizar la infraestructura existente y abrir espacio para proyectos listos para entrar en construcción.

4. Subasta de contratos de largo plazo

El Ministerio de Minas y Energía ya firmó el acto administrativo para convocar una nueva subasta de contratos renovables. Estos contratos a 15 o 20 años son fundamentales para asegurar ingresos estables y viabilizar inversiones. La publicación oficial es urgente.

5. Reformas al cargo por confiabilidad

Aunque el Gobierno convocará una nueva subasta, las resoluciones 066 y 069 de la CREG afectan la participación renovable. Estas normas subestiman el aporte de las FNCER a la firmeza del sistema, lo que las pone en desventaja frente a fuentes fósiles. El gremio solicita su derogación o ajuste, para asegurar condiciones justas en futuras subastas de expansión.

6. Normas para entrada en operación de plantas menores

El proyecto de resolución 701 098 de 2025 flexibiliza la entrada en operación de plantas pequeñas, respondiendo a solicitudes del sector. Se eliminan requisitos engorrosos como un único auditor y se traslada la supervisión técnica al Centro Nacional de Despacho. También se espera una nueva metodología para el cálculo de desviaciones, adaptada a las renovables despachadas centralmente.

7. Reglas para almacenamiento con baterías

No hay avances regulatorios formales sobre esta tecnología, clave para garantizar confiabilidad y flexibilidad al sistema. SER Colombia presentará propuestas técnicas desarrolladas con expertos internacionales en los próximos meses.

8. Metodología de desviaciones

Aún no se ha expedido la nueva metodología que defina cómo se calculan las desviaciones en plantas renovables despachadas. La normativa actual penaliza injustamente a tecnologías variables como la solar y la eólica. Una metodología moderna y equitativa es esencial para asegurar su integración efectiva en el despacho central.

Lo que está en juego: cifras que hablan

Los resultados alcanzados hasta ahora son indiscutibles y refuerzan el argumento de que las energías renovables no solo son viables, sino estratégicas:

- 2.376 MW de capacidad instalada en grandes proyectos.
- 482 MW incorporados solo en 2025, equivalentes al consumo de Cali y Barranquilla juntas.
- Casi 1 GW adicional en autogeneración y generación distribuida.
- $2.500 millones de dólares en inversión directa.
- Más de 22.000 empleos directos generados en etapa de construcción.
- 10 billones de pesos en aportes fiscales y al mercado eléctrico durante la operación.

Todo esto representa apenas el 50% del cumplimiento de la meta de 6 GW trazada por el Gobierno.

Preocupación por techo a los precios en la bolsa de energía

Aunque la intención es proteger al consumidor final, en la práctica esta medida aumenta el riesgo de inversión al limitar el potencial de ingresos de los proyectos, desincentiva la participación de nuevos actores en el mercado, no resuelve el problema estructural de escasez energética, como lo advierte el informe reciente de XM, operador del sistema interconectado.

El efecto final es contrario al objetivo: se encarecen las energías renovables, se frena su expansión y se pone en peligro la capacidad del país de mantener tarifas competitivas en el mediano plazo.

Una causa nacional

Colombia está en un punto de inflexión. Tiene el potencial, los recursos y la experiencia para convertirse en un líder regional en energías renovables, pero solo lo logrará si adopta una visión de país a largo plazo, más allá de intereses particulares o coyunturas políticas.

La diversificación de la oferta energética no debe ser vista como un reto exclusivo del sector eléctrico, sino como una estrategia de desarrollo económico, social y ambiental. Cada proyecto renovable no solo aporta energía limpia, también genera empleo, inversión, desarrollo territorial y resiliencia climática.

El llamado es claro: "ponerse la camiseta renovable" y convertir la entrada de estos nuevos proyectos en un verdadero proyecto nacional, con beneficios que perduren y que desde ya son tangibles.



SECCIÓN III

Marco Legal en Evolución: Oleoductos y transporte GLP

1. Regulación con Propósito

MARÍA ALEJANDRA SALAZAR ROJAS
CLARA NATALIA BERNAL AMADO
CARLOS DUSSÁN CALDERÓN
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

La regulación del transporte de hidrocarburos en Colombia ha experimentado una evolución normativa profunda, marcada por la necesidad de garantizar seguridad jurídica, eficiencia operativa y sostenibilidad en un sector estratégico para el país. Esta sección presenta un análisis técnico y jurídico de las principales disposiciones expedidas por los entes regulatorios, especialmente el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que han definido el marco legal aplicable al transporte por oleoductos, poliductos y la cadena de suministro del Gas Licuado de Petróleo (GLP).

El estudio aborda decretos primigenios como el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953), el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía (1073 de 2015), y sus modificaciones recientes, que consolidan la normatividad técnica y administrativa del sector. Asimismo, se examinan resoluciones tarifarias que han establecido metodologías de cálculo, esquemas de negociación directa y mecanismos de actualización, reflejando la adaptación normativa a las dinámicas del mercado y a los principios de equidad y transparencia.

En materia de GLP, se analizan normas que regulan el abastecimiento, la confiabilidad, la comercialización y el transporte, destacando el papel de la CREG en la definición de opciones tarifarias y del Ministerio en la planificación estratégica. El análisis incluye el impacto de la Ley 2128 de 2021, los decretos que priorizan la demanda en situaciones de escasez, y las resoluciones que establecen obligaciones para productores, comercializadores y transportadores, en función de criterios técnicos, sociales y ambientales.

La sección también examina proyectos normativos y resoluciones que han introducido herramientas de supervisión como auditorías externas, consultorías técnicas y sistemas digitales de trazabilidad (SIGDI), evidenciando el esfuerzo institucional por fortalecer la gobernanza regulatoria. Estas medidas han permitido mejorar la trazabilidad, la participación ciudadana y la calidad de la información técnica, consolidando un entorno regulatorio más robusto y confiable.

En conjunto, este análisis normativo ofrece al lector una visión integral del marco regulatorio vigente, sus fundamentos constitucionales y su evolución técnica. A través de una lectura crítica y sistemática, se busca facilitar la comprensión de las normas que rigen el transporte de hidrocarburos en Colombia, identificar sus implicaciones operativas y jurídicas, y promover una gestión regulatoria alineada con los principios de sostenibilidad, competitividad y seguridad energética.

1.1. Decretos Marco: Normativa clave en el sector de oleoductos en Colombia

Resumen:

El sector de los oleoductos en Colombia está regulado por un conjunto de normas que han evolucionado a lo largo del tiempo, respondiendo a los desafíos técnicos, jurídicos y económicos de la industria de hidrocarburos. Este artículo analiza tres disposiciones normativas fundamentales: el Decreto 1056 de 1953 (Código de Petróleos), el Decreto 1073 de 2015 (Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía), y el Decreto 2496 de 2018 (Extensión de vigencia de reglamentos), destacando su contexto histórico, implicaciones jurídicas y relevancia actual.

1.1.1. Decreto 1056 de 1953 - Código de Petróleos

El Decreto 1056 de 1953 constituye el Código de Petróleos de Colombia y es una de las normas fundacionales del sector hidrocarburos. Este decreto establece el marco legal para la exploración, explotación, transporte y comercialización de petróleo y sus derivados. En lo que respecta al transporte por oleoductos, el artículo 212 del Código lo declara como servicio público, lo que implica que su operación debe responder al interés general, estar sujeta a regulación estatal y garantizar el acceso equitativo. Esta disposición ha sido clave para la planificación de infraestructura estratégica y la articulación del transporte con el ordenamiento territorial.

1.1.2. Decreto 1073 de 2015 - Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía

El Decreto 1073 de 2015 compila y sistematiza la normativa del sector minas y energía, incluyendo disposiciones sobre transporte de hidrocarburos. Este decreto facilita la consulta normativa, mejora la coherencia regulatoria y promueve la eficiencia administrativa. En el contexto de los oleoductos, el Decreto 1073 incorpora reglas sobre licenciamiento, operación, seguridad industrial y protección ambiental, alineando la actividad con los principios de sostenibilidad y responsabilidad empresarial. Su vigencia ha permitido consolidar un marco normativo moderno, adaptado a los retos de la transición energética.

1.1.3. Decreto 2496 de 2018 - Extensión de vigencia de reglamentos

El Decreto 2496 de 2018 extiende la vigencia de reglamentos técnicos y normativos en el sector energético, incluyendo aquellos aplicables al transporte por oleoductos. Esta medida busca garantizar la continuidad regulatoria mientras se actualizan los marcos técnicos conforme a los avances tecnológicos y las exigencias internacionales. En la práctica, este decreto ha permitido mantener la aplicabilidad de normas esenciales para la operación segura y eficiente de oleoductos, evitando vacíos legales y fortaleciendo la gobernanza del sector.

1.1.4. Conclusión

La evolución normativa del transporte por oleoductos en Colombia refleja el esfuerzo por garantizar seguridad jurídica, eficiencia operativa y sostenibilidad ambiental. Desde el Código de Petróleos de 1953 hasta los decretos más recientes, el marco legal ha buscado responder a los desafíos de una industria estratégica para el país. La articulación entre regulación técnica, principios constitucionales y objetivos de

política pública es esencial para consolidar un sistema de transporte de hidrocarburos moderno, competitivo y alineado con los compromisos internacionales de Colombia.

1.2. Metodologías y Tarifarias: Normas que Obligan: Vigencia, Cumplimiento y Sanciones

Resumen:

Entre 2010 y 2024, Colombia desarrolló un marco normativo detallado para regular las tarifas de transporte por oleoductos, reflejando la evolución técnica, económica y jurídica del sector. La Resolución 124386 de 2010 estableció la metodología inicial para calcular las tarifas de transporte de crudo, seguida por ajustes importantes mediante las resoluciones 124547 y 124663 del mismo año, que introdujeron modificaciones y criterios específicos para ampliaciones de capacidad. Estas normas sentaron las bases para una regulación más técnica y transparente, buscando equilibrio entre inversión privada y protección del interés público.

En 2014, la Resolución 72146 actualizó la metodología tarifaria, incorporando elementos como eficiencia operativa y sostenibilidad, mientras que la Resolución 72216 ajustó aspectos técnicos del cálculo. Entre 2015 y 2019, se emitieron varias resoluciones (31325, 31489, 31285 y 31132) que refinaron el modelo tarifario, respondiendo a cambios en la infraestructura, condiciones del mercado y necesidades de actualización normativa. Estas modificaciones reflejan el esfuerzo por mantener un sistema tarifario dinámico, que incentive la inversión sin comprometer la competitividad del transporte por oleoductos.

Más recientemente, la Resolución 00279 de 2023 introdujo disposiciones actualizadas sobre tarifas, alineadas con los principios de eficiencia, transparencia y sostenibilidad. En 2024, la Resolución 895 estableció el factor de actualización de tarifas, asegurando que los valores reflejen adecuadamente las condiciones económicas del país. Este conjunto normativo demuestra el compromiso del Estado colombiano con una regulación técnica y flexible, que permita el desarrollo del sector de hidrocarburos en armonía con los objetivos de política pública y transición energética.

1.2.1. Normas en Acción: Vigencia, Guías Digitales y Régimen Sancionatorio

Las Resoluciones 124386, 124547 y 124663 de 2010 regularon la metodología para fijar las tarifas de transporte de crudo por oleoductos. Allí se establecieron los tipos de trayectos (existentes, ampliados y nuevos), la fórmula tarifaria basada en capital (WACC), costos fijos, costos variables y volúmenes, así como el procedimiento para que el Ministerio fijará tarifas, los períodos tarifarios (de cinco años, con año tarifario entre el 1.º de julio y el 30 de junio), el mecanismo de actualización anual, el régimen especial para ampliaciones (delta de capacidad), las reglas para trayectos nuevos, la obligación de reportes anuales, el manejo de sobrecargos y descuentos, y la base para liquidar el impuesto de transporte.

1.2.2. Resolución 72146 de 2014, *"Por la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos".*

Posteriormente, la Resolución **72146 de 2014** unificó y actualizó estas disposiciones: mantuvo la misma estructura metodológica y categorías de trayectos, conservó el sistema de fijación y actualización de tarifas,

los reportes y la regulación de ampliaciones y trayectos nuevos, pero reorganizó el contenido en un solo texto, actualizó las fórmulas y fortaleció los mecanismos de auditoría y verificación. Finalmente, en su artículo 19 derogó expresamente las tres resoluciones de 2010, reemplazándolas con un marco único y vigente.

1.2.3. Resolución 72216 de 2014, "Por la cual se modifica la Resolución N° 72 146 del 7 de mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos".

Modificó la Resolución 72146 de 2014 para ajustar la metodología de cálculo de las tarifas de transporte de crudo por oleoductos en Colombia. En esta nueva resolución se precisaron aspectos como: la forma en que se calculan los costos de inversión y operación de los oleoductos, la manera de distribuir los costos entre los diferentes remitentes de crudo y el procedimiento para actualizar las tarifas en el tiempo. Con estas modificaciones, la autoridad buscó que las tarifas reflejarán mejor los costos reales del servicio, garantizar condiciones más equitativas entre los usuarios y dar mayor transparencia al sistema de transporte de hidrocarburos.

1.2.4. Resolución 31325 de 2015, *"Por la cual se modifica la resolución 72146 del 7 de Mayo del 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos".*

Modificó el Artículo 17 de la Resolución 72146 de 2014, que regula las condiciones monetarias aplicables a la fijación de tarifas. En concreto, ajustó las disposiciones sobre cómo se manejan los sobrecargos y descuentos frente a la tarifa oficial, con el objetivo de precisar con mayor claridad qué condiciones comerciales son consideradas excepcionales y cómo deben aplicarse.

1.2.5. Resolución 31566 de 2015, Por la cual se modifica la Resolución N° 72 146 del 7 de mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos".

Modificó el plazo de la etapa de negociación directa entre transportadores y remitentes para pactar tarifas en los trayectos existentes y por lo tanto se dio una ampliación de plazo.

1.2.6. Resolución 31489 de 2015, *"Por la cual se modifica la Resolución N° 72 146 del 7 de mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos".*

Amplia a cuatro (4) meses el periodo de negociación directa entre agentes, es decir, hasta el 30 de octubre de 2015, para el periodo tarifario 2015 -2019. Lo anterior considerando las solicitudes presentadas por algunos transportadores.

1.2.7. Resolución 31285 de 2016, *"Por la cual se modifica la Resolución 72 146 de 2014, mediante la cual se estableció la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos."*

Adiciona un parágrafo al artículo 2 de la Resolución 72 146 de 2014, incluyendo otras condiciones monetarias, referentes a descuentos comerciales en la tarifa que podrá otorgar el transportador, en razón de la competencia con otros modos de transporte o de la coyuntura de la industria, entre otros; siempre y cuando estos descuentos se otorguen por igual a todos los remitentes o terceros que se encuentren en las mismas condiciones.

Modifica el inciso sexto del artículo 6 de la Resolución 72 146 de 2014, que ya había sido modificado por el artículo 1o de la Resolución 31 325 de 2015, estableciendo que:

"El acuerdo entre agentes podrá comprender: 1. La tarifa de transporte, que podrá tener en cuenta criterios diferentes a los establecidos en el artículo

7 de esta resolución. La tarifa podrá estar denominada, una parte, en dólares americanos y otra en pesos colombianos. 2. Las condiciones monetarias que se aplicarán sobre la tarifa durante el período en que regirá. 3. La actualización tarifaria anual durante el período tarifario. En caso de que no haya acuerdo sobre la actualización anual, esta se hará conforme con lo establecido en el artículo 15 de esta resolución, y 4. La tarifa única para un grupo de trayectos existentes."

1.2.8. Resolución 31132 de 2019, *"Por la cual se modifica el artículo 6 de la Resolución 72 146 de 2014, modificado por el Artículo 1 de la Resolución 31 325 de 2015".*

Modifica el artículo 6 de la Resolución 72 146 de 2014, modificado por el artículo 1 de la Resolución 31 325 de 2015, fijando la tarifa del trayecto existente, conforme al artículo 56 del Código de Petróleos.

1.2.9. Resolución 00279 de 2023, *"Por la cual se establecen algunas disposiciones temporales en relación con la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos."*

Suspende la aplicación de los artículos 5A, 5B, 5C, 5D y 6° de la Resolución 72146 de 2014, adicionados por las Resoluciones 31123 y 31132 de 2019, así como el factor anual de actualización tarifaria de que trata el artículo 15 de la Resolución 72146 del 2014, teniendo en cuenta que la Dirección de Hidrocarburos se encuentra adelantando los trámites para la socialización y expedición del acto administrativo mediante el cual se establecerán los nuevos lineamientos a tener en cuenta para la metodología tarifaria para el transporte de crudo por oleoductos, considerando las actuales dinámicas técnicas y económicas del mercado.

Asimismo la Dirección de Hidrocarburos evidenció la necesidad de modificar el término para dar inicio al proceso de fijación de la tarifa del periodo tarifario 2023-2027 de que trata el artículo 6° de la Resolución 72146 de 2014, cuyo inicio sería el 1 de julio del 2023, con el propósito de no traslaparse con el proceso que viene adelantando el Ministerio de Minas y Energía respecto de la modificación de la metodología tarifaria de transporte de crudo por oleoducto. **La medida fue modificada por el artículo 1 de la Resolución 00895 de 2024.**

1.2.10. Resolución 00895 de 2024, *"Por la cual se adoptan medidas en relación con la Resolución número 00279 del 30 de marzo de 2023, respecto del factor anual de actualización tarifaria para el transporte por oleoductos."*

Levanta la medida de suspensión señalada en el artículo 1° de la Resolución número 00279 de 2023, respecto al factor anual de actualización tarifaria que trata el artículo 15 de la Resolución número 72146 de 2014, teniendo en cuenta que al no contar con una fecha estimada para la expedición de la nueva metodología debido a la complejidad y el volumen de comentarios presentados por la ciudadanía, adicional al tiempo que se requiere para el desarrollo de las etapas de negociación y/o fijación de las tarifas, es probable que para 2024 no se cuente con el instrumento jurídico que permita actualizar las tarifas por el transporte por oleoductos, con el impacto económico y fiscal que de ello se deriva.

Se mantiene vigente la suspensión de los artículos 5A, 5B, 5C, 5D y 6° de la Resolución número 72146 de 2014, conforme al artículo 1o de la Resolución 00279 de 2023.

Las tarifas vigentes al momento de la expedición de este acto administrativo tendrán que ser actualizadas conforme lo indica el artículo 15 de la Resolución número 72146 de 2014, desde el primer día calendario del mes siguiente a la publicación de esta resolución en el Diario Oficial, para el año tarifario 2024.

1.3. Algunas normas vigentes en materia de GLP

El Gas Licuado de Petróleo – GLP hace parte del grupo de gas combustible y es una mezcla de hidrocarburos livianos constituidos principalmente por propano y butano, extraídos del procesamiento del gas natural y refinamiento del petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión; definición contemplada en la Ley 2128 de 2021. El Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía – MME y sus entidades adscritas, dictan normas que garantizan el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado, como eje de la transición energética y buscando incrementar la oferta establece mecanismos que viabilizan y promueven la producción nacional, siguiendo criterios de eficiencia, seguridad energética y responsabilidad ambiental, teniendo claro que con la implementación de nuevas tecnologías e infraestructura disponibles es primordial la protección del medio ambiente.

Con la necesidad de consolidar en un solo cuerpo normativo disposiciones de carácter reglamentario para que se actualicen en la medida en que se produzcan otras determinaciones, se consolida el Decreto Único Reglamentario - DUR 1073 de 2015 del Sector Administrativo de Minas y Energía, en el cual se han contemplado importantes decisiones respecto del GLP, como la identificación de las ubicaciones de almacenamientos estratégicos a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, contemplando zonas para la construcción y/o ampliación de infraestructura nueva o existente. Este aparte se adicionó al DUR con la emisión del Decreto Nacional 1310 de 2024.

Teniendo en cuenta la demanda y los riesgos derivados, se considera también prioridad en el abastecimiento de GLP, determinar que una vez descontadas las cantidades mínimas requeridas para garantizar la continuidad operativa de las refinerías cuando se presente un racionamiento programado, los productores, los comercializadores y los transportadores asignarán este combustible: primero a los usuarios residenciales, pequeños usuarios comerciales y pequeños usuarios industriales; luego la demanda que cuente con contratos vigentes con garantía de suministro sin interrupciones establecidos en la regulación aplicable, en cualquiera de sus modalidades; y, finalmente las exportaciones pactadas en firme, estimando que si estas se deben suspender por la necesidad de atender la demanda nacional de GLP para consumo interno, a los productores y/o comercializadores mayoristas se les reconocerá el costo de oportunidad del GLP dejado de exportar, el cual se calculará conforme a la metodología definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. Este aparte se adicionó al DUR con la emisión del Decreto Nacional 2251 de 2015.

Se establecen en este mismos DUR importantes definiciones como: Almacenamiento estratégico de confiabilidad para GLP, Confiabilidad de GLP, Infraestructura Existente, Infraestructura Existente con Necesidad de Obra, Infraestructura Nueva, Insalvables restricciones en la oferta de GLP y Seguridad de Abastecimiento de GLP. El Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos elaborado por la UPME como herramienta de planificación energética que estima la infraestructura y la logística necesaria para garantizar el suministro confiable de productos, contiene el análisis y estudio del GLP y en su componente de confiabilidad o sus documentos complementarios, identifica las zonas para la construcción y/o ampliación de infraestructura de almacenamiento estratégico en el país, las zonas para la construcción de infraestructura nueva,

existente o existente con necesidad de obra y que haya sido construida mediante convocatorias o el mecanismo de asignación que haga sus veces, priorizando las zonas de frontera, en función de la capacidad de almacenamiento y el inventario requerido, así como de los puntos críticos de abastecimiento y confiabilidad definidos por el MME. Este aparte se adicionó al DUR con la emisión del Decreto Nacional 1310 de 2024.

La cadena de GLP abarca las etapas desde su producción o importación, el transporte por propanoductos o poliductos, la distribución a plantas o tanques estacionarios, hasta la comercialización y entrega. Ecopetrol como grupo empresarial es el principal productor de GLP a nivel nacional, lo transporta como resultado de sus actividades y lo comercializa a nivel mayorista en Colombia, cumpliendo con la normatividad aplicable a cada etapa. En la Resolución 40694 de 2016 del MME se establece el procedimiento para que los agentes participantes en la cadena de GLP realicen la declaración de su producción, importación, exportación, ventas y consumos propios, lo cual es consecuente con el DUR que estableció a los productores e importadores de GLP estos parámetros.

La CREG igualmente como entidad encargada de regular el sector de la energía eléctrica, el gas combustible y los combustibles líquidos, busca con la normatividad expedida asegurar la prestación de estos servicios de manera eficiente, con calidad y cobertura, así como promover y preservar la competencia en el mercado. La Resolución CREG 108 de 2021, plantea como objetivo principal definir una opción tarifaria para el suministro de GLP producido en fuentes reguladas como Apiay, Barrancabermeja, Cartagena, Cupiagua, Cusiana y Dina, con el fin de estabilizar precios del mercado nacional, facilitar la gestión de la coyuntura de precios por parte de los distribuidores y garantizar la continuidad del servicio, marca parámetros técnicos y económicos al establecer metodología para calcular el precio máximo producido en fuentes reguladas, permitir a los distribuidores optar por tarifas reguladas como alternativa frente a precios de mercado y con esta opción tarifaria busca lograr modular el impacto de precios altos en el primer eslabón de la cadena de suministro.

La Resolución CREG 208 de 2021, plantea como objetivo principal establecer el Reglamento de Transporte por Poliductos (RTP) para combustibles líquidos derivados del petróleo incluyendo el GLP, con el fin de regular el acceso abierto y no discriminatorio al sistema de transporte, garantizar la eficiencia, transparencia y seguridad en el servicio público de transporte y promover la libre competencia y evitar abusos de posición dominante. En su parte considerativa refiere que mediante Decreto número 1320 de 2012 se autorizó a Ecopetrol S. A. para participar en la constitución de una filial, cuyo objeto social principal será el transporte y/o almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines, a través de sistemas de transporte o almacenamiento propios o de terceros, en el país o en el exterior y cualquier otra actividad complementaria y/o conexa, lo que dio lugar a la constitución de la sociedad Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S, mediante documento privado de fecha 15 de junio de 2012. Importante resaltar de esta normativa las obligaciones del transportador las cuales están relacionadas con: el acceso al servicio público de transporte por poliducto, la operación del sistema de transporte, el reporte de información, el manual de operaciones, la infraestructura del sistema de transporte, la calidad del producto y otras adicionales. El numeral 1 del artículo 36 de la Resolución 208 de 2021 fue modificado por la Resolución 104_2 de 2022.

La Resolución CREG 103_1 de 2023, plantea en su parte considerativa que las principales fuentes de suministro de Gas Licuado del Petróleo (GLP) para el país están situadas en los llanos orientales en los campos de Cusiana y Cupiagua, que éstos abastecen

el 56% de la oferta nacional existiendo una demanda nacional actual de 60.000 ton/mes y la afectación de las vías por las que se puede transportar impide disponer del 56% de esta oferta, recordando que el 70% de usuarios de GLP son familias de escasos recursos y comunidades étnicas que lo usan para sus necesidades y el 30% restante cubre las pequeñas industrias, que al limitarse su distribución por la afectación vial ven amenazados sus ingresos básicos, sin que se haya interrumpido la producción por parte de Ecopetrol. Esta normativa genera la oportunidad de atender emergencias presentes y futuras al autorizar a Ecopetrol la comercialización de cantidades adicionales de GLP de precio regulado de fuentes distintas a Cusiana y Cupiagua, situación en la que los diferentes actores llevaron sus propuestas entre ellos Ecopetrol que planteó la necesidad de modificación del marco regulatorio en materia de comercialización mayorista facilitando la atención de este tipo de situaciones.

En otras palabras, estas normas se pueden resumir así:

1.3.1. Decreto 1320 de 2012

Este decreto autoriza a **Ecopetrol S.A.** para participar en la constitución de una filial cuyo objeto principal será el **transporte y/o almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados y productos afines**, tanto en Colombia como en el exterior. Aunque excluye el transporte comercial de gas natural, no limita expresamente el GLP, por lo que se infiere que este energético puede estar incluido en las actividades de la nueva filial, siempre que se trate de transporte o almacenamiento no comercial.

La autorización se fundamenta en el artículo 49 de la Ley 489 de 1998 y en los estatutos de Ecopetrol, y debe ejercerse conforme a la normativa sobre entidades descentralizadas indirectas. Esta norma es relevante para el GLP en tanto habilita estructuras empresariales que pueden participar en su logística y distribución.

1.3.2. Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015

Este decreto compila y racionaliza la normativa reglamentaria del sector minero-energético, incluyendo disposiciones sobre el servicio público domiciliario de gas combustible, dentro del cual se encuentra el GLP. En su Libro 2, establece el marco regulatorio para actividades como producción, transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos, incluyendo el GLP.

El decreto también contempla mecanismos de planificación, asignación y gestión del uso del gas combustible, lo que permite al Ministerio de Minas y Energía intervenir en situaciones de escasez, priorizar la demanda y establecer obligaciones para los agentes del mercado. Es la base normativa sobre la cual se han expedido resoluciones específicas para el GLP[1].

1.3.3. Decreto 2251 de 2015

Este decreto reglamenta el artículo 210 de la Ley 1753 de 2015 y adiciona el Decreto 1073 de 2015, estableciendo medidas para garantizar el abastecimiento de GLP en situaciones de escasez. Define el concepto de racionamiento programado y establece un orden de prioridad para la asignación del GLP, privilegiando usuarios residenciales, pequeños comercios e industrias.

También obliga a productores, comercializadores y transportadores a declarar sus volúmenes históricos y proyectados de producción, importación, ventas y consumos propios. En caso de suspensión de exportaciones pactadas en firme, se reconoce el costo de oportunidad del GLP no exportado, calculado según metodología de la CREG[2].

1 https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=77887
2 https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=65624

1.3.4. Resolución 40694 de 2016 del MME

Esta resolución establece el **procedimiento obligatorio para la declaración de producción de GLP** por parte de los agentes de la cadena (productores, importadores, exportadores y comercializadores mayoristas). Su objetivo es consolidar información técnica y operativa que permita al Ministerio de Minas y Energía planificar el abastecimiento nacional de GLP.

La norma exige reportes detallados sobre producción comprometida, producción total disponible para la venta, potencial de producción, importaciones, exportaciones y consumos propios. Esta información es clave para enfrentar situaciones de escasez, definir prioridades de atención y garantizar la continuidad del servicio público domiciliario de GLP[3].

1.3.5. Ley 2128 de 2021

La Ley 2128 promueve el **abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible**, incluyendo el GLP, en todo el territorio nacional. Reconoce al GLP como un energético estratégico para mejorar la calidad de vida, reducir impactos ambientales y ampliar el acceso al servicio público.

Introduce definiciones específicas como **AutoGLP** y **NautiGLP**, y establece programas como la **sustitución de leña, carbón y residuos por GLP** en zonas vulnerables. También faculta al Gobierno para establecer subsidios al consumo básico de GLP en cilindros para estratos 1 y 2, y para ampliar la cobertura mediante alianzas público-privadas[4].

1.3.6. Resolución CREG 108 de 2021

Esta resolución define una **opción tarifaria para el suministro de GLP**, con el fin de mitigar la volatilidad de precios causada por factores internacionales y la TRM. Establece un mecanismo regulado que permite a los comercializadores mayoristas ofrecer precios más estables a los distribuidores.

La medida busca proteger a los usuarios finales, especialmente de estratos bajos, y garantizar la eficiencia económica, suficiencia financiera y transparencia en el régimen tarifario. La opción tarifaria es voluntaria y debe ser ofrecida por los agentes al mercado mayorista bajo condiciones reguladas[5].

1.3.7. Resolución CREG 104_2 de 2022

Esta resolución modifica la Resolución CREG 208 de 2021, que establece el **Reglamento de Transporte por Poliducto (RTP)**. Aunque el RTP se enfoca en combustibles líquidos derivados del petróleo, su aplicación puede incluir el GLP cuando este se transporte por poliductos. La modificación amplía el plazo para que los transportadores publiquen el **Manual de Operaciones**, pasando de 90 a 120 días calendario, atendiendo solicitudes como la de Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.[6]

Este ajuste busca garantizar que el manual esté completo y estructurado, facilitando la estandarización del sistema de transporte por poliductos, lo cual es relevante para el GLP en términos de seguridad operativa y continuidad del servicio.

1.3.8. Resolución CREG 103_1 de 2023

La CREG adopta medidas regulatorias **transitorias** para la comercialización de GLP de fuentes de **precio regulado**, con el fin de asegurar la eficiencia, continuidad y equidad en el suministro. Establece condiciones para las **Ofertas Públicas de Cantidad (OPC)**, mecanismo mediante el cual los comercializadores mayoristas deben ofrecer el GLP disponible antes de asumir compromisos de exportación[7].

3 https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40694_2016.htm
4 https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=168087
5 https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0108_2021.htm
6 https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_104-2_2022.htm
7 https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_103-1_2023.htm

La resolución refuerza obligaciones de transparencia y prioridad nacional en el abastecimiento, alineándose con los principios de la Ley 142 de 1994 sobre servicios públicos domiciliarios. También busca evitar abusos de posición dominante y fomentar la competencia en el mercado mayorista de GLP.

1.3.9. Decreto Nacional 1310 de 2024

Este decreto modifica el Decreto 1073 de 2015 para establecer el marco regulatorio del **almacenamiento estratégico de combustibles líquidos y GLP**, incluyendo mezclas con biocombustibles.

Define el almacenamiento estratégico como la capacidad mínima requerida para garantizar el abastecimiento en situaciones de escasez, restricciones de transporte o emergencias nacionales[8].

El Ministerio de Minas y Energía podrá priorizar la demanda en función de criterios técnicos y geográficos, especialmente en zonas de frontera. La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) deberá realizar estudios para identificar ubicaciones críticas y definir proyectos de infraestructura. La CREG queda encargada de expedir la regulación específica para los planes de continuidad en materia de GLP.

1.4. Regulación del Transporte de Crudos y Tarifas Específicas en Oleoductos: Evolución Normativa en Colombia

El transporte de crudos por oleoducto en Colombia ha sido objeto de una evolución normativa significativa en la última década, con el objetivo de garantizar condiciones de acceso equitativas, eficiencia operativa y transparencia tarifaria. Esta transformación se ha materializado a través de resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, que han redefinido tanto los principios rectores del servicio como los esquemas tarifarios aplicables a los sistemas operados por empresas como Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

La Resolución 18-1258 de 2010 marcó un hito al establecer un marco regulatorio integral para el transporte de crudos. Basada en el artículo 212 del Decreto-ley 1056 de 1953, esta norma reconoció el transporte por oleoducto como un servicio público, sujeto a principios de libre acceso, no discriminación y precios justos. Además, introdujo definiciones técnicas clave como capacidad contratada, boletín de transporte por oleoducto (BTO) y manual del transportador, y asignó al Ministerio funciones de supervisión, registro y revisión tarifaria. Esta resolución buscó ordenar el sector y promover la eficiencia en la operación de los oleoductos.

Sin embargo, en 2014, el Ministerio expidió la Resolución 72145, que derogó la anterior y estableció un nuevo marco regulatorio. Esta norma incorporó principios de transparencia y eficiencia tarifaria, y delegó en la Dirección de Hidrocarburos la responsabilidad de expedir el reglamento técnico y definir las tarifas. La resolución reconoció la necesidad de adaptar la regulación a las nuevas condiciones del mercado, fortaleciendo el rol del Estado como garante del acceso equitativo y del desarrollo sostenible de la infraestructura de transporte.

En paralelo a la reglamentación general, el Ministerio también ha expedido resoluciones específicas para fijar tarifas en sistemas particulares. En 2016, se

8 https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=254016

emitieron las resoluciones 31480 y 31661, que establecieron los valores de transporte para diversos trayectos operados por Cenit. La Resolución 31480 fijó las tarifas para los sistemas Ayacucho-Coveñas, Ayacucho-ODC y Ayacucho-Bicentenario, estableciendo valores en dólares por barril (USD/Bbl) diferenciados por trayecto. Estas tarifas estuvieron vigentes entre el 1 de julio de 2016 y el 30 de junio de 2020, y permitieron la operación comercial bajo condiciones previamente aprobadas.

Por su parte, la Resolución 31661 de 2016 definió las tarifas para 17 sistemas de oleoductos, incluyendo trayectos como Caño Limón-Coveñas, Vasconia-Coveñas y Apiay-Orito. Al igual que la anterior, las tarifas se expresaron en USD/Bbl y se diferenciaron según el trayecto y el sistema. Esta resolución consolidó un marco tarifario integral para la operación de múltiples sistemas, garantizando condiciones claras para los agentes del mercado y facilitando la planificación de inversiones en infraestructura.

En conjunto, estas resoluciones reflejan el esfuerzo del Estado colombiano por regular de manera técnica y transparente el transporte de crudos, equilibrando los intereses de los operadores, remitentes y usuarios del sistema. La evolución normativa ha permitido mejorar la eficiencia del servicio, promover la competencia y asegurar que las tarifas reflejen los costos reales de operación, sin comprometer la rentabilidad razonable de los transportadores.

Este marco regulatorio, además de establecer las condiciones técnicas y económicas del transporte, también ha contribuido a fortalecer la institucionalidad del sector hidrocarburos, al definir con claridad las competencias del Ministerio y los mecanismos de supervisión. En un contexto de creciente demanda energética y expansión de la infraestructura, contar con reglas claras y estables resulta fundamental para atraer inversión, garantizar la seguridad jurídica y promover el desarrollo sostenible del país.

1.4.1. Reglamentación del Transporte de Crudos

En la última década, el transporte de crudos por oleoducto en Colombia ha experimentado una evolución normativa sustancial orientada a garantizar el acceso equitativo, la eficiencia operativa y la transparencia tarifaria. Esta transformación se ha reflejado en resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, como la Resolución 18-1258 de 2010, que reconoció el transporte por oleoducto como servicio público y estableció principios técnicos y económicos fundamentales, y la Resolución 72145 de 2014, que actualizó el marco regulatorio para adaptarlo a las condiciones del mercado. Además, resoluciones específicas como la 31480 y la 31661 de 2016 fijaron tarifas diferenciadas para sistemas operados por Cenit, consolidando un esquema tarifario claro y predecible. En conjunto, estas normas han fortalecido la institucionalidad del sector, promovido la inversión en infraestructura y asegurado condiciones justas para todos los agentes del mercado.Al respecto:

1.4.1.1. Resolución 18-1258 de 2010 – Ministerio de Minas y Energía

La regulación del transporte de crudos por oleoducto en Colombia se encuentra fundamentada en el artículo 212 del Decreto-ley 1056 de 1953, que lo define como un servicio público sujeto a principios de libre acceso sin discriminación y precios justos y razonables. Esta normativa aplica a las actividades de entrega, transporte y recibo de crudo por oleoducto, incorporando definiciones técnicas esenciales como capacidad contratada, capacidad efectiva, boletín de transporte por oleoducto (BTO), derecho de preferencia y manual del transportador. El Ministerio de Minas y Energía, como autoridad competente, tiene a su cargo funciones de registro de transportadores y remitentes, revisión

tarifaria, definición de metodologías de cálculo, liquidación del impuesto de transporte, así como inspección y supervisión de la infraestructura. Este marco jurídico establece las condiciones técnicas y operativas necesarias para garantizar la eficiencia, seguridad y equidad en la prestación del servicio de transporte de crudos por oleoducto en el país[9].

1.4.1.2. Resolución 72145 de 2014 – Ministerio de Minas y Energía

La resolución que deroga la Resolución 18-1258 de 2010 estableció un nuevo marco regulatorio para el transporte de crudos por oleoducto en Colombia, con fundamento en los Decretos 1617 de 2013 y 381 de 2012. Esta normativa reafirma los principios de libre acceso sin discriminación, transparencia en la operación y eficiencia tarifaria, y dispone que las tarifas deben reflejar costos eficientes y permitir una rentabilidad razonable para los transportadores. La competencia para expedir el reglamento técnico y definir las tarifas se asigna a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía. En conjunto, esta regulación actualiza el régimen aplicable al transporte de crudos, adaptándolo a las condiciones del mercado y fortaleciendo la supervisión estatal sobre la infraestructura y operación de los oleoductos[10].

1.4.2. Tarifas Específicas para Oleoductos Operados por Cenit

Las Resoluciones 31480 y 31661 de 2016, expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, establecen el régimen tarifario aplicable al transporte de crudo por oleoducto en Colombia para sistemas operados por Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. La Resolución 31480 fija las tarifas en dólares por barril (USD/Bbl) para los trayectos Ayacucho–Coveñas, Ayacucho–ODC y Ayacucho–Bicentenario, mientras que la Resolución 31661 determina los valores tarifarios para 17 sistemas adicionales, incluyendo Caño Limón–Coveñas, Vasconia–Coveñas y Apiay–Orito, entre otros. Ambas resoluciones estuvieron vigentes entre el 1 de julio de 2016 y el 30 de junio de 2020, y permitieron la operación comercial bajo condiciones tarifarias previamente aprobadas, consolidando un marco integral que garantiza transparencia, diferenciación por trayecto y estabilidad regulatoria en el servicio de transporte de crudos.

1.4.2.1. Resolución 31480 de 2016

La resolución mediante la cual se fijan las tarifas de transporte de crudo para los sistemas Ayacucho-Coveñas, Ayacucho-ODC y Ayacucho-Bicentenario tiene por objeto establecer los valores aplicables al servicio de transporte por oleoducto en dichos trayectos, conforme a lo dispuesto por el Ministerio de Minas y Energía. Las tarifas fueron determinadas en dólares por barril (USD/Bbl), diferenciadas según el trayecto específico, y su vigencia se extendió desde el 1 de julio de 2016 hasta el 30 de junio de 2020. Esta regulación permitió la operación comercial de los sistemas mencionados bajo condiciones tarifarias previamente aprobadas, garantizando seguridad jurídica, transparencia y eficiencia en la prestación del servicio público de transporte de hidrocarburos[11].

1.4.2.2. Resolución 31661 de 2016

La resolución mediante la cual se fijan las tarifas de transporte para 17 sistemas de oleoductos operados por Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S tiene por objeto establecer un marco tarifario integral aplicable a trayectos específicos como Caño Limón – Coveñas, Vasconia – Coveñas y Apiay – Orito, entre otros. Las tarifas fueron determinadas en dólares por barril (USD/Bbl), diferenciadas según el trayecto y el sistema correspondiente, y su vigencia se extendió desde el 1 de julio de 2016 hasta

9 https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Resolucion/4032203
10 https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_72145_2014.htm
11 https://cenit-transporte.com/tarifas-vigentes-oleoductos/

el 30 de junio de 2020. Esta regulación garantiza condiciones económicas claras para la operación comercial de los sistemas de transporte de crudo, promoviendo la transparencia, la eficiencia y la seguridad jurídica en el sector[12].

Conclusión

Las resoluciones mencionadas conforman el marco regulatorio esencial para el transporte de crudos por oleoducto en Colombia. La evolución normativa entre 2010 y 2014 refleja un fortalecimiento institucional y técnico en la regulación del sector, mientras que las resoluciones de 2016 sobre tarifas específicas permiten la operación eficiente y transparente de los sistemas de transporte operados por Cenit, garantizando condiciones equitativas para todos los agentes del mercado.

1.5. Proyectos Normativos en Transporte por oleoductos de crudo y Combustibles Líquidos: Ajustes Regulatorios 2016–2017

Durante los años 2016 y 2017, el Ministerio de Minas y Energía y otras entidades del sector energético colombiano impulsaron varios proyectos normativos con el objetivo de ajustar y modernizar el marco regulatorio del transporte de crudos y combustibles líquidos. Estas iniciativas respondieron a coyunturas económicas, necesidades técnicas y exigencias de transparencia en los procesos regulatorios.

En junio de 2016, se expidió la **Resolución 31285**, mediante la cual se modificó la metodología tarifaria establecida en la Resolución 72146 de 2014. Esta modificación surgió como respuesta a la caída significativa de los precios internacionales del crudo, lo que afectó la competitividad del transporte por oleoducto.

La nueva resolución introdujo la posibilidad de otorgar **descuentos comerciales en la tarifa**, siempre que se aplicaran de forma equitativa a todos los remitentes en condiciones similares. Además, se flexibilizó el esquema de acuerdos entre agentes, permitiendo que las tarifas se expresaran parcialmente en dólares y parcialmente en pesos colombianos, y que se pactaran condiciones monetarias y actualizaciones tarifarias anuales. Esta medida buscó facilitar negociaciones entre transportadores y remitentes, adaptándose a la coyuntura del mercado sin afectar la libre competencia[13].

En 2017, se avanzó en la mejora de los procesos de **publicación y participación ciudadana** en la elaboración de normas. La **Resolución 994 de 2017**, expedida por el Ministerio de Transporte, estableció los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que no requieren la firma del Presidente de la República. Esta resolución reglamentó el artículo 2.1.2.1.23 del Decreto 1081 de 2015, adicionado por el Decreto 270 de 2017, y buscó garantizar que los proyectos normativos fueran divulgados con suficiente antelación para permitir la recepción de comentarios, observaciones y propuestas por parte de la ciudadanía y los grupos de interés. La norma estableció que los plazos de publicación debían ser razonables y proporcionales, considerando la complejidad de la materia regulada y el impacto sobre los actores involucrados[14].

12 https://cenit-transporte.com/tarifas-vigentes-oleoductos/
13 https://normas.cra.gov.co/gestor/docs/resolucion_minminas_31285_2016.htm
14 https://www.redjurista.com/Documents/resolucion_994_de_2017_mt.aspx

En el mismo año, se presentó un **proyecto de modificación al Decreto 1073 de 2015**, que compila la normativa reglamentaria del sector de minas y energía. Este proyecto se enfocó en el **control y distribución de combustibles líquidos en zonas de frontera**, reconociendo la importancia estratégica de estas regiones y la necesidad de asegurar un abastecimiento eficiente y seguro. Entre los cambios propuestos se incluyó la incorporación de la refinación como parte de las actividades de distribución en frontera, el diseño de esquemas de abastecimiento diferenciados por municipio, y la exclusión de beneficios tributarios para grandes consumidores en dichas zonas. Además, se introdujo el concepto de **saturación de mercado** como criterio para limitar la entrada de nuevas estaciones de servicio, buscando evitar distorsiones en la oferta local[15].

Estos proyectos normativos reflejan el esfuerzo del Estado colombiano por adaptar su regulación a las dinámicas del mercado energético, fortalecer la participación ciudadana en la elaboración de normas, y garantizar la prestación eficiente de servicios públicos esenciales como el transporte de hidrocarburos. La flexibilidad tarifaria, la transparencia en los procesos regulatorios y la atención diferenciada a zonas estratégicas como las fronteras son elementos clave que marcan la evolución del marco normativo en este sector.

1.5.1.1. Proyecto Resolución (2016)- Modifica metodología Tarifas

La Resolución CREG 023 de 2016 tiene como propósito publicar el proyecto de resolución que establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta iniciativa se fundamenta en las leyes 142 y 143 de 1994, así como en varios decretos reglamentarios, y forma parte de un proceso regulatorio iniciado con la Resolución CREG 042 de 2013. A lo largo del proceso, se realizaron estudios técnicos y se recibieron comentarios de agentes del sector, los cuales fueron considerados en la formulación de esta nueva propuesta metodológica. El proyecto define conceptos clave como activos de conexión, activos de uso del STN, activos no eléctricos y activos no operativos, además de establecer fórmulas tarifarias y criterios para la remuneración de los transmisores nacionales. También introduce cargos por uso monomios y monomios horarios, expresados en $/kWh, y contempla definiciones sobre la base regulatoria de activos (BRA), gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), y capacidad nominal de activos. Finalmente, se invita a los interesados a presentar comentarios hasta el 16 de mayo de 2016, aclarando que la resolución no modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

1.5.1.2. Proyecto Resolución - Modifica plazos publicación regulación (2017)

La Resolución CREG 160 de 2017 tiene como finalidad hacer público el proyecto de resolución mediante el cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 157 de 2011 y 038 de 2014. Esta decisión se fundamenta en las atribuciones legales de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), especialmente las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013. Además, se apoya en el artículo 2.2.13.1.4 del Decreto 1078 de 2015, que establece la obligación de publicar en la página web de la CREG todos los proyectos de resolución de carácter general.

La resolución responde a la necesidad de ajustar los plazos de publicidad de los proyectos regulatorios, conforme al Reglamento Interno de la CREG expedido mediante la Resolución 039 de 2017. En este contexto, se invita a los agentes del sector, autoridades locales y demás interesados a presentar comentarios, observaciones o

15 https://www.bu.com.co/es/insights/noticias/proyecto-de-decreto-para-reglamentacion-de-combustibles-liquidos

sugerencias dentro de los cinco días hábiles siguientes a la publicación del proyecto. Estas observaciones deben dirigirse al Director Ejecutivo de la Comisión, ya sea por correo físico o electrónico.

Finalmente, la resolución aclara que su entrada en vigencia se da desde su publicación en el Diario Oficial, y que no modifica ni deroga disposiciones vigentes, dado que se trata de un acto de trámite[16].

1.5.1.3. Proyecto Modificación (2016) Decreto 1073 - Combustibles líquidos

El proyecto de modificación del Decreto 1073 de 2015, publicado por el Ministerio de Minas y Energía en 2016, tuvo como objetivo actualizar la regulación sobre la distribución y control de combustibles líquidos derivados del petróleo, especialmente en zonas de frontera. Esta iniciativa se fundamenta en los artículos 333, 334 y 337 de la Constitución Política, que reconocen la importancia de la intervención estatal en sectores estratégicos como los hidrocarburos, y en el artículo 212 del Código de Petróleos, que establece que el transporte y distribución de estos productos constituye un servicio público sujeto a reglamentación gubernamental.

El proyecto modifica varios artículos del Decreto 1073 de 2015, incluyendo disposiciones sobre la **Guía Única de Transporte**, que será el documento oficial para el transporte terrestre, fluvial y marítimo de crudos y combustibles líquidos. Esta guía deberá contener información detallada sobre el producto, los agentes involucrados, los medios de transporte y las rutas utilizadas. También se establecen nuevas reglas para la **expedición de reglamentos técnicos** y la **evaluación de la conformidad**, que deberán ser cumplidas por los agentes de la cadena de distribución, incluyendo distribuidores mayoristas y minoristas, plantas de abastecimiento y estaciones de servicio.

En cuanto a la **marcación de combustibles líquidos**, se introducen cambios en los artículos relacionados con los agentes responsables del procedimiento, los parámetros técnicos del marcador, y el reconocimiento de los costos de marcación dentro de la estructura de precios. Se establece que todos los combustibles distribuidos en el territorio nacional deberán estar marcados, salvo excepciones como el almacenamiento estratégico.

Respecto a la **distribución en zonas de frontera**, el proyecto propone un esquema de abastecimiento diseñado por el Ministerio, que incluirá volúmenes máximos por municipio, rutas de transporte, fuentes de despacho y planes de contingencia. Además, se definen mecanismos específicos para la distribución en estas zonas y se asignan volúmenes máximos de combustible por municipio, con posibilidad de revisión según nueva información.

Este proyecto busca fortalecer el control estatal sobre la cadena de distribución de combustibles líquidos, mejorar la trazabilidad del producto, y garantizar el abastecimiento eficiente en zonas sensibles como las fronteras, en concordancia con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y la normativa vigente[17].

16 https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0160_2017.htm
17 https://www.minenergia.gov.co/documents/8002/PROYECTO_DECRETO_MODIFICACIÓN_1073_DE_2015.pdf

1.6. Auditorías y Consultorías en el Transporte de Crudo por Oleoductos: Supervisión Técnica y Diagnóstico Sectorial

Entre 2017 y 2022, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia impulsó una serie de auditorías y consultorías estratégicas orientadas a fortalecer la supervisión técnica, la transparencia regulatoria y la eficiencia operativa del sistema de transporte de crudo por oleoductos. Estas iniciativas han sido formalizadas mediante resoluciones que ordenan diagnósticos, auditorías externas y concursos de méritos, con el objetivo de revisar el cumplimiento normativo, evaluar la infraestructura existente y proponer mejoras regulatorias.

La **Resolución 412282 de 2017** dio inicio a una consultoría técnica cuyo propósito fue elaborar un diagnóstico integral del sistema de transporte de crudo por oleoductos. Este estudio incluyó la caracterización actualizada del sector, el análisis de la regulación vigente, la evaluación de la organización industrial y la dinámica competitiva, así como la revisión de metodologías tarifarias aplicadas en países como Canadá, México, Argentina, Ecuador y Estados Unidos. El informe resultante propuso cuatro metodologías tarifarias para Colombia: *Revenue Cap, Price Cap, Troncales y Ramales, y Estampilla,* con base en entrevistas a agentes del sector y análisis técnico de los activos[18].

Posteriormente, mediante la **Resolución 31949 de 2018**, se ordenó la realización de auditorías externas sobre la actividad de transporte de crudo por oleoductos, con cargo a los transportadores. Estas auditorías debían verificar los datos reportados por las empresas transportadoras, incluyendo gastos de administración, operación y mantenimiento, así como los volúmenes transportados por trayecto y año tarifario. La resolución estableció un procedimiento de convocatoria pública para conformar una lista corta de firmas auditoras especializadas[19].

Sin embargo, en **2019**, la **Certificación 4-01-2019** suspendió temporalmente la convocatoria de auditoría, lo que reflejó dificultades operativas o administrativas en la implementación del proceso. Esta suspensión fue posteriormente superada con nuevas acciones regulatorias.

En **2021**, el Ministerio expidió la **Resolución 902**, que retomó el proceso de auditoría externa, esta vez para el periodo tarifario comprendido entre el 1 de julio de 2015 y el 30 de junio de 2019. La resolución reafirmó que las auditorías serían realizadas por empresas especializadas, seleccionadas mediante convocatoria pública, y que su costo sería asumido por los transportadores. El objetivo era verificar el cumplimiento de las resoluciones 72145 y 72146 de 2014, así como de las normas que las modificaran o sustituyeran[20].

Ese mismo año, la **Resolución 00924 de 2021** autorizó una consultoría para revisar el reglamento de transporte de crudo por oleoductos. El contrato resultante incluyó el diagnóstico del reglamento vigente, la identificación de oportunidades de mejora y la construcción de modelos para la valoración de infraestructura, con el fin de actualizar el marco regulatorio y tarifario del sector[21].

En **2022**, el proceso de fortalecimiento institucional continuó con la **Resolución 953**, que declaró desierto un concurso de méritos relacionado con auditorías o consultorías en el sector. Esta declaratoria evidenció los retos que enfrenta la administración pública en la

18 https://www.minenergia.gov.co/documents/3145/201217_estudio_oleoductos_MME_2017.pdf
19 https://portal.ocensa.com.co/bto/Paginas/Convocatoria-resolucion-31949-18.aspx
20 https://www.oleoductodecolombia.com/wp-content/uploads/2022/07/Resolucion_00902_de_05_Noviembre_2021.pdf
21 https://www.contratos.gov.co/consultas/detalleProceso.do?numConstancia=21-15-12358380

contratación de servicios especializados, especialmente en sectores técnicos como el transporte de hidrocarburos.

Finalmente, la **Resolución 1143 de 2022** abrió el concurso de méritos CM-015-22, orientado a revisar las tarifas aplicables al transporte por oleoductos. Esta convocatoria buscó seleccionar una firma consultora que desarrollara una nueva metodología tarifaria, considerando criterios de eficiencia, equidad y sostenibilidad, en línea con las mejores prácticas internacionales. [22]

En conjunto, estas resoluciones reflejan el compromiso del Estado colombiano con la supervisión técnica, la transparencia regulatoria y la mejora continua del sistema de transporte de crudo. Las auditorías externas y las consultorías especializadas se han convertido en herramientas clave para garantizar que las tarifas sean justas, que la infraestructura opere eficientemente y que los agentes del sector cumplan con los estándares normativos establecidos.

1.7. Infraestructura, Tarifas y Tecnología: Claves Normativas del Sector Oleoductos en Colombia

El desarrollo normativo del sector oleoductos en Colombia ha estado marcado por resoluciones que articulan la entrada en operación de infraestructura, la fijación de tarifas de transporte de crudo y la adopción de herramientas tecnológicas para la gestión del sistema. Entre 2017 y 2023, el Ministerio de Minas y Energía ha expedido normas clave que reflejan la evolución técnica, económica y digital del transporte por oleoductos.

En 2017, la **Resolución 311011** autorizó la entrada en operación del oleoducto San Fernando, una infraestructura estratégica para el transporte de crudo en el país. Esta resolución formalizó el inicio de actividades del sistema, permitiendo su integración al esquema nacional de transporte y habilitando su participación en el mercado bajo condiciones reguladas[23].

Complementariamente, la **Resolución 311015 del mismo año** aprobó la tarifa de transporte aplicable al oleoducto San Fernando. Esta tarifa fue calculada conforme a la metodología establecida en la Resolución 72146 de 2014, considerando variables como inversión, operación, mantenimiento y rentabilidad razonable. La aprobación tarifaria es requisito indispensable para que cualquier oleoducto entre en servicio, conforme al Código de Petróleos[24].

En 2019, el Ministerio expidió la **Resolución 31123**, que modificó la metodología tarifaria vigente y estableció un nuevo esquema de negociación para el periodo tarifario 2019–2023. Esta norma introdujo la posibilidad de acuerdos directos entre transportadores y remitentes, reduciendo la carga administrativa de cálculos tarifarios y promoviendo tarifas más eficientes. Según el balance oficial, el 77,9% de los tramos tarifarios fueron definidos por negociación, con reducciones promedio del 30% frente a las tarifas calculadas por fórmula[25].

Como complemento técnico, la **Circular 31001 de 2019** definió el procedimiento operativo para la aplicación de las tarifas durante el periodo 2019–2023. Este documento incluyó cronogramas, formatos de comentarios, matrices de observaciones y lineamientos para la publicación de documentos soporte en el Boletín del Transportador (BTO), fortaleciendo la

22 https://www.minenergia.gov.co/documents/11743/Resolución_metodologia_tarifaria_transporte_oleoductos_para_comentarios.pdf
23 https://snifa.sma.gob.cl/UnidadFiscalizable/Ficha/8140
24 https://ocensa.com.co/tarifas-vigentes.html
25 https://www.minenergia.gov.co/documents/7963/Resolución_31123_de_15_de_mayo_de_2019.pdf

transparencia y la participación ciudadana en el proceso tarifario[26].

Finalmente, en 2023, la **Resolución 40483** marcó un avance tecnológico al adoptar el **Sistema de Información de Guías Digitales (SIGDI)**. Este sistema aplica a las actividades de transporte terrestre, fluvial, marítimo y férreo de hidrocarburos, combustibles líquidos, biocombustibles y derivados del petróleo. SIGDI busca digitalizar las guías de transporte, optimizar la trazabilidad de los productos y facilitar la supervisión estatal. La resolución se enmarca en los principios de transformación digital establecidos por la Ley 1955 de 2019 y la Ley 2052 de 2020, y responde al mandato constitucional de intervención estatal en la economía para proteger el interés general[27].

En conjunto, estas normas evidencian el esfuerzo del Estado colombiano por modernizar el sector oleoductos, integrando infraestructura física, eficiencia tarifaria y herramientas digitales. La articulación entre regulación técnica, negociación económica y transformación tecnológica constituye una base sólida para garantizar un transporte de crudo seguro, competitivo y transparente.

1.7.1. Resolución No. 311011 de 2017, "Por la cual se establece la metodología tarifaria para el transporte por oleoductos".

La resolución establece la metodología tarifaria para el servicio de transporte de crudo por oleoductos en Colombia. Define los criterios técnicos, económicos y regulatorios que deben aplicar los transportadores para calcular y cobrar las tarifas, con el fin de garantizar eficiencia, transparencia y sostenibilidad en el sector.

Entre los aspectos centrales, se fijan: la estructura tarifaria basada en costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento; el reconocimiento de remuneración al capital mediante la tasa de retorno regulada; la aplicación de cargos diferenciados según segmentos y tramos de transporte; y la obligación de publicar y reportar la información para conocimiento de los usuarios y de la autoridad reguladora. Asimismo, se busca incentivar la competencia y uso eficiente de la infraestructura, evitando prácticas anticompetitivas y asegurando la cobertura del servicio. En suma, la resolución ofrece un marco metodológico para equilibrar la rentabilidad de las empresas transportadoras con la protección de los usuarios y el desarrollo del mercado de hidrocarburos.

1.7.2. Resolución 311015 en 2017- Aprobación tarifa San Fernando

La Resolución CREG 311015 de 2017 corresponde a la aprobación de la tarifa para la prestación del servicio público de gas combustible por redes de tubería en el municipio de San Fernando. Esta resolución fue expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos reglamentarios que desarrollan el marco tarifario del sector energético.

El acto administrativo establece los cargos tarifarios aplicables a los usuarios regulados del servicio en dicha localidad, conforme a la metodología definida en resoluciones previas como la CREG 011 de 2003. Esta metodología contempla componentes como el cargo fijo, el cargo variable, el costo de distribución, comercialización, transporte y pérdidas, entre otros elementos que conforman el costo unitario de prestación del servicio.

La resolución también incluye consideraciones técnicas y económicas que justifican la aprobación de los valores tarifarios, tales como la estructura de costos presentada por el prestador del servicio, la validación de los volúmenes de consumo, y la aplicación de subsidios y contribuciones conforme al

26 https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/1073/norma/
27 https://www.suin-juriscol.gov.co/clp/contenidos.dll/Resolucion/30048961

régimen legal vigente. Su publicación en el Diario Oficial garantiza la transparencia del proceso regulatorio y permite su aplicación por parte de la empresa prestadora en el municipio de San Fernando.

1.7.3. Resolución 31123 de 2019, "Por la cual se modifica la resolución 71246 de 2014, adoptando medidas en relación con la fijación de la tarifa por el transporte de crudo por oleoductos y se dictan otras disposiciones".

Determina la revisión integral de la metodología para la fijación de tarifas de transporte por oleoductos, estableciendo los términos de negociación directa entre el Ministerio de Minas y transportadores, esto con el fin de presentar propuestas y alternativas de manera conjunta y articulada que permitan fortalecer la transparencia y uniformidad en las condiciones del mercado, fomentando la transparencia y la confianza en el sector de los hidrocarburos para la garantía de operaciones más seguras y eficientes.

1.7.4. Circular 31001 del 15 de mayo del 2019 cuyo asunto es: "Procedimientos relacionados con la fijación de la tarifa por el transporte de crudo por oleoductos para el periodo 2019 – 2023 y se dictan otras disposiciones".

Informa el procedimiento y cronograma para llevar a cabo las sesiones referidas al periodo de negociación de las tarifas para el transporte de crudo por oleoductos para el periodo 2019 – 2023. Dentro de las sesiones se busca analizar y evaluar las propuestas o alternativas relacionadas con la información contenida en los expedientes tarifarios en la que se podrán revisar las variables o criterios a aplicar en dicha fijación de tarifas.

1.7.5. Resolución 40483 de 2023 "Por la cual se adopta el Sistema de Información de Guías Digitales (SIGDI), relativa a la actividad de transporte terrestre, fluvial, marítimo y férreo de hidrocarburos, combustibles líquidos, biocombustibles, mezclas y otros derivados del petróleo.".

Tiene como objeto adoptar el Sistema de Información de Guías Digitales (SIGDI), plataforma destinada a regular y controlar el transporte terrestre, fluvial, marítimo y férreo de hidrocarburos, y demás derivados del petróleo. Su fundamento normativo se encuentra en el artículo 147 de la Ley 1955 de 2019, que impone a las entidades nacionales la obligación de avanzar en la transformación digital bajo lineamientos del MinTIC. El sistema sustituye la tradicional guía física por una guía digital de transporte, garantizando seguridad documental, confiabilidad en la trazabilidad y reducción de costos.

Esta Resolución aclara su ámbito de aplicación (operadores y agentes de la cadena de transporte de hidrocarburos); define los agentes a quienes les aplica lo allí reglamentado; señala que quien administre el SIGDI podrá hacer uso de las fuentes de información que considere necesarias; menciona el medio por el cual será generada la guía de transporte (plataforma del SIGDI); explica quiénes son los usuarios habilitados; reconoce la gratuidad de la guía digital de transporte; indica la vigencia de la guía (24 horas); contempla la verificación y custodia a cargo del Ministerio de Minas y Energía; consagra el mecanismo de contingencia ante la indisponibilidad temporal del SIGDI (SICOM); menciona la transición de la guía física a la digital y, contempla las sanciones ante el incumplimiento de lo aquí regulado.

Finalmente, es de señalar que esta Resolución se encuentra vigente y las guías digitales en uso.



SECCIÓN IV

Regulación Energética y Jurisprudencia: Claves para la Inclusión y la Sostenibilidad

Avances Jurisprudenciales

MARÍA ALEJANDRA SALAZAR ROJAS
CLARA NATALIA BERNAL AMADO
EDGAR ANDRÉS ARTUNDUAGA TRUJILLO
CARLOS DUSSÁN CALDERÓN
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

La presente sección resume, compila y analiza una serie de sentencias relevantes que han marcado el desarrollo jurídico del sector de hidrocarburos en Colombia, especialmente en lo que respecta al transporte por oleoducto, las exenciones tributarias, la consulta previa, las servidumbres petroleras y la gestión fiscal de las empresas del midstream. Este trabajo, busca ofrecer al lector una visión crítica y estructurada sobre cómo la jurisprudencia ha interpretado y delimitado los alcances normativos en un sector estratégico para la seguridad energética del país.

A lo largo de las decisiones aquí recopiladas, se evidencia la tensión entre la autonomía tributaria de los entes territoriales y el régimen especial de exenciones consagrado en el Código de Petróleos. La Corte Constitucional y el Consejo de Estado han reiterado que ciertas actividades, como el transporte de crudo por oleoducto, no pueden ser gravadas con impuestos locales, en virtud de su carácter estratégico y de utilidad pública. Estas decisiones han sido fundamentales para garantizar la seguridad jurídica de las empresas del sector y evitar la doble tributación.

Otro eje temático abordado es el uso de mecanismos técnicos para la resolución de controversias contractuales, como el dictamen pericial. La jurisprudencia ha evolucionado desde su reconocimiento como herramienta válida en contratos estatales, hasta su derogación por normas posteriores que regulan el arbitraje técnico. Este cambio normativo ha generado debates sobre el acceso a la justicia, la competencia de los peritos y la fuerza vinculante de sus decisiones.

Asimismo, se analizan sentencias relacionadas con la consulta previa en proyectos de infraestructura energética, especialmente en contextos de comunidades étnicas. La Corte Constitucional ha reafirmado que este derecho fundamental solo procede ante afectaciones directas, pero ha exigido a las autoridades ambientales garantizar el acceso a la información y la participación efectiva de las comunidades, en cumplimiento del principio de prevención y del derecho de petición.

Finalmente, se incluyen decisiones sobre la tributación de indemnizaciones por servidumbre petrolera, la depreciación acelerada de activos y la deducibilidad de ciertos gastos. Estos fallos permiten delimitar con precisión las obligaciones fiscales de las empresas del sector, fortaleciendo la seguridad jurídica y la planeación tributaria. En conjunto, esta compilación ofrece al lector una herramienta útil para comprender el marco legal vigente, anticipar riesgos regulatorios y promover una gestión responsable en el sector energético colombiano.

1. Exenciones Tributarias en el Sector de Hidrocarburos: ¿Límite Constitucional o Política Económica?[1]

Un ciudadano, demandó la inconstitucionalidad el artículo 16, parcial, del Decreto 1056 de 1953 **"por el cual se expide el Código de Petróleos"**, disposición que prevé lo siguiente:

> *La exploración y explotación del petróleo, el petróleo que se obtenga, sus derivados y su transporte, las maquinarias y demás elementos que se necesitaren para su beneficio y para la construcción y conservación de refinerías y oleoductos, quedan exentos de toda clase de impuestos departamentales y municipales, directos o indirectos, lo mismo que del impuesto fluvial."(...).*

De acuerdo con el demandante, dicha norma desconoce la Constitución Política de 1991 (arts.1 y 287), en cuanto a la autonomía de los entes territoriales para la gestión de sus intereses (art. 287), el establecimiento de los tributos como manifestación de esa autonomía (art. 287), la concesión de exenciones o tratamientos especiales sobre los tributos de propiedad de las entidades territoriales (art. 294), la intangibilidad de los bienes y rentas de las entidades territoriales, ya que son de su exclusiva propiedad y gozan de las mismas garantías que la propiedad y rentas de los particulares (art. 362).

De igual manera, argumenta su demanda indicando que estas mismas razones fueron expuestas en la sentencia C-177 de 1996, por parte del M.P. José Gregorio Hernández, quien también se refirió a la inconstitucionalidad de las exenciones tributarias legales sobre los tributos de las entidades territoriales.

En el análisis previo sobre la naturaleza jurídica del Decreto 1056 de 1953, la Corte Constitucional encontró que corresponde a la clase de decretos expedidos con fundamento en el numeral 11 del artículo 76 de la Constitución de 1886 [num. 9, art. 150 de la Constitución actual], porque la ley confirió autorización especial al Gobierno para "codificar" las disposiciones legales sobre petróleos y, al advertir que el contenido del artículo 13 de la Ley 37 de 1931, inciso primero, es idéntico al del artículo 16, inciso primero, del Código de Petróleos, entendió que existe identidad material y conforman una unidad normativa susceptible de control por esa Corporación, a la luz de la Constitución de 1991.

Con el fin de decidir, la Corte dividió el estudio en dos partes a saber:

La primera, en cuanto la exención hace referencia a "la exploración y explotación del petróleo, el petróleo que se obtenga, sus derivados", que corresponde a la parte inicial de la norma, sobre la que ya se había pronunciado en la sentencia C-567 de 1995, que declaró exequible el artículo 27 de la Ley 141 de 1994, "Ley de Regalías", que prohibía a las entidades territoriales establecer gravámenes sobre la explotación de los recursos naturales no renovables.

Encuentra la Corte que la exención consagrada en el artículo 16 del Código de Petróleos para la *"exploración y explotación del petróleo, el petróleo que se obtenga, sus derivados"*, es semejante a la prohibición hecha a las entidades territoriales, para establecer gravámenes, en relación con la explotación de los recursos naturales, establecida en el artículo 27, pues el petróleo y sus derivados, son recursos naturales no renovables. En consecuencia, las explicaciones expresadas en la sentencia C-587, sobre la incompatibilidad para el cobro simultáneo de regalías e impuestos, son las mismas que ahora se tienen para apoyar la exequibilidad del artículo 16, en

1 Este escrito obedece al resumen de la Sentencia C – 537 de 1998 de la Corte Constitucional.

relación con la exención en la explotación de hidrocarburos.

Sobre esta incompatibilidad entre la generación de regalías y la de establecer impuestos, la Corte, en la sentencia C-221 del 29 de abril de 1997, se indicó lo siguiente: (...) *"la Corte no puede admitir que los impuestos coexistan con las regalías, ya que no existen criterios prácticos que permitan ejercer un control constitucional adecuado a fin de evitar que los impuestos sobre la explotación de los recursos no renovables terminen desfigurando un régimen como el de las regalías, que no es sólo de obligatorio cumplimiento sino que, además, sus contornos esenciales fueron ya definidos por el propio Constituyente." (...)*

De conformidad con lo anterior, indica la Corte: *"existe una incompatibilidad entre el deber constitucional consagrado en el artículo 360, sobre la obligación de imponer una contraprestación económica, a título de regalía, causada por la explotación de un recurso natural, y el establecimiento de un impuesto"*[1], tal y como se expone en la sentencia C-221 de 1997: *"la consagración de un impuesto que grave la explotación de un recurso natural no renovable estaría sustrayendo ingresos del Estado cuya destinación está determinada por la propia Constitución" (artículos 360 y 361 de la C.P.)".*

Igualmente, la Corte señala que, la exención del artículo 16 del Decreto 1056 de 1953, para la explotación del petróleo y sus derivados, no afecta a los municipios en el cobro de los impuestos de industria y comercio, el cual corresponde a todas las actividades comerciales, industriales y de servicio, que se realicen en los municipios.

En sus argumentos, trae de presente la sentencia C-567 de 1995 (mencionada en relación con la exequibilidad del artículo 27), que declaró exequible la limitación prevista en este parágrafo para el cobro del impuesto de industria y comercio. *"Estimó la Corte que se trata de evitar que la producción de hidrocarburos, que son de propiedad del Estado, ya afectada con la carga de la regalía, sea, a su vez, gravada, en forma excesiva, por el tributo de industria y comercio. Por consiguiente, el impuesto de industria y comercio se puede imponer por parte de las entidades territoriales, bajo la limitación establecida por la ley."*[2]

La Corte concluyó que "la exención prevista en el artículo 16 del Código de Petróleos en relación con la explotación del petróleo, el petróleo que se obtenga y sus derivados es exequible, pues según lo expuesto, no puede ser simultánea la imposición de regalías y otras cargas tributarias". En relación con la exploración, observó que "es un asunto propio de la competencia del legislador, conforme a la potestad que le asiste para dictar las leyes en todos los ramos del derecho", por lo que, el legislador "puede decidir su imposición o la exención del mismo, sin que en ninguno de los dos casos se vulnere la Constitución".

En la segunda parte, que se refiere a "las exenciones en materia de impuesto de transporte del petróleo y sus derivados, las maquinarias y demás elementos que se necesitaren para su beneficio y para la construcción y conservación de refinerías", la Corte señaló que el petróleo es uno de los recursos naturales de mayor impacto económico y político del país, de propiedad del Estado (art. 332 C.P.). Que, por disposición constitucional, el Estado interviene en la explotación de los recursos naturales (art. 334 C.P.), por lo que la intervención del legislador al declarar esta clase se exenciones, por política económica y social para estimular a los particulares en asuntos de importancia macroeconómica, no resulta inconstitucional.

Añade la Corte que, esta facultad lleva implícita, también, la posibilidad de levantar o introducirle modificaciones a esta prohibición, si, de acuerdo con las circunstancias de la política económica del país así lo requiere.

Finalmente, en relación con las exenciones en mención, la Corte realizó las siguientes precisiones:

i. El impuesto de transporte del petróleo fue cedido a las entidades territoriales (L. 141 de 1994, art. 26, par.), por lo que la prohibición de gravar esta actividad resulta razonable, toda vez que la prohibición no las priva de los recursos para el cumplimiento de sus funciones.

ii. La exención en cuanto se refiere a "las maquinarias y demás elementos que se necesitaren para su beneficio y para la construcción y conservación de refinerías" no se inmiscuye en los tributos propios de los municipios, toda vez que los inmuebles en que se desarrolla la actividad son objeto de los impuestos y contribuciones correspondientes (p.e. predial y valorización); la maquinaria, los tributos serían arancelarios "de índole diferente" y; el impuesto de industria y comercio "puede ser exigido con las limitaciones contenidas en la ley".

Así bien, respecto de la imposición de los gravámenes a la exploración, la Corte determinó que es un asunto de competencia del legislador de acuerdo con el artículo 150 de la Constitución Política, quien decidió que los entes territoriales no puedan gravar la actividad exploratoria, lo cual no vulnera la Constitución, y si el legislador decidirá levantar tal prohibición, en principio no existiría ningún impedimento constitucional para que lo realizara.

Respecto a las exenciones en materia de impuesto de transporte del petróleo y sus derivados, las maquinarias y demás elementos que se necesitaren para su beneficio y para la construcción y conservación de refinerías, la Corte se remite a lo señalado en la sentencia C-219 de 1997, para determinar la titularidad de un tributo. De esta forma, se concluyó que estos gravámenes no han sido objeto de regulación por parte de las asambleas o consejos de los entes territoriales. Su regulación corresponde al legislador, en ejercicio de sus funciones constitucionales, establecidas en el artículo 150, numeral 12, de la Constitución.

Por lo anterior, declara exequibles el inciso primero del artículo 13 de la ley 37 de 1931 y el inciso primero del artículo 16 del decreto 1056 de 1953, Código de Petróleos.

2. Peritos y Justicia: Límites Constitucionales en la Resolución de Controversias Petroleras[2].

Los artículos 56 y 57 del Decreto Legislativo 1056 de 1953 (Código de Petróleos) establecen los parámetros que se deben tener en cuenta en la fijación de la tarifa para el sistema de transporte de crudo por oleoductos, de la siguiente manera:

> *"**ARTICULO 56.** El Gobierno, de acuerdo con los contratistas de exploración y explotación de oleoductos, o de acuerdo con los explotadores de petróleo de propiedad privada, fijará las tarifas de transporte, teniendo en cuenta:*
>
> *1. La amortización del capital invertido en la construcción.*
>
> *2. Los gastos de sostenimiento, administración y explotación.*
>
> *3. Una garantía equitativa para el empresario, que se fijará de acuerdo entre éste y el Gobierno, sobre la base de las utilidades que en otros países, y especialmente en los Estados tengan las empresas semejantes de oleoductos, y teniendo en cuenta también el desarrollo económico de los campos petrolíferos servidos por el oleoducto de que se trata.*

2 Resumen de Sentencia C-021-20 de 7 de febrero de 2020, magistrada ponente dra. Diana Fajardo Rivera. Corte constitucional.

Las disposiciones de este artículo son aplicables a los otros sistemas de transporte del petróleo y sus derivados. Ningún oleoducto que se construya en el país podrá darse al servicio sin la aprobación de las tarifas de transporte, impartida por el Gobierno de conformidad con este artículo. ***En caso de no llegar a un acuerdo para la fijación de tarifas, el asunto se resolverá por peritos nombrados de conformidad con el Artículo 11 de este Código".*** (Negrilla y subrayado fuera del texto original).

ARTÍCULO 57. *El Ministerio de Minas y Petróleos, de acuerdo con cada uno de los explotadores de toda clase de oleoductos, revisará las tarifas de transporte, trasiego y almacenamiento, cada cuatro (4) años, para fijar las que hayan de regir en el período siguiente y teniendo en consideración:*

a) Los gastos de sostenimiento, administración y explotación debidamente comprobados;

b) Las reservas o gastos por depreciación, amortización e impuestos, y

c) Una utilidad líquida equitativa para el empresario del oleoducto.

Para determinar la utilidad líquida equitativa de cada empresario se tomará en cuenta el justo valor del oleoducto en la época de la revisión de las tarifas, así como el período de desarrollo en que se encuentra la empresa, la duración del contrato y el mutuo interés del transportador y los cargadores.

En caso de no llegar a un acuerdo para la revisión de las tarifas, el asunto se resolverá por peritos nombrados de conformidad con el artículo 11 de este Código. *También podrán revisarse las tarifas en cualquier tiempo, a solicitud de los empresarios de oleoductos o de los cargadores o de oficio, cuando sobrevengan a juicio del Gobierno, imprevisibles y graves alteraciones de la normalidad económica que afecten el equilibrio financiero del contrato de la empresa transportadora o de los cargadores.".* (Negrilla y subrayado fuera del texto original).

Esta expresión subrayada fue acusada de inconstitucionalidad (artículos 56 y 57 del Decreto 1056 de 1953), así como varios fragmentos de los artículos 3, 8, 11 y 27 de ésta misma norma.

Estos enunciados normativos prevén que los desacuerdos sobre ciertos asuntos técnicos que surjan entre el Gobierno y los concesionarios, compañías o contratistas, en el campo de la explotación de petróleo, deberán dirimirse mediante el concepto de peritos. Así mismo, el inciso final del artículo 11 permite a las partes acordar el mismo mecanismo de solución de controversias en relación con otras cuestiones concretas. En ambos casos, las disposiciones señalan que los dictámenes emitidos tienen fuerza de sentencia con autoridad de cosa juzgada, sobre la cuestión o cuestiones decididas.

Las discrepancias previstas en las disposiciones se refieren básicamente a: *(i)* los costos de la perforación de los pozos que contengan helio y otros gases raros en los que haya incurrido el concesionario, mientras llevaba a cabo la exploración o explotación de petróleo de una zona concedida en concesión (Art. 3); *(ii)* la calificación de las competencias de los empleados u obreros nacionales, para efectos de prelación en el empleo dentro del mismo campo de trabajo (Art. 8); *(iii)* la capacidad productora máxima de los pozos de petróleo (Art. 27); *(iv)* **las tarifas de transporte del petróleo y sus derivados** (Art. 56), y *(v)* las **tarifas de transporte, trasiego y almacenamiento del recurso natural** (Art. 57).

Indicó la Corte Constitucional que, si bien se trata de varios contenidos normativos, las disposiciones acusadas tienen un elemento en común. Fijan un mismo mecanismo, referido al concepto técnico de peritos, para solucionar discrepancias en asuntos eminentemente técnicos, que puedan

presentarse en desarrollo de contratos para la explotación del petróleo crudo.

El demandante afirma que estas disposiciones transgreden *(i)* el artículo 116 de la C.P., que no habilita a los peritos a administrar justicia, así como *(ii)* los derechos al debido proceso, a la segunda instancia y a acceder a la justicia (Arts. 29, 31 y 229 C.P.). Esto último, por cuanto, en su criterio, las normas acusadas asignan a una persona que no tiene la calidad de juez, la solución de un conjunto de controversias, sin prever términos o etapas procesales, ni tampoco la posibilidad de controvertir el concepto emitido, pese a que se trata de una decisión con fuerza de sentencia y autoridad de cosa juzgada.

Adicionalmente, alude a que se trata de un mecanismo pericial de carácter forzoso para resolución de las respectivas discrepancias. A su juicio, esta obligatoriedad desconoce el principio de voluntariedad o habilitación de las partes, requerido en los casos en los cuales particulares son investidos transitoriamente de la función de administrar justicia, conforme al inciso 4º del artículo 116 de la Constitución.

La Corte Constitucional, dentro de sus consideraciones indicó que, las normas sobre mecanismos alternativos de solución de conflictos de naturaleza técnica, aplicables a los contratos estatales en la materia, fueron sistematizadas con carácter general en el Decreto 1818 de 1998 (Estatuto de los Mecanismos Alternativos de Solución de Conflictos). En este sentido, subrayó que dicha normatividad contempló el dictamen técnico a voluntad de las partes (Art. 231) y se ocupó integralmente del arbitraje (Arts. 115 a 222), incluido el de carácter técnico (Art. 170).

Señaló que, con posterioridad, las anteriores disposiciones fueron expresamente derogadas por la Ley 1563 de 2012 (Art. 118), Estatuto de Arbitraje Nacional e Internacional, el cual, entonces, en la actualidad regula todas las clases de arbitraje, comprendido el de índole técnica (Art. 1). De la misma manera, expresó que, en virtud del artículo 76 de la Ley 80 de 1993, precepto que faculta a las entidades estatales con competencias en contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, para diseñar sus propios esquemas y trámites contractuales, en este tipo de actos jurídicos también puede ser pactado, además del arbitraje, el dictamen técnico para la solución de controversias de dicho carácter.

Concluyendo, específicamente que, el mecanismo de solución de controversias contenido en las expresiones acusadas fue objeto de derogatoria orgánica en los términos indicados y, dado que el demandante tampoco evidenció que las reglas correspondientes se encuentren hoy produciendo efectos jurídicos, la Corte debe inhibirse de emitir pronunciamiento de fondo sobre su constitucionalidad.

Así bien, la Corte Constitucional se declaró INHIBIDA de fallar sobre este inciso por carencia actual del objeto, debido a que encontró que las reglas sobre el dictamen pericial para la resolución de controversias técnicas en materia de contratos estatales de exploración y explotación de petróleo, previstas en los enunciados censurados, se encuentran orgánicamente derogadas.

3. ¿Puede el Municipio Gravar el Oleoducto? Análisis de la Sentencia del Consejo de Estado sobre el Artículo 53 del Acuerdo 035 de 2001[3].

En esta providencia se decide el recurso de apelación interpuesto por la demandante contra la sentencia del 18 de mayo de 2006, proferida por el Tribunal Administrativo de Casanare, desestimatoria de lo solicitado en la demanda de nulidad instaurada por Lucy Cruz de Quiñones contra el artículo 53 (parcial) del Acuerdo 035 de 2001, expedido por el Concejo Municipal de Monterrey – Casanare, por medio del cual se adopta el Nuevo Estatuto de Rentas del Municipio.

El mencionado artículo 53 reza:

"ARTÍCULO 53 – ACTIVIDADES ECONÓMICAS Y TARIFAS

Código	ACTIVIDAD DE SERVICIOS	Tarifa
305	*Consultoría, Asesoría e Interventoría a obras civiles, Profesional, contratistas de construcción en obras civiles, vigilancia privada, seguridad industrial y/o comercial, mantenimiento y operación de oleoductos, contratos de arrendamientos de oleoductos y servicios, Servicios de transporte vehicular terrestre privado local e intermunicipal, comunicaciones, servicio de audiovisuales y otros servicios de telecomunicaciones, contratos de inspección y vigilancia, alquiler de todo tipo de equipos o muebles* ***y todas y cada una de las actividades relacionadas con la actividad petrolera, servicio de transporte por oleoducto y actividades afines.***	*10 por mil*

Expuso la demandante que, existe la prohibición a los municipios de gravar con impuesto de industria y comercio, el transporte de petróleo por oleoducto, razón para anular la norma demandada. Citó como normas violadas los artículos 16 inciso primero del Decreto 1056 de 1953 Código de Petróleos (exención de todo tipo de impuesto territorial directo o indirecto, a la exploración y explotación de petróleo), y 287 y 313[4] de la Constitución Política.

La demandante manifestó que la Ley 14 de 1983 (artículo 39) ratificó la exención con la prohibición de gravar con dicho tributo a la exploración y explotación de los hidrocarburos y la condicionó al pago de regalías. Eso fue reiterado por la Ley 141 de 1994 (artículo 27). Adicionó que la prohibición de imponer gravámenes al transporte por oleoducto se fundamenta en que existe un impuesto de transporte sobre oleoductos creado por el artículo 42 de la Ley 37 de 1931. Asimismo, el artículo 52 del Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953) ordenó que todos los oleoductos que se construyeran a partir del 7 de octubre de 1952 pagarían un impuesto del 6% del valor resultante de multiplicar el número de barriles transportados por la tarifa vigente para cada oleoducto.

Aunado a lo anterior, el artículo 2 del Código de Minas señala que se excluyen del ámbito de aplicación del Código, la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

El Tribunal Administrativo de Casanare mediante auto, decretó la suspensión provisional de la norma demandad por contradicción flagrante con el artículo 16 inciso primero del Decreto 1056 de 1953, sin embargo, el Consejo de Estado mediante providencia de 12 de agosto de 2004 revocó la decisión por considerar que debían determinarse una serie de aspectos sobre los destinatarios de la norma demandada.

3 Resumen de sentencia del Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, del 04 de Junio de 2009, Consejero Ponente William Giraldo Giraldo, Expediente 85001-23-31-000-2003-00452-02(16084).

El municipio de Monterrey, Casanare contestó la demanda y señaló que el artículo 16 del Código de Petróleos no se aplica en este caso, pues éste se refiere a las empresas que a nombre de la Nación adelanten actividades de exploración y explotación del petróleo; agregando que no es factible que un Decreto, el 1056 de 1953, prohibiera que el Congreso y el Consejo Municipal hagan uso a futuro de una facultad que la ley les otorgó como la de gravar con el impuesto de industria y comercio a todas las personas que realicen actividades dentro de su jurisdicción.

El Tribunal Administrativo de Casanare mediante sentencia negó las pretensiones de la demanda al considerar que el artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 se refirió a diversas actividades de la industria del petróleo exploración, explotación, el producto obtenido y el transporte del petróleo y de sus derivados. Que el Impuesto de industria y comercio recae sobre las actividades industriales, comerciales y de servicios. Que la prohibición consagrada en el artículo 27 de la Ley 141 de 1994 se refiere solamente a la actividad industrial de explotación de los recursos naturales no renovables (hidrocarburos), al igual que la prohibición prevista en el literal c) del artículo 39 de la Ley 14 de 1983 en función de las regalías. Que el artículo 50 de la Ley 141 de 1994 dispuso que los municipios productores podrían someter a industria y comercio las actividades de explotación en los términos y con las restricciones del artículo 39 citado.

Por lo anterior concluyó que el artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 dejó de regir cuando entró en vigencia la Ley 14 de 1983 porque reguló el tema de manera diferente. Señaló que el Acuerdo demandado tiene el apoyo jurídico del artículo 39 de la Ley 14 de 1983. Sumado a que la tributación de quienes prestan servicio de transporte de hidrocarburos no difiere substancialmente de quienes transportan mercancías y personas por vía terrestre. En síntesis, el Tribunal consideró que el artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 dejó de regir cuando entró en vigencia la Ley 14 de 1983 al regular el tema de forma distinta.

La demandante apeló la mencionada sentencia indicando que la Ley 14 de 1983 regula el impuesto de industria y comercio y que otras regulaciones no se oponen a ella, como lo es el caso de la Ley 56 de 1981 para las empresas generadoras de energía eléctrica y la del Código de Petróleos que consagra las exenciones para las actividades petroleras.

El Ministerio Público solicitó revocar la sentencia recurrida dado que el artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 se encuentra vigente y ha sido declarado exequible en su totalidad por parte de la Corte Constitucional.

Así bien, el Consejo de Estado, determinó como problema jurídico el siguiente: ¿El artículo 16 del Código de Petróleos se encuentra vigente? y, ¿el transporte de petróleo puede ser gravado con el impuesto de industria y comercio, teniendo en cuenta que existe un impuesto nacional de transporte de petróleo?

Dentro de sus consideraciones, indicó que en 1983 se expidió la Ley 14, por medio de la cual se fortalecieron los fiscos de las entidades territoriales y se reguló el impuesto de industria y comercio sobre las actividades industriales, comerciales y de servicios que se realizaran dentro de la jurisdicción municipal. El artículo 39 dejó a salvo ciertas situaciones reguladas anteriormente como exentas del tributo, como lo son las prohibiciones que consagra la Ley 26 de 1904 y, para los Departamentos y Municipios, subsisten las prohibiciones de gravar con el impuesto de industria y comercio, la explotación de canteras y minas diferentes de sal, esmeraldas y metales preciosos, cuando las regalías o participaciones para el municipio sean iguales o superiores a lo que corresponderá pagar por concepto del impuesto de impuesto de industria y comercio.

Expuso la Alta Corporación que, la Ley 141 de 1994 que crea el Fondo Nacional de Regalías, cedió a las entidades territoriales el impuesto de transporte por todos los oleoductos, y gasoductos estipulados en los contratos y normas vigentes, incluyendo los de ECOPETROL. Adicionalmente, el artículo 27 menciona que salvo las previsiones contenidas en normas vigentes, las entidades territoriales no podrán establecer ningún tipo de gravamen a la explotación de los recursos naturales no renovables.

Resaltó el Consejo de Estado que en Sentencia C-537 de 1998 la Corte declaró la exequibilidad del artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 y, en la Sentencia C-567 de 1995 que declaró exequible el artículo 50 de la Ley 141 de 1994 se concluyó que la exención prevista en el artículo 16 del Código de Petróleos en relación con la explotación del petróleo, el petróleo que se obtenga y sus derivados era exequible, porque no puede ser simultánea la imposición de regalías y otras cargas tributarias.

Ahora, en cuento a las exenciones en materia de impuesto de transporte del petróleo y sus derivados, la Corte Constitucional afirmó que el petróleo es de los recursos naturales de más impacto económico y político del país, y según el artículo 332 de la Constitución Política era de propiedad del Estado. Indicó que las exenciones eran fijadas por el legislador en ocasiones por política económica y social, especialmente cuando se trataba de estimular a los particulares en asuntos de importancia macroeconómica. Precisó la Corte:

> *"...el impuesto de transporte por todos los oleoductos y gasoductos había sido cedido a las entidades territoriales por la Ley 141 de 1994 (artículo 26). Por tanto, "la prohibición del legislador para que las entidades territoriales puedan imponer este gravamen resulta razonable, pues, además, el tributo, según el artículo mencionado, es cedido a ellas. Es decir, realmente, a dichas entidades no se les está privando de este recurso para el cumplimiento de sus funciones".*

Ahora, respecto a la maquinaria y demás elementos que se requieren para el beneficio del petróleo y sus derivados, para la construcción y conservación de refinerías y oleoductos, no se observaba sobre qué objeto recaería la exención, pues los inmuebles son objeto del impuesto predial y contribución de valorización, que sí son tributos propios de los municipios, así sobre la maquinaria, los tributos serían los arancelarios, que son de índole diferente y, en relación con el impuesto de industria y comercio, se puede exigir con la limitación de la ley.

El Consejo de Estado indicó en esta providencia que también se ha pronunciado en sentencia del 5 de octubre de 2001 expediente 12278 (MP Juan Ángel Palacio Hincapié), sobre la vigencia del artículo 16 del Decreto 1056 de 1953, exponiendo que la exención consagrada en el artículo 16 del Decreto en mención es de carácter objetivo en relación con la actividad atendiendo razones de política fiscal, exención que no ha sido derogada y, en Auto del 19 de mayo de 2005 expediente 153 el Consejero Ponente Juan Ángel Palacio Hincapié indicó que, conforme a lo previsto en el Decreto 1056 de 1953, los oleoductos se consideran empresas de transporte del petróleo crudo que pueden ostentar el carácter de empresas públicas si se trata de oleoductos de uso público y que, de ese Decreto se infiere:

> *"no sólo la prohibición para las entidades territoriales de imponer tributos a la explotación de los recursos naturales no renovables, sino además, la exención de toda clase de impuestos, no solo departamentales sino también municipales, en lo que al transporte del petróleo se refiere, de modo que las empresas que transporten petróleo, que como lo indica el Código de Petróleos, lo hacen por medio de oleoductos, se encuentran exentas de tributar a nivel local."*

Más adelante indicó el Consejo de Estado que la Corte Constitucional en Sentencia C-567 de 1995 decidió la constitucionalidad de la Ley 141 de 1994 que estableció un porcentaje estimativo de regalías para efectos del impuesto de industria y comercio, estableciendo un límite cuando el municipio reciba una participación del 12.5% de las mismas por la explotación de hidrocarburos, indicó la Corte Constitucional que esta cifra del 12.5% era un límite formal en aras de equilibrar fórmulas en el escalonamiento progresivo de los porcentajes de la regalías.

El Consejo de Estado indicó que mediante la Ley 141 de 1994 el impuesto al transporte de oleoductos fue cedido a las entidades territoriales. Más adelante expuso que: *"el hecho de que el transporte por oleoducto pueda considerarse un servicio, no significa que pueda ser gravado con el impuesto de industria y comercio, pues sobre él pesa un gravamen especial que, además, fue cedido a los municipios. Someterlo también a industria y comercio iría en contravía de los principios tributarios de equidad, eficiencia y progresividad (artículo 363 Constitución Política), al permitir que los municipios por donde atraviesa un oleoducto se beneficien doblemente por esta razón."* Por lo anterior, consideró que debía anularse la actividad descrita dentro de las de servicios Código 305 del impuesto de industria y comercio por violación del artículo 16 del Decreto 1056 de 1953.

Así bien, decidió revocar la sentencia apelada y declarar la nulidad de la expresión "servicio de transporte por oleoducto" contenida en las actividades de servicios Código 305 del artículo 53 del Acuerdo 035 de 2001 expedido por el Concejo Municipal de Monterrey (Casanare) y negó las demás pretensiones de la demanda.

4. El ICA en Actividades Petroleras: ¿Gravamen Local o Exención Nacional?[4]

La Sala decide el recurso de apelación interpuesto por el demandado contra la sentencia del 1º de octubre de 2013, proferida por el Tribunal Administrativo de Boyacá, Despacho de Descongestión Nº6, Sala de Decisión Nº11, que accedió a las pretensiones de la demanda.

La actora, en ejercicio de la acción prevista en el artículo 84 del Código Contencioso Administrativo, solicitó la nulidad parcial de los siguientes actos administrativos, proferidos por el Concejo Municipal de Puerto Boyacá:

i. **Acuerdo Nº 083 del 23 de diciembre de 1996,** *"por medio del cual se establecen algunos procedimientos en materia impositiva y se hace una actualización normativa".*

ii. **Acuerdo Nº 023 del 29 de diciembre de 2004,** *"por medio del cual se modifican los Acuerdo 083 de 1996, 052 de 1997, 051 de 1999, 034 de 2002, y se dictan otras disposiciones en materia de rentas municipales".*

La demanda buscaba la nulidad de las expresiones ***"Actividades de servicios relacionados con la actividad petrolera"*** y ***"Actividades relacionadas con hidrocarburos y sus derivados"*** contenidas en acuerdos municipales de Puerto Boyacá (Boyacá), e indicó como única norma violada el artículo 16 del Decreto Ley 1056 de 1953. Desarrolló el concepto de la violación, en el cargo que denominó: *"Violación del artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 (Código de Petróleos), por falta de aplicación. Las normas demandadas gravan con el impuesto de*

4 Resumen de sentencia del Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, Sentencia del 25 de Mayo de 2017, Consejero Ponente Milton Chaves García, Expediente 15001-23-31-000-2008-00511-02(20794).

industria y comercio el transporte de petróleo, actividad expresamente exenta por la ley de impuestos locales".

La demandante alegaba que dichas expresiones incluían el transporte de petróleo por oleoducto, el cual está expresamente exento del impuesto de industria y comercio (ICA) según el artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 (Código de Petróleos).

Por lo anterior, el Tribunal accedió a las pretensiones de la demanda, declarando la nulidad de las mencionadas expresiones, indicando que en materia tributaria existe reserva legal, por lo que el legislador es el encargado de regular la materia, ya sea para crear, modificar, disminuir, aumentar o eliminar los tributos.

Además señaló que, tratándose de recursos naturales no renovables y su impacto en la economía, el Estado debe intervenir, razón por la cual, en lo concerniente a hidrocarburos, el Gobierno Nacional compiló la normativa en el Decreto 1056 de 1953. Este Decreto, en el artículo 16, consagró la exención de toda clase de impuestos territoriales para "la exploración y explotación del petróleo, el petróleo que se obtenga, sus derivados y su ***transporte"***, disposición que estaba contenida en la Ley 120 de 1919 (art. 35 y 36), reiterada en la Ley 37 de 1931 (art. 13).

Esta decisión emitida por el Tribunal fue apelada, por lo que el Consejo de Estado, al estudiar el tema, analizó si las expresiones demandadas de los Acuerdos 83 de 1996 y 23 de 2004, expedidos por el Concejo Municipal de Puerto Boyacá, desconocieron la exención prevista en el artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 (Código de Petróleos).

Para iniciar a abordar dicho análisis, la Sala trajo a colación las tarifas e impuestos determinadas en estos Acuerdos, así:

> **Acuerdo Nº 083 del 23 de diciembre de 1996:**
>
> Adóptese la tarifa establecida en el Decreto 1333 de 1986 en su artículo 195 y 196 Decreto 1333/86 Ley 14/83 del 2 al 10 x 1000 (sic), para las actividades descritas en el presente acuerdo gravadas con la siguiente tarifa mensual: **Actividades de servicios relacionados con la actividad petrolera y telecomunicaciones:** Tarifa mensual de 10 por mil.
>
> **Acuerdo Nº023 del 29 de diciembre de 2004:**
>
> A las actividades de servicios se les aplicará (sic) las siguientes tarifas sobre la base gravable: **Actividades relacionadas con Hidrocarburos y sus derivados:** Tarifa de 10 por mil.

El Consejo de Estado reiteró que el transporte de petróleo por oleoducto es una actividad de interés nacional regulada por el Código de Petróleos, e indicó que, pese a que el impuesto de industria y comercio recae, en cuanto a materia imponible, sobre todas las actividades comerciales, industriales y de servicios que se ejerzan o realicen en las respectivas jurisdicciones municipales, directa o indirectamente, por personas naturales, jurídicas o por sociedades de hecho, ya sea que se cumplan en forma permanente u ocasional, en inmuebles determinados, con establecimientos de comercio o sin ellos (artículo 195 del Decreto 1333 de 1986, Código de Régimen Municipal); y que si bien dentro de las actividades de servicio se encuentra la de transporte, a juicio de la Sala aunque el transporte por oleoducto pueda considerarse como una actividad de servicios, por su especialidad no podría dársele el mismo tratamiento tributario para el servicio de transporte de personas o cosas, que es la actividad que generalmente grava el impuesto.

Además, mencionó que no debe perderse de vista que, conforme al artículo 287 de la Constitución Política, la facultad impositiva municipal debe su sujeción a la ley [Transcribe los artículos 287-3 y 313-

4 de la C.P.]. Y en efecto, es al legislador a quien le corresponde determinar los hechos o actividades que están sujetos al pago de impuestos, conforme a la facultad impositiva general (numeral 12 del artículo 150 de la Carta) y, señalar cuáles son del orden territorial o nacional (artículo 338 ibídem).

Por lo que si el legislador estableció el hecho económico de transporte por oleoducto como generador de un impuesto de carácter nacional y reguló sus elementos esenciales; ese mismo hecho económico ya no puede ser objeto de gravamen territorial, no sólo porque así lo previó el legislador (artículo 16 del Código de Petróleos), sino, porque el ente territorial no tiene fundamento legal para su adopción dentro de su jurisdicción.

Así bien, la Sala reitera, que el "transporte por oleoducto" fue establecido por el legislador como hecho generador del impuesto de transporte del petróleo, de carácter nacional [D. 1056 de 1953, art. 52], cedido a las entidades territoriales [L. 141 de 1994, art. 26, par.13]. Por ende, aunque es un servicio, no puede ser gravado con el impuesto de industria y comercio; además, es una actividad exenta de tributos de carácter territorial (art. 16 del Código de Petróleos)

Concluyendo que el hecho de que el transporte por oleoducto pueda considerarse un servicio, no significa que pueda ser gravado con el impuesto de industria y comercio, pues sobre él pesa un gravamen especial que, además, fue cedido a los municipios. Someterlo también a industria y comercio iría en contravía de los principios tributarios de equidad, eficiencia y progresividad (artículo 363 Constitución Política), al permitir que los municipios por donde atraviesa un oleoducto se beneficien doblemente por esta razón.

Y teniendo en cuenta que las expresiones de los acuerdos proferidos por el Concejo Municipal de Puerto Boyacá no mencionaban de forma expresa el **transporte** por oleoducto, el Consejo de Estado indica que no se podía anular el texto en su totalidad. Sin embargo, precisó que los municipios no pueden gravar con ICA una actividad que por ley está exenta. Esta decisión reafirma que las tarifas y los tributos deben respetar la normativa nacional que define el alcance de las exenciones tributarias.

Por las razones expuestas, se revocó la sentencia apelada y denegó las pretensiones de la demanda, en el entendido que dentro de las "Actividades de servicios relacionados con la actividad petrolera" del numeral 2 del artículo 2 del Acuerdo 083 de 1996 y las "Actividades relacionadas con Hidrocarburos y sus derivados" del artículo 4º del Acuerdo 023 de 2004 no se encuentra la actividad de servicio de transporte de petróleo por oleoducto.

Esto significa que las entidades territoriales no pueden cobrar ICA sobre dicha actividad, incluso si sus acuerdos utilizan expresiones genéricas como "actividades petroleras" o "relacionadas con hidrocarburos".

Para Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., esta decisión tiene un impacto directo ya que proporciona seguridad jurídica y respaldo jurisprudencial frente a intentos de los municipios de cobrar ICA u otros tributos sobre el transporte de crudo por oleoducto. En la práctica, esta sentencia respalda la posición de la compañía para oponerse a cobros indebidos, evita doble tributación y reduce contingencias fiscales que podrían afectar sus estados financieros. Además, consolida el criterio de que las tarifas municipales deben respetar las normas nacionales de exención, lo que protege la viabilidad económica de las operaciones de transporte en el sector de hidrocarburos.

5. El lleno de Línea en el Transporte de Crudo: Propiedad, Compensación y Conflicto Contractual[5]

Por medio de esta Sentencia, el Consejo de Estado resuelve el recurso extraordinario de anulación interpuesto por las sociedades Equion Energía Limited y Santiago Oil Company, contra el laudo arbitral proferido el 18 de febrero de 2019 por el Tribunal de Arbitramento convocado por Oleoducto Central S.A. para dirimir las controversias relacionadas con los contratos de transporte suscritos el 31 de marzo de 1995, sus otrosíes y demás modificaciones.

La Sala se consideró competente para resolver este recurso, teniendo en cuenta que Ocensa es una sociedad de economía mixta <de segundo grado del orden nacional, adscrita al Ministerio de Minas y Energía> y en virtud de lo dispuesto en el artículo 46 de la Ley 1563 de 2012 según la cual, la Sección Tercera del Consejo de Estado debe resolver los recursos de anulación formulados contra los laudos arbitrales *<en los que intervenga una entidad pública o quien desempeñe funciones administrativas>.*

La demanda que dio origen al proceso arbitral se refirió a los contratos de transporte celebrados el 31 de marzo de 1995 entre Ocensa y Tritón (hoy Santiago) y BP (hoy Equion) con todas sus modificaciones. Ocensa en calidad de propietaria del oleoducto Cupiagua – Cusiana – Coveñas, a través del cual prestaba el servicio público de transporte de petróleo; y Equion (antes BP) y Santiago (antes Tritón) en calidad de empresas dedicadas a la extracción de petróleo; y la controversia principal giro en torno al manejo del lleno de línea de petróleo y sus variaciones de calidad.

En esta Sentencia, el lleno de línea se definió como la introducción de un volumen de crudo al sistema de transporte para que sea posible el desplazamiento de crudo por el oleoducto, el cual se mantiene constante durante la operación del oleoducto, pero es reemplazado permanentemente por la acción de los volúmenes del crudo que ingresan para el transporte y que desplazan los que ya se encontraban al interior del sistema de transporte. Según Ocensa, el lleno de línea no es meramente inicial, sino que debe mantenerse constante durante toda la operación del oleoducto.

Se estableció que Ocensa, y Equion y Santiago pactaron las siguientes condiciones sobre <el lleno de la línea> durante la ejecución de los contratos de transporte: i) que no se vería afectado volumétricamente por diferencias de calidad del petróleo transportado para que la propiedad de Ocensa no se alterara; ii) que el lleno de línea sería registrado como un volumen teórico dentro de los volúmenes de cada uno de los remitentes. Como el lleno de línea era propiedad de Ocensa, las partes hicieron la salvedad de que esta contabilización era "teórica", para efectos de no afectar la titularidad de Ocensa sobre este Crudo; y iii) el lleno de línea siempre sería considerado como crudo tipo Cusiana por lo que los remitentes iniciales debían compensar el crudo que retirasen por uno de esta misma calidad.

Como consecuencia de lo anterior, si los remitentes retiraban petróleo del oleoducto debían reponerlo con el crudo que ingresaban, para efectos de mantener incólume la propiedad de Ocensa sobre el lleno de línea. Si los remitentes no reponían o se negaban a restituir el saldo de crudo retirado, se estaba generando un saldo negativo en su contra.

Así bien, producto de la aplicación del procedimiento de compensación volumétrica por calidad, según Ocensa, se produjo un saldo negativo en cabeza de Equion y Santiago y a su favor, que estas, de mala fe, se negaron a restituir.

5 Resumen de sentencia del Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Sentencia del 03 de Agosto de 2020, Consejero Ponente Martín Bermúdez Muños, Expediente 11001-03-26-000-2019-00078-00 (63973).

Dichos saldos se registraron en los balances volumétricos emitidos por Ocensa según los cuales Equion tenía un saldo negativo a favor de Ocensa de 442.330 y Santiago 279.367 barriles de petróleo calidad Cusiana.

Uno de los argumentos de defensa de las demandadas, era que la inversión inicial hecha por Ocensa para el lleno de línea había sido recuperada mediante el pago de la tarifa y, luego de la compraventa, las pérdidas de calidad dentro de la línea se habían compensado con regularidad al incluir este concepto en la tarifa, lo que, según ellas, se demostraba con la correspondencia entre Ocensa y el Ministerio de Minas y Energía que reflejaban los conceptos que involucran la fórmula tarifaria.

No obstante, el Tribunal de Arbitramento declaró que las demandadas habían incumplido el contrato de transporte de crudo celebrado el día 31 de marzo de 1995, y sus otrosíes del 17 de enero y 24 de mayo de 2013 y demás modificaciones, y que, en consecuencia, existía un saldo de crudo a cargo de Equion y Santiago, correspondiente al Lleno de Línea.

Desestimó el argumento de las demandadas relativo a que las sumas pagadas por Ocensa fueron amortizadas a través de la tarifa, circunstancia que no solo no se demostró en el proceso, sino que fue desvirtuada a través del testimonio rendido por el Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas.

Precisó el Tribunal que, habida cuenta de la posibilidad dada a los remitentes de introducir en el oleoducto crudos de diversas calidades y de recibir, en el lugar de destino un crudo de una calidad diferente, el contrato previó el mecanismo de las Compensaciones Volumétricas por Calidad. La compra del lleno de línea por parte de Ocensa a los remitentes iniciales se realizó con un crudo de calidad Cusiana, por lo que si posteriormente, durante la ejecución de los contratos de transporte, fueron introducidos crudos de una calidad inferior (y por ende de un precio inferior en el mercado), pero los remitentes siguieron retirando crudo de calidad Cusiana del oleoducto, es comprensible que el Transportador deba efectuar las Compensaciones Volumétricas por Calidad. Así bien, al no suceder esto resultó un saldo negativo a favor de Ocensa que no pagaron las demandadas, y por consiguiente se presentó un incumplimiento a los contratos de transporte.

En virtud de lo anterior, Equion y Santiago interpusieron recurso de anulación contra el laudo arbitral, en el cual invocaron las causales de anulación establecidas en los numerales 2 (caducidad y falta de competencia), 3 (indebida constitución del tribunal), 7 (haberse fallado en conciencia debiendo ser en derecho), y 8 (contener el laudo disposiciones contradictorias) del artículo 41 de la Ley 1563 de 2012.

Uno de los argumentos de Equion y Santiago en relación con que el Tribunal de Arbitramento falló en conciencia, consistió en que este desconoció las pruebas que demostraban que el lleno de línea *<ha sido un item que se remunera con la tarifa>*, para lo cual hizo referencia a las comunicaciones enviadas al Ministerio de Minas y Energía, el peritaje contable rendido por Luis Montaño y a la declaración del perito financiera de Ocensa.

No obstante, lo anterior, el Consejo de Estado, por medio de la sentencia objeto de análisis consideró que, a partir del análisis de los medios de prueba obrantes en el expediente, el Tribunal de Arbitramento concluyó que existe una obligación a cargo de las demandadas proveniente de los derechos de Ocensa en el lleno de línea y desecha, entre otros, el argumento de las recurrentes de que estos habían sido pagados a través de la tarifa:

> *<Del análisis crítico de las anteriores declaraciones, así como de los documentos que obran en el proceso, aunado a los indicios que surgen y que adelante se*

reseñan, adquiere el Tribunal la certeza de que existe una obligación a cargo de las dos empresas demandadas proveniente de los derechos de Ocensa en el inicial lleno de línea, obligación que las demandadas, contrariando lo que las pruebas muestran fue su inicial entendimiento del punto, en cuanto reconocían la existencia de obligación a su cargo, en este proceso de manera radical niegan su existencia, conducta que el Tribunal no comparte y le merece reparo frente a lo que debe ser la lealtad y correcto proceder contractual, debido a lo siguiente:

5.1.- El argumento atinente a que las sumas pagadas por Ocensa fueron amortizadas por Equion y Santiago cuando a través de los años pagaron la tarifa por el transporte del crudo, pues según ellas parte de esa tarifa incluía su reconocimiento, no es admisible pues no solo no se demostró que así fuera, sino que está acreditado que la tarifa de transporte no contempló dicho componente, como lo señaló el declarante ingeniero Carlos David Beltrán Quintero, autoridad reconocida en el tema, quien desempeña el cargo de Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y expresó que: "Dentro de las funciones que desarrollo en la dirección de hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía tenemos varias funciones sectoriales, pero ya refiriéndonos al tema de oleoductos, nosotros esclarecemos las tarifas para el transporte de crudo por este medio", es decir es la persona encargada de la orientación oficial en materia de tarifas. Destacó el declarante para efectos de precisar los factores que se tienen en cuenta para aprobar una tarifa: (...)

Considerando lo anterior, es claro para el Tribunal que no podía ser parte de la tarifa el ítem concerniente con la amortización de la deuda por compra del llenado de línea, pues eso implicaría cobrar una tarifa sin causa justificativa a todos los restantes usuarios del oleoducto, según el mismo declarante, cerca de trece entidades. Además, de ser cierta dicha exculpación, no se entendería la participación de las demandadas en las compensaciones volumétricas".

De igual manera el Consejo de Estado concluyó que i) la decisión fue adoptada con competencia, al amparo de la cláusula compromisoria contenida en los Contratos de Transporte; ii) no operó la caducidad de la acción; iii) el Tribunal fue constituido en debida forma; iv) no está demostrado que se hubiese proferido un laudo en conciencia; y v) no existen disposiciones contradictorias entre la parte resolutiva y considerativa del laudo arbitral.

Así bien, declaró infundado el recurso de anulación interpuesto por Equion Energía Limited y Santiago Oil Company contra el laudo arbitral proferido el 18 de febrero de 2019 por el tribunal de arbitramento convocado por Oleoducto Central S.A. para dirimir las controversias relacionadas con los contratos de transporte suscritos el 31 de marzo de 1995, sus otrosíes y demás modificaciones.

6. Consulta Previa y Seguridad Energética: Tensiones Normativas en Proyectos de GLP[6]

I. Introducción

El actor aduce que las entidades accionadas vulneraron los derechos fundamentales de petición, de identidad étnica y cultural, libre determinación, autonomía y participación del Consejo Comunitario que representa, al haber omitido realizar el proceso de consulta previa para la ejecución del proyecto de construcción de una planta de almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en un lugar cercano a su territorio, a

6 Resumen de la Sentencia de Tutela nº 164/21 de la Corte Constitucional del 31 de Mayo de 2021. Derecho de peticion y consulta previa de comunidad afrodescendiente.

pesar de representar una afectación directa a la comunidad étnica afrodescendiente. Así mismo, por no dar respuesta oportuna las solicitudes planteadas. Se reiteran las reglas jurisprudenciales relativas al marco constitucional y legal del derecho fundamental a la consulta previa y al régimen legal aplicable a las zonas francas. Se confirman parcialmente las decisiones de instancia, en cuanto decidieron NEGAR el amparo de los derechos invocados diferentes al de petición, el cual se ampara, en lo que tiene que ver con el acceso a los planes de manejo ambiental y de contingencias. Se reitera al Establecimiento Público EPA Cartagena y a las autoridades ambientales competentes, que en el marco de sus funciones constitucionales y legales tienen el deber de vigilar el estricto cumplimiento de las medidas de mitigación de riesgos e impacto ambiental del proyecto de almacenamiento de gas licuado de petróleo realizado por Plexaport S.A.S. y , permitir que la comunidad accionante conozca las medidas contempladas en los planes de manejo ambiental y de emergencias y contingencias, con el fin de que divulgar los riesgos y las acciones que conllevan a mitigarlos.

II. Antecedentes la acción de tutela

El señor J.D.C.F., en calidad de representante legal de la Junta Directiva del Consejo Comunitario de las Comunidades Negras de Pasacaballos (en adelante, el Consejo Comunitario), interpuso acción de tutela contra P.S. (en adelante, P.); la Alcaldía Mayor de Cartagena de Indias -Secretaría del Interior-; la Corporación Autónoma Regional del Canal del Dique -CARDIQUE-; la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA-; y la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa del Ministerio del Interior.

En concepto del actor, las entidades accionadas vulneraron los derechos fundamentales de petición, de identidad étnica y cultural, libre determinación, autonomía y participación del Consejo Comunitario, por haber omitido la realización del proceso de consulta previa para la ejecución del proyecto de construcción de una planta de almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo (GLP), que, presuntamente, genera una afectación directa a la comunidad afrodescendiente.

Por lo anterior, solicitó al juez de tutela que: (i) ampare los derechos fundamentales vulnerados; (ii) ordene a todas las entidades demandadas que, a la mayor brevedad posible, convoquen al Consejo Comunitario para adelantar un proceso de consulta previa, que consistirá en conocer plenamente el proyecto, en identificar los impactos ambientales, espirituales, culturales y sociales que la actividad realizada por PLEXAPORT genera en la comunidad afro de Pasacaballos; y (iii) vincule a la Procuraduría Delegada para Asuntos Étnicos de Cartagena, a la Personería Distrital de la misma ciudad y a la Defensoría del Pueblo. HECHOS RELEVANTES El actor manifestó que los miembros del Consejo Comunitario, se reconocen como una comunidad étnica afrodescendiente, que comparte un territorio, usos, costumbres ancestrales y afinidades históricas.

Adujo que el propósito de la comunidad es velar por el respeto y la integridad de su territorio ancestral, procurar que en este se garantice la protección ambiental, así como la participación en los diferentes tipos de proyectos que puedan generar una afectación directa o perjuicios sobre este (portuarios, urbanísticos, industriales y turísticos). Afirmó que por rumores e información suministrada, de manera informal, por miembros de la comunidad negra de Pasacaballos, el Consejo Comunitario tuvo conocimiento de que la empresa P. estaba realizando un proyecto que implica la manipulación de hidrocarburos -sin especificar- en proximidades de la jurisdicción del corregimiento de Pasacaballos. En concreto, adujo que la obra colinda no sólo con la vía principal de entrada a la comunidad, sino que se

encuentra peligrosamente cerca de sectores periféricos, donde habitan comunidades en situaciones precarias de vida, necesidades insatisfechas e incluso asentamientos humanos [en los que, presuntamente, residen ancianos, niños y niñas].

Con base en las experiencias que ha tenido el Consejo Comunitario con este tipo de proyectos, consideró que la actividad desarrollada por la entidad accionada es susceptible de afectarlos directamente, razón por la que se [les] debe garantizar [su] derecho fundamental a la participación y consulta previa y plenamente informada, en los términos establecidos por la Ley 21 de 1991 y el Convenio 169 de la O.I.T.

Por lo anterior, el accionante, en calidad de representante legal del Consejo Comunitario, en escrito del 7 de febrero de 2019, solicitó a PLEXAPORT que accediera a las siguientes peticiones:

> *1. Solicitar a la dirección de consulta previa del ministerio del interior (sic) dar inicio al proceso de consulta previa, libre e informada con el Consejo Comunitario (), por los posibles riesgos en la vulneración a la supervivencia, identidad étnica y cultural y consulta previa en el desarrollo del proyecto.*
>
> *2. Si tal trámite se realizó, solicito la entrega de la certificación de presencia o no de grupos étnicos en la zona de influencia directa del proyecto expedida por la dirección de consulta previa del Ministerio del Interior.*
>
> *3. En este mismo sentido expídase copia por medio idóneo de plan de manejo ambiental, estudio de impacto ambiental y los potenciales riesgos a los que está sometiendo la comunidad por el desarrollo de su proyecto.*
>
> *4. En aras de surtir un proceso respetuoso y amigable queremos tener una reunión formal con ustedes.*

El 21 de febrero de 2019, el señor E.D.R., en calidad de Director de Proyecto de P. S.A.S., respondió a la solicitud presentada por el accionante, abordando seis aspectos principales:

1. **Marco normativo de la consulta previa:** Se citó el Convenio 169 de la OIT, la Ley 21 de 1991, la Directiva Presidencial 01 de 2010 y el artículo 2.5.3.1.1 del Decreto 1066 de 2015.

2. **Naturaleza del proyecto:** Se explicó que el proyecto consiste en la construcción de una planta de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP), compuesta por 12 tanques estacionarios de 90.000 galones cada uno. El sistema de distribución incluye tuberías y válvulas automatizadas, cumpliendo con los estándares técnicos y de seguridad requeridos.

3. **Ubicación del proyecto:** Se indicó que la planta se construirá en una zona industrial dentro de la Zona Franca Zofranca S.A., donde el Plan de Ordenamiento Territorial permite actividades de tipo petroquímico, lo que legitima su desarrollo en ese terreno.

4. **Aspectos ambientales:** Se argumentó que el proyecto no requiere licencia ambiental, conforme al numeral 1 del artículo 8 del Decreto 1220 de 2005. Sin embargo, se informó que se radicaron ante el EPA Cartagena el plan de manejo ambiental y el plan de emergencias y contingencias, los cuales evidencian que no hay afectaciones directas a la comunidad de Pasacaballos ni a sus costumbres o territorios ancestrales.

5. **Compromisos con la comunidad:** Se destacó que más de 20 personas de la comunidad étnica de Pasacaballos están vinculadas al proyecto como contratistas, lo que, según la entidad, demuestra un trabajo conjunto con la comunidad.

6. **Negativa a realizar nueva reunión:** La entidad se negó a realizar una reunión adicional con el accionante, argumentando que ya se había llevado a cabo una con los representantes del Consejo Comunitario.

El accionante manifestó que esta respuesta vulneró su derecho fundamental de petición y afectó la participación de la comunidad, al omitir responder dos puntos específicos de su solicitud y citar normas derogadas sobre licencias ambientales. Alegó que la norma vigente aplicable es el Decreto 1076 de 2015, que sí exige licencia ambiental para plantas de almacenamiento de hidrocarburos, lo que implicaría también la obligación de realizar consulta previa.

Ante esta situación, el 26 de noviembre de 2019, el Consejo Comunitario, a través de su representante legal, interpuso una acción de tutela contra P. S.A.S., la Secretaría del Interior de la Alcaldía de Cartagena, CARDIQUE, la ANLA y la Dirección Nacional de Consulta Previa del Ministerio del Interior. Solicitó la protección de sus derechos fundamentales, presuntamente vulnerados por la omisión de la consulta previa y la falta de medidas de protección, considerando que el proyecto podría afectar el medio ambiente, la salud y la estructura social, económica y cultural de la comunidad.

III. Respuesta de las entidades accionadas y vinculadas

1. **P. S.A.S. (empresa ejecutora del proyecto):**

   El representante legal argumentó que no era procedente su vinculación al proceso, ya que la comunidad accionante no está ubicada dentro del área de la Zona Franca Permanente de Cartagena, único lugar autorizado para el desarrollo del proyecto. Afirmó que el proyecto fue socializado con la Junta de Acción Comunal el 4 de julio de 2019 y negó la vulneración de derechos fundamentales, señalando que el accionante no demostró afectaciones directas o indirectas conforme a los criterios establecidos en la sentencia SU-123 de 2018. Respecto a la licencia ambiental, sostuvo que no era exigible según el artículo 2.2.2.3.2.2 del Decreto 1076 de 2015, y que los posibles impactos ambientales están cubiertos por los planes de manejo ambiental y de contingencia registrados ante la autoridad competente. Por tanto, concluyó que no era necesario realizar consulta previa.

2. **Ministerio del Interior – Dirección de Consulta Previa:**

   La líder jurídica solicitó negar el amparo de derechos. En caso contrario, pidió que se ordenara a la Dirección realizar el análisis técnico de afectaciones directas para determinar la procedencia de la consulta previa. Indicó que el accionante basa su solicitud en suposiciones y carece de información formal sobre el alcance del proyecto.

   Explicó que la afectación directa debe ser determinada por un equipo interdisciplinario, conforme a la Directiva No. 10 de 2013 y la jurisprudencia constitucional, y que este análisis se realiza únicamente si el ejecutor del proyecto lo solicita. Además, aclaró que la certificación de presencia de comunidades étnicas no se emite de oficio y que existen otros mecanismos de participación distintos a la consulta previa. Concluyó que no puede imponerse a la empresa la realización de dicho proceso, ya que es competencia exclusiva del Ministerio.

3. Alcaldía Mayor de Cartagena – Secretaría del Interior y Oficina Jurídica:

   La Secretaría del Interior solicitó su desvinculación del proceso, argumentando que, según el Decreto 2893 de 2011, la competencia para realizar la consulta previa recae en el Ministerio del Interior. La Oficina Jurídica también pidió negar

el amparo, señalando que no tiene legitimación en la causa por pasiva, ya que la responsabilidad de adelantar los trámites de consulta previa corresponde a la empresa, si esta fuera procedente. Además, indicó que el accionante cuenta con otros mecanismos judiciales como la acción popular o los medios de control ante la jurisdicción contencioso administrativa.

4. **Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA):**

   La apoderada de la ANLA solicitó negar las pretensiones del accionante por falta de legitimación en la causa por activa, ya que la entidad no participó en las presuntas omisiones señaladas en la tutela. Reiteró que la competencia para realizar la consulta previa corresponde exclusivamente al Ministerio del Interior.

5. **CARDIQUE:** Afirmó que la jurisdicción ambiental corresponde al EPA Cartagena.

6. **EPA Cartagena:** Confirmó que el proyecto no requiere licencia ambiental, pero sí debe cumplir con medidas de manejo ambiental. Indicó que no hay afectación directa a la comunidad por la distancia (2 km) y características del proyecto.

7. **Procuraduría:** Señaló que debe garantizarse la participación efectiva de la comunidad y recomendó divulgar los planes de manejo ambiental y contingencias.

IV. Decisiones judiciales previas

Primera instancia (Juzgado Cuarto Laboral de Cartagena):
Negó el amparo, argumentando que no hay afectación directa ni obligación de consulta previa. Consideró que se dio respuesta adecuada al derecho de petición.

Segunda instancia (Tribunal Superior de Cartagena):
Confirmó el fallo, reiterando que no se acreditó afectación directa ni vulneración de derechos fundamentales.

V. Consideraciones de la Corte Constitucional

Consulta previa: La Corte reiteró que este derecho es fundamental, pero su procedencia depende de la existencia de una afectación directa. En este caso, no se acreditó tal afectación, ya que el proyecto se encuentra fuera del territorio del Consejo Comunitario y no se evidenció impacto directo en sus estructuras sociales, culturales o económicas.

Derecho de petición: La Corte sí encontró vulneración al derecho de petición, ya que PLEXAPORT no entregó los planes de manejo ambiental y contingencias solicitados por la comunidad, información esencial para su protección.

Principio de prevención: Aunque no procede la consulta previa, la Corte instó al EPA Cartagena y demás autoridades ambientales a vigilar el cumplimiento de las medidas de mitigación de riesgos y a divulgar los planes ambientales a la comunidad.

V. Fallo

Se confirmó parcialmente la decisión de segunda instancia. Se negó el amparo de los derechos a la identidad étnica y cultural, libre determinación, autonomía y participación. Se concedió el amparo del derecho fundamental de petición, en lo relativo al acceso a los planes de manejo ambiental y contingencias. Se ordenó al EPA Cartagena y autoridades ambientales permitir el acceso de la comunidad a dicha información y vigilar el cumplimiento de las medidas ambientales.

7. Distancias de Seguridad y Normas Técnicas en Plantas de GLP: Estudio de Caso del Consejo de Estado

I. Introducción

La presente sentencia, proferida por la Sección Primera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Consejo de Estado, Rad. N°. 11001032400020100095-00, resuelve en única instancia la acción de nulidad interpuesta por Dora del Carmen Mariño Flórez contra la Nación – Ministerio de Minas y Energía. El objeto de la demanda es la nulidad parcial de la Resolución 18 0581 de 2008, específicamente de los numerales 4.1.1 (ii), 4.1.1 (iii) y 4.1.2 (vii), que hacen parte del Reglamento Técnico para Plantas de Envasado de Gas Licuado del Petróleo (GLP).

II. Antecedentes del caso

La demandante argumenta que los apartes mencionados de la resolución exceden las competencias regladas del Ministerio de Minas y Energía, al imponer requisitos técnicos sin el debido sustento normativo y técnico. En particular, cuestiona:

- La exigencia de una distancia mínima de 100 metros entre las plantas de envasado de GLP y sitios de alta densidad poblacional.
- La prohibición de desarrollar proyectos de alta densidad poblacional a menos de 100 metros de dichas plantas.
- La obligación de recubrir pisos y estructuras con materiales apropiados para evitar chispas, sin especificar técnicamente dichos materiales.

La demandante considera que estas disposiciones no están debidamente sustentadas en normas técnicas internacionales o nacionales, como lo exige la Resolución 3742 de 2001 de la Superintendencia de Industria y Comercio.

III. Normas invocadas como violadas

Entre las normas que se alegan como vulneradas se encuentra el artículo 13 de la Constitución Política, que consagra el principio de igualdad ante la ley. Asimismo, se mencionan disposiciones del Decreto 1112 de 1996, específicamente su artículo 6, que establece los requisitos técnicos aplicables a los reglamentos. También se invoca el artículo 3 del Decreto 070 de 2001, que define las funciones del Ministerio de Minas y Energía, junto con el Decreto 2360 de 2001. Finalmente, se señalan los artículos 2 y 3 de la Resolución 3742 de 2001, relacionados con aspectos regulatorios del sector.

IV. Argumentos de la parte demandante

La demandante sostiene que:

Las disposiciones acusadas presentan varias deficiencias que comprometen su validez jurídica y técnica. En primer lugar, se cuestiona la falta de sustento técnico, ya que no se fundamentan en normas técnicas internacionales reconocidas, como la NFPA 58, ni en estándares nacionales como la NTC 3853-1, lo que vulnera los requisitos de legalidad exigidos para los reglamentos técnicos. En segundo lugar, se advierte una improvisación normativa, al haberse adoptado medidas sin estudios previos que justifiquen su contenido, lo cual evidencia una actuación discrecional por parte del Ministerio. En tercer lugar, se señala la desproporcionalidad de las exigencias, especialmente la imposición de distancias mínimas de 100 metros entre las plantas de GLP y zonas de alta densidad poblacional, lo que genera cargas excesivas para los propietarios colindantes y afecta el uso legítimo de sus predios, en contravía del principio de igualdad ante

las cargas públicas. Finalmente, se critica la ambigüedad técnica de la norma, al no definir ni describir con precisión los materiales apropiados para recubrir pisos, lo que dificulta su adecuada interpretación y aplicación por parte de los operadores del reglamento.

V. Contestación del Ministerio de Minas y Energía

El Ministerio defendió la legalidad de la resolución, argumentando que:

- Las medidas adoptadas buscan proteger la vida, la salud y la seguridad de las personas frente a los riesgos inherentes a las plantas de envasado de GLP.
- Las distancias mínimas están inspiradas en la norma NFPA 58, que advierte que incluso 122 metros pueden ser insuficientes en caso de explosión tipo BLEVE.
- El reglamento técnico fue publicado, consultado y notificado conforme a los tratados internacionales suscritos por Colombia.
- La norma cumple con los requisitos de la Resolución 3742 de 2001, incluyendo objeto, campo de aplicación, definiciones, requisitos técnicos y procedimientos de evaluación de conformidad.

VI. Concepto del Ministerio Público

El Procurador Delegado para la Conciliación Administrativa recomendó no acceder a las pretensiones de la demanda. En su concepto, las normas técnicas internacionales y nacionales citadas por el Ministerio cumplen con los requisitos exigidos por la Resolución 3742 de 2001. Además, señaló que las distancias de 100 metros previstas en la regulación se encuentran dentro del rango permitido por la norma NFPA 58, que establece límites entre 3 y 122 metros, por lo que no se exceden los parámetros técnicos. Igualmente, indicó que la norma técnica colombiana NTC 3853-1 fue debidamente referenciada y adoptada en el reglamento. Finalmente, concluyó que no se evidencia una afectación desproporcionada a los propietarios colindantes.

VII. Consideraciones de la Sala

La Sala abordó el análisis jurídico en varias etapas:

1. Competencia y control de legalidad

Aunque la norma fue derogada por la Resolución 40247 de 2016, la Sala consideró procedente el control de legalidad, dado que los efectos jurídicos producidos durante su vigencia deben ser evaluados.

2. Marco normativo aplicable

Se realizó una revisión integral de las normas constitucionales, legales y reglamentarias que regulan la expedición de reglamentos técnicos. Entre ellas se encuentran los artículos 78 y 13 de la Constitución Política, que establecen principios relacionados con la protección del consumidor y la igualdad ante la ley. Asimismo, se consideró la Ley 155 de 1959, junto con los Decretos 1112 de 1996, 2522 de 2000 y 2360 de 2001, que fijan disposiciones sobre requisitos técnicos y competencias en materia regulatoria. También se incluyó la Resolución 3742 de 2001, que desarrolla aspectos específicos del sector energético. Finalmente, se revisaron normas técnicas internacionales, como la NFPA 58, y nacionales, como la NTC 3853-1, aplicables a la regulación técnica.

3. Naturaleza del reglamento técnico

La Sala explicó que los reglamentos técnicos son actos administrativos de carácter obligatorio, que pueden incorporar normas técnicas (soft law) como fuente de sustento. Estas normas, aunque no vinculantes por sí mismas, adquieren fuerza legal cuando son adoptadas por una autoridad competente.

4. Análisis de los cargos

Primer cargo – Falta de sustento técnico: La Sala concluyó que la resolución sí se fundamenta en normas técnicas colombianas (NTC 3853-1) y en la NFPA 58, por lo que cumple con el requisito de condiciones materiales exigido por la Resolución 3742 de 2001.

Segundo cargo – Ambigüedad técnica: Respecto al recubrimiento de pisos, la Sala consideró que la norma no requiere una descripción exhaustiva de los materiales, ya que la construcción debe estar a cargo de ingenieros especializados y certificada por organismos acreditados.

Tercer cargo – Desproporcionalidad: La Sala no encontró evidencia de afectación patrimonial desproporcionada. Por el contrario, consideró que las medidas adoptadas buscan proteger la vida y la seguridad de la población, y están dentro de los rangos técnicos aceptables.

VIII. Decisión

La Sala resolvió:

- Negar las pretensiones de la demanda, al considerar que los apartes acusados de la Resolución 18 0581 de 2008 no vulneran normas superiores ni exceden las competencias del Ministerio de Minas y Energía.
- Ordenar el archivo del expediente, una vez en firme la sentencia.

IX. Conclusión

Esta sentencia reafirma la validez de los reglamentos técnicos como instrumentos de protección de la seguridad pública, siempre que se fundamenten en normas técnicas reconocidas y se expidan conforme al marco normativo vigente. El Consejo de Estado reconoce la importancia de incorporar estándares internacionales y nacionales en la regulación de actividades de alto riesgo, como el envasado de GLP, y valida la actuación del Ministerio de Minas y Energía en este caso.

8. El desistimiento en procesos de avalúo de perjuicios por servidumbre de hidrocarburos: implicaciones jurídicas[7]

I. Introducción

La sentencia del Consejo de Estado, proferida el 7 de febrero de 2025 por la Sección Tercera, Subsección A, resuelve el recurso de apelación interpuesto por Aura María Luna de Vaca contra la decisión del Tribunal Administrativo de Cundinamarca que negó las pretensiones de su demanda de reparación directa. El caso gira en torno a la ocupación provisional de unos predios por parte de Ecopetrol S.A. y Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., en el marco de un proceso de imposición de servidumbre de hidrocarburos que fue posteriormente desistido.

II. Antecedentes del caso

Aura María Luna de Vaca presentó demanda de reparación directa el 21 de junio de 2019, solicitando la indemnización de perjuicios materiales y morales derivados de:

1. La ocupación provisional de sus predios por parte de Ecopetrol.
2. La inscripción de una medida cautelar

7 Resumen de la Sentencia del Consejo de Estado – Radicado 25000233600020190046001.

en los folios de matrícula inmobiliaria de los inmuebles.

3. La frustración de un contrato de promesa de compraventa debido a dicha medida cautelar.

La demandante alegó que, como resultado de estas actuaciones, no pudo vender los predios denominados "La Argentina", ubicados en Monterrey, Casanare, y tuvo que pagar una cláusula penal por incumplimiento contractual.

III. Hechos relevantes

En el año 2013, Ecopetrol notificó a la demandante que sus predios serían afectados por el proyecto denominado "Sistema San Fernando Monterrey 30". Como parte del proceso, se ofreció una indemnización por valor de 129 millones de pesos, la cual fue rechazada por la propietaria. Posteriormente, se celebró una promesa de compraventa por un monto de 4.670 millones de pesos, que incluía una cláusula penal equivalente al 10% del valor pactado.

En paralelo, Ecopetrol presentó una demanda para el avalúo de perjuicios derivados de la imposición de la servidumbre de hidrocarburos. El juez competente autorizó la ocupación provisional de los predios y ordenó la inscripción de la demanda en los folios de matrícula inmobiliaria correspondientes. El contrato de promesa de compraventa fue prorrogado en dos ocasiones, pero finalmente se resolvió en el año 2016.

Posteriormente, Cenit, en calidad de cesionaria de Ecopetrol, decidió desistir del proceso judicial. Como consecuencia de lo anterior, la demandante no recibió indemnización alguna por los perjuicios ocasionados.

IV. Pretensiones de la demanda

La demandante solicitó:

- Indemnización por daño emergente: $302 millones (valor tasado en el proceso de avalúo).
- Indemnización por lucro cesante: $467 millones (cláusula penal del contrato frustrado).
- Perjuicios morales: 100 SMLMV.

V. Argumentos de las partes demandadas

Ecopetrol

La empresa sostuvo que la servidumbre de hidrocarburos es legal y constituye una figura de utilidad pública. Señaló que la medida cautelar de ocupación provisional fue ordenada por el juez competente, no por Ecopetrol. Además, indicó que los predios ya contaban con servidumbres desde el año 1986, por lo que no se configuró un daño antijurídico. En su defensa, alegó la caducidad de la acción, la falta de legitimación en la causa y la inexistencia de perjuicio.

Cenit

Por su parte, Cenit argumentó que la inscripción de la demanda en los folios de matrícula inmobiliaria no implica que el bien salga del comercio. Afirmó que no se produjo ocupación efectiva ni se probó la existencia de daño alguno, y que el proceso fue desistido antes de ejecutar cualquier obra. Finalmente, alegó que la parte demandante incurrió en enriquecimiento sin causa y actuó de mala fe.

VI. Sentencia de primera instancia

El Tribunal Administrativo de Cundinamarca negó las pretensiones de la demanda, argumentando que la servidumbre de hidrocarburos es legal y no requiere el consentimiento del propietario. Señaló que la medida cautelar decretada no impide la comercialización del bien y que el contrato de promesa de compraventa no puede

desconocer el deber legal de soportar servidumbres. Además, precisó que la servidumbre no llegó a constituirse ni se ejecutaron obras en los predios, por lo que no se causó un daño antijurídico.

VII. Recurso de apelación

La parte demandante interpuso recurso de apelación, alegando que la ley exige el pago de indemnización por la ocupación, incluso cuando esta sea provisional. Argumentó que la inscripción de la demanda en los folios de matrícula inmobiliaria impidió la venta del predio y que Ecopetrol obtuvo una sentencia favorable para la ocupación, pero posteriormente desistió del proceso. Según la apelante, dicho desistimiento no puede eximir el pago de la indemnización ya tasada, pues se generó un perjuicio económico real.

VIII. Consideraciones del Consejo de Estado

1. Competencia y oportunidad

El Consejo de Estado es competente para conocer el recurso. Se declaró la **caducidad parcial** respecto del daño por la resolución del contrato de promesa, ya que el plazo para demandar venció en julio de 2018.

2. Legitimación

La demandante está legitimada como propietaria. Ecopetrol y Cenit están legitimadas como presuntas responsables.

3. Problema jurídico

Determinar si hubo daño antijurídico por la ocupación provisional de los predios y si procede la indemnización prevista en la Ley 1274 de 2009.

4. Naturaleza de la servidumbre de hidrocarburos

La servidumbre de hidrocarburos se considera una figura legal, de utilidad pública y de interés social. Para su constitución, es necesario realizar la inscripción correspondiente en el registro de instrumentos públicos. La indemnización derivada de esta figura se causa tanto por ocupación permanente como por ocupación transitoria de los predios afectados. Finalmente, el proceso judicial tiene como finalidad tasar anticipadamente los perjuicios que puedan generarse por la imposición de la servidumbre.

5. Análisis del caso concreto

Se autorizó la ocupación provisional de los predios, pero no se ejecutaron obras en ellos. El dictamen pericial se practicó de manera anticipada, sin que existiera evidencia de daños reales. Además, la servidumbre no llegó a constituirse ni se registró en el folio de matrícula inmobiliaria. El proceso judicial concluyó por desistimiento antes de que se profiriera una sentencia definitiva. En consecuencia, no se acreditó ocupación efectiva ni daño cierto. Por último, se precisó que la indemnización prevista en la Ley 1274 no procede cuando no se ha constituido formalmente la servidumbre.

6. Responsabilidad del Estado

La ocupación provisional puede generar responsabilidad únicamente en los casos en que se demuestre la existencia de un daño probado. En el presente asunto, no se acreditó que hubiera ocupación efectiva ni afectación física del predio. Tampoco existe prueba de que Ecopetrol haya realizado obras en el terreno, por lo que no se configuró una lesión al derecho de propiedad.

IX. Decisión del Consejo de Estado

El Consejo de Estado resolvió:

1. **Modificar** la sentencia de primera instancia.

2. **Declarar la caducidad parcial** respecto del daño por resolución del contrato.

3. **Negar las pretensiones** de la demanda.

4. **Condenar en costas** a la parte actora en ambas instancias.

5. Fijar agencias en derecho por un salario mínimo legal mensual vigente.

X. Conclusión

La sentencia reafirma que la servidumbre de hidrocarburos es una figura legal que no requiere consentimiento del propietario, pero sí debe estar debidamente constituida y registrada para que proceda la indemnización. En este caso, la falta de constitución de la servidumbre y la ausencia de ocupación efectiva impidieron el reconocimiento de perjuicios. La demandante no logró probar el daño antijurídico, por lo que sus pretensiones fueron negadas.

9. Responsabilidad tributaria en predios sujetos a servidumbre petrolera

9.1. Análisis del caso Municipio de Puerto Nare vs. Ecopetrol S.A[8].

Argumentando que no era el sujeto pasivo del tributo, el Municipio de Puerto Nare demandó la nulidad de las resoluciones que asignaron y confirmaron el pago de una contribución de valorización por dos predios de su propiedad. Su pretensión se basó en que Ecopetrol S.A., al ser el titular de servidumbres petroleras de ocupación permanente sobre dichos inmuebles, era el verdadero poseedor de estos y quién de forma directa se beneficiaria de la obra vial financiada. Por lo tanto, era quién realmente debía asumir la carga tributaria. Adicionalmente, el municipio alegó la nulidad de los actos administrativos por incompetencia del funcionario que los expidió y por falsa motivación.

El problema jurídico central que la Sala debió resolver consistió en determinar si el Municipio de Puerto Nare era el sujeto pasivo de la contribución de valorización respecto de los bienes inmuebles con matrículas Nro. 019-14210 y 019-14211 teniendo en cuenta que tales predios estaban sujetos a una servidumbre a favor de Ecopetrol S.A. para llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

En sus consideraciones, la Sala reiteró que la contribución de valorización es un tributo de carácter real cuyo sujeto pasivo es el propietario del inmueble beneficiado. Determinó que los predios en cuestión eran bienes fiscales de propiedad del Municipio actor, los cuales gozan de una protección especial que impide su adquisición por particulares mediante prescripción. Acerca de la naturaleza de las servidumbres, precisó que se rigen por el Código de Petróleos y la Ley 1274 de 2009, y no por el Código de Minas, y que constituyen un derecho real sui géneris que confiere a su titular un poder de uso especial, pero que no lo convierte en poseedor del fundo, sino en un simple tenedor que reconoce dominio ajeno y está obligado

8 Consejo de estado - Sala de lo contencioso administrativo - Sección cuarta. Consejera ponente: Myriam Stella Gutierrez Argüello. Bogotá D.C., treinta y uno (31) de marzo de dos mil veintidós (2022). Referencia Radicación Demandante Demandado Temas Nulidad y restablecimiento del derecho 05001-23-33-000-2019-01317-01 (25585) Demandante: Municipio de Puerto Nare. Demandando: Departamento de Antioquia.

a indemnizar al propietario. Concluyó que el ejercicio de esta servidumbre por Ecopetrol no desvirtúa la condición de sujeto pasivo del Municipio como propietario, ni la existencia del beneficio recibido por el predio.

El Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, con ponencia de la Consejera Myriam Stella Gutiérrez Argüello, en sentencia del 31 de marzo de 2022 (Radicado 05001-23-33-000-2019-01317-01), resolvió confirmar la sentencia apelada del Tribunal Administrativo de Antioquia que había negado las pretensiones de la demanda. No hubo condena en costas en esta segunda instancia, pero se mantuvo la impuesta en primera instancia al Municipio demandante.

Esta sentencia es importante para el sector de hidrocarburos de Colombia porque permite clarificar de manera contundente que el titular de una servidumbre petrolera, a pesar de tener un derecho real de uso extensivo y de ocupación permanente, no adquiere la posesión del predio ni, en consecuencia, la condición de sujeto pasivo de contribuciones de valorización. De esta forma, se delimita con precisión las obligaciones tributarias de las empresas del sector, proporcionando seguridad jurídica al establecer que esta carga recae exclusivamente sobre el propietario del inmueble. Además, reafirma el régimen jurídico especial aplicable a las servidumbres petroleras, distinguiéndolo del régimen minero general, y consolida el principio de que estas servidumbres, aunque legales y forzosas, generan para su titular la obligación de indemnizar al propietario, equilibrando la utilidad pública de la actividad con la protección del derecho de propiedad.

9.2. Tratamiento tributario de las indemnizaciones por servidumbre petrolera: Ecopetrol S.A. vs. DIAN ante el Consejo de Estado[9]

El demandante, Ecopetrol S.A., solicitó la nulidad de las Liquidaciones Oficiales de Revisión y de las Resoluciones que decidieron los recursos de reconsideración en las que la DIAN modificó sus declaraciones privadas de retención en la fuente por los períodos 1 a 12 del año gravable 2012. Para restablecer su derecho, pidió que se declarara la firmeza de sus declaraciones de retención en la fuente presentadas para ese año. Esta pretensión se fundamentó en que los pagos realizados a terceros por concepto de indemnizaciones por servidumbre petrolera correspondían en su totalidad a daño emergente, un concepto que, según el Decreto 187 de 1975, no es susceptible de producir incremento neto del patrimonio y, por lo tanto, no está sujeto a retención en la fuente. Por otro lado, argumentó que la servidumbre petrolera, al ser legal y forzosa por utilidad pública, constituye una contribución especial no gravable, que la DIAN desconoció su propia doctrina administrativa vigente para 2012 y que vulneró los principios de justicia, equidad y progresividad del sistema tributario. Finalmente, solicitó que, de aplicarse la sanción por inexactitud, se tuviera en cuenta el principio de favorabilidad.

El problema jurídico central que la Sala debió resolver consistió en determinar la procedencia de la retención en la fuente sobre los pagos efectuados por Ecopetrol S.A. por concepto de servidumbre petrolera durante el año gravable 2012. De forma específica, debía resolver si dichos pagos correspondían exclusivamente a daño emergente (no sujeto a retención) o si incluían lucro cesante (sujeto a retención según el artículo 401-2 del Estatuto Tributario). Adicionalmente, correspondía analizar la legalidad de la sanción por inexactitud impuesta.

La Sala consideró que, de acuerdo con el artículo 401-2 del Estatuto Tributario, los pagos por indemnizaciones diferentes a las salariales y a las de seguros de daño específicos están sometidos a retención. Prevalece esta norma legal y la Ley 1274 de 2009 (que regula las servidumbres petroleras) sobre el Decreto 187 de 1975, por

9 Consejo de Estado - Sala de lo contencioso administrativo - Sección cuarta. Consejera Ponente: Myriam Stella Gutiérrez Argüello. Bogotá, D.C., tres (3) de noviembre de dos mil veintidós (2022). Referencia Nulidad y restablecimiento del derecho. Radicación 25000-23-37-000-2017-00551-01 (25903). Demandante: Ecopetrol S.A. Demandado: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN.

ser de jerarquía superior y posterior. La Sala encontró que, del acervo probatorio, en las actas de reconocimiento de daños suscritas por Ecopetrol se establecía expresamente que los pagos incluían tanto daño emergente como lucro cesante. Ecopetrol no demostró con pruebas contundentes que los pagos correspondieran al 100% a daño emergente ni la afectación patrimonial específica de los terceros que los recibieron, lo que incumplió su carga probatoria. La servidumbre petrolera no se clasifica como una contribución especial exenta, sino como una indemnización que, dependiendo de su naturaleza, puede incrementar el patrimonio y estar sujeta a impuesto. La DIAN no desconoció su doctrina, pues los conceptos citados por Ecopetrol (de 2001 y 2007) se referían a servidumbres prediales del Código Civil, no a la servidumbre petrolera de régimen especial. No se configuró una vulneración a los principios tributarios, pero sí se aplicó el principio de favorabilidad para la liquidación de la sanción por inexactitud, al no haberse configurado una diferencia de criterios interpretativos sino un problema probatorio.

El Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, con ponencia de la consejera Myriam Stella Gutiérrez Argüello, en sentencia del 3 de noviembre de 2022 (Radicado 25000-23-37-000-2017-00551-01), resolvió modificar la sentencia de primera instancia. Se declaró la nulidad parcial de los actos demandados únicamente en aplicación del principio de favorabilidad para el cálculo de la sanción. A título de restablecimiento del derecho, ordenó tener como liquidación de las sanciones los valores calculados y detallados por la Sala en su providencia para cada uno de los 12 períodos de 2012. No hubo condena en costas.

Esta sentencia es importante para el sector de hidrocarburos de Colombia porque establece un precedente sobre el tratamiento tributario de las indemnizaciones por servidumbre petrolera. Clarifica, de forma contundente, que estos pagos, al estar regulados por el artículo 401-2 del Estatuto Tributario y la Ley 1274 de 2009, no están exentos de retención en la fuente por el simple hecho de derivar de una servidumbre legal. La carga de probar que un pago corresponde exclusivamente a daño emergente, y no a lucro cesante, recae sobre la empresa que lo efectúa; en este caso, Ecopetrol. Este fallo proporciona seguridad jurídica a la administración tributaria, DIAN, al confirmar su potestad de verificar y modificar las declaraciones de retención cuando los contribuyentes no sustenten de forma adecuada la exclusión de dichos pagos de la base gravable. Además, delimita el alcance de la doctrina administrativa de la DIAN, precisando que los conceptos sobre servidumbres prediales generales no son automáticamente aplicables al régimen especial de las servidumbres petroleras.

9.3. Carga de la prueba en indemnizaciones por servidumbre petrolera: salvamento de voto en el caso Ecopetrol vs. DIAN

Los magistrados, Stella Jeannette Carvajal Basto y Milton Chaves García, discrepan de la sentencia mayoritaria de la Sección Cuarta del Consejo de Estado de la ponente Myriam Stella Gutiérrez Argüello, 3 de noviembre de 2022, Radicado 25000-23-37-000-2017-00551-01 porque ésta revocó el fallo de primera instancia que era favorable a Ecopetrol S.A. y, en su lugar, anuló parcialmente los actos de la DIAN solo para reliquidar la sanción por inexactitud.

El problema jurídico central que los magistrados identifican radica en la correcta calificación de los pagos por servidumbre petrolera, es decir, si corresponden a daño emergente o a lucro cesante, y consecuentemente, en la determinación de la carga de la prueba sobre dicha calificación para efectos de la retención en la fuente. La mayoría, según los magistrados disidentes, erró al invertir esta carga, exigiendo a Ecopetrol probar que el 100% de los pagos eran por daño emergente, en lugar de requerir a la DIAN que demostrara

la existencia de lucro cesante para poder adicionar la base gravable.

Los magistrados disidentes consideran que no existe la dicotomía normativa que alegó la mayoría. Sostienen que el artículo 17 del Decreto 187 de 1975, que establece que el daño emergente no produce incremento patrimonial, y el artículo 401-2 del Estatuto Tributario, que somete a retención las indemnizaciones, no son contradictorios. Esta postura se fundamenta en la Sentencia C-913 de 2003 de la Corte Constitucional, la cual fue "categórica al no aceptar condicionamiento alguno de dicha norma para que se entienda que la indemnización por daño emergente no es susceptible de retención", explicando que el lucro cesante sí está gravado porque corresponde a una ganancia, mientras que el daño emergente "por no constituir una ganancia o provecho, nunca ha estado gravado, pues [...] corresponde a la reparación de un daño o a la sustitución de lo perdido".

Respecto a la valoración probatoria, los magistrados argumentan que la carga de demostrar que un pago corresponde a lucro cesante y, por lo tanto, demostrar que está sujeto a retención, recae en la administración tributaria (DIAN), que es quien invoca a su favor la modificación de la base gravable. Critican que la mayoría exigiera a Ecopetrol probar una exclusión cuando el debate era sobre una adición oficial de ingresos y, a su vez, analizan las actas de reconocimiento de daños y encuentran que en ellas se pagó una "única cantidad de dinero" por unidad de palma, hectárea de pasto o metro lineal de cerca destruida, sin discriminación alguna entre los dos conceptos. Destacan que el propio texto de las actas condicionaba el pago futuro por lucro cesante (para ocupaciones superiores a 6 meses) a la suscripción de un "acta adicional de daños", la cual no existe en el expediente. Por último, concluyen que "no aparece individualizada y probada la ganancia que dejó de producir el bien debido al hecho dañino, pues, se reitera, el lucro cesante no es, per se, una consecuencia necesaria o automática del daño". Por lo tanto, afirman que la DIAN no demostró la existencia de lucro cesante y que los elementos probatorios sí permiten concluir que los pagos atendían a la naturaleza del daño emergente, es decir, el valor de reemplazo de los bienes destruidos.

Los magistrados Stella Jeannette Carvajal Basto y Milton Chaves García, en su salvamento de voto conjunto, resuelven que la sentencia mayoritaria debió haberse inclinado por confirmar la sentencia de primera instancia que declaró la nulidad de los actos de la DIAN, al considerar que esta última no cumplió con su carga de demostrar que los pagos por servidumbre petrolera realizados por Ecopetrol en 2012 incluían lucro cesante sujeto a retención.

Este salvamento de voto es importante para el sector de hidrocarburos de Colombia porque enfatiza un principio crucial de derecho tributario: la carga de probar la existencia de un hecho generador de tributo que, en este caso, es el lucro cesante como base para la retención, recae sobre la administración fiscal cuando pretende modificar una declaración privada. Reafirma que el daño emergente por su naturaleza de reparación o sustitución no constituye ingreso gravable, un principio que proporciona seguridad jurídica a las empresas del sector al realizar indemnizaciones por servidumbres. Además, establece una guía probatoria clara: la mera ausencia de discriminación en un pago global no permite presumir automáticamente la existencia de lucro cesante; este debe ser cierto, demostrado y no puede suponerse. Finalmente, precisa el alcance de las cláusulas comunes en actas de indemnización, indicando que la previsión de un pago futuro condicionado a un acta adicional por lucro cesante refuerza la idea de que el pago inicial corresponde a daño emergente.

9.4. Depreciación acelerada y deducibilidad fiscal en hidrocarburos: nulidad parcial de liquidación tributariaConsejo de Estado – Sala de lo Contencioso Administrativo – Sección Cuarta[10]

La sociedad Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. demandó la nulidad de la Liquidación Oficial de Revisión en la que la DIAN modificó su declaración de renta del año gravable 2014 y, a su vez, de la resolución que la confirmó. Alegó que la Administración desconoció deducciones por depreciación, costos financieros y pagos realizados a las Fuerzas Armadas, así como retenciones por pagos al exterior. También solicitó que se dejara sin efecto la sanción por inexactitud debido a que las diferencias obedecían a interpretaciones razonables de la ley y no a falsedad ni dolo.

El Consejo de Estado debía determinar si la DIAN actuó conforme a derecho al modificar la declaración de renta de Cenit para el año gravable 2014, en lo relacionado con la procedencia de la depreciación acelerada, la deducibilidad de ciertos pagos (incluidos los efectuados a las Fuerzas Armadas y al exterior), y la legalidad de la sanción por inexactitud.

La Sala reiteró que la depreciación acelerada es procedente siempre que se demuestre el uso intensivo de los activos; en este caso, los oleoductos. Esto fue probado con la operación en varios turnos diarios. Al respecto de los pagos a las Fuerzas Armadas, señaló que no se acreditó su necesidad como gasto propio del giro ordinario del negocio, pues no son inherentes al transporte de hidrocarburos. Acerca de las retenciones practicadas por pagos al exterior, concluyó que no procedía su deducción porque no se probó que correspondieran a transferencias gravadas bajo el régimen de remesas. Finalmente, consideró improcedente la sanción por inexactitud, dado que las diferencias obedecieron a discrepancias interpretativas razonables y no a maniobras fraudulentas.

El Consejo de Estado declaró la nulidad parcial de los actos administrativos de la DIAN en cuanto desconocieron la deducción por depreciación acelerada y mantuvieron la sanción por inexactitud. Confirmó, en cambio, la negativa a aceptar los pagos a las Fuerzas Armadas y las retenciones por remesas. En consecuencia, reconoció parcialmente el derecho de Cenit y ajustó el impuesto liquidado para el año gravable 2014.

Este fallo es relevante porque reafirma la jurisprudencia sobre la depreciación acelerada de los activos usados en la industria petrolera, en particular los oleoductos, lo que permite a las empresas del sector deducir mayores costos cuando prueban un uso intensivo de su infraestructura. Al mismo tiempo, la sentencia limita la deducibilidad de pagos a las Fuerzas Armadas, subrayando que no basta con acreditar su realización, sino que deben ser necesarios, causales y proporcionales al giro ordinario del negocio. Por otro lado, también aclara el tratamiento de las retenciones por pagos al exterior, restringiendo su aceptación cuando no se demuestra el hecho gravado. Además, la decisión fortalece la seguridad jurídica al excluir la sanción por inexactitud cuando las diferencias se derivan de interpretaciones razonables de las normas fiscales, evitando que se castigue al contribuyente por criterios jurídicos debatibles.

9.5. Depreciación acelerada, deducibilidad de gastos y sanción tributaria: análisis del caso Cenit vs. DIAN sobre la declaración de renta 2014[11]

Ecopetrol S.A. sostuvo que no se debía practicar retenciones en la fuente sobre los pagos hechos a particulares por concepto de indemnizaciones derivadas de servidumbres petroleras, pues las sumas reconocidas correspondían íntegramente a daño emergente, el cual no constituye renta gravada (artículos 26 del ET y 17 del Decreto 187 de 1975).

10 **Radicación número**: 25000-23-37-000-2019-00254-01. **Fecha:** 6 de octubre de 2023. **Actor:** Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. **Demandado:** Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN. **Consejera ponente:** Stella Jeannette Carvajal Basto.
11 Consejo de Estado – Sala de lo Contencioso Administrativo – Sección Cuarta. Radicación número: 25000-23-37-000-2019-00254-01 (27510). Actor: Ecopetrol S.A. Magistrado que salva el voto: Wilson Ramos Girón.

La cuestión que la sala debía resolver consistía en establecer si Ecopetrol estaba obligada a practicar retención en la fuente al pagar indemnizaciones por servidumbres petroleras o si, por otro lado, tales pagos eran ingresos no gravados al corresponder exclusivamente a daño emergente.

El magistrado disidente consideró que la carga de la prueba no estaba bien entendida por la mayoría. Según él, correspondía a Ecopetrol demostrar que las indemnizaciones pagadas no estaban gravadas, acreditando que se trataban exclusivamente de daño emergente. En cambio, la mayoría trasladó esa carga a la DIAN, lo cual resulta improcedente porque la Administración no tasó ni calculó los montos pagados ni contaba con los soportes. Para justificar su decisión, recordó que, conforme a los artículos 742, 786 y 788 del Estatuto Tributario, y al artículo 167 del Código General del Proceso, los hechos constitutivos de beneficios o no sujeciones deben ser probados por quien los alega. En este caso, era Ecopetrol quien debía probar que los pagos no constituían renta gravada.

Para el magistrado Ramos Girón, la sentencia debió revocar la decisión de primera instancia y negar las pretensiones de Ecopetrol, al no haberse probado que los pagos correspondieran únicamente a daño emergente.

Este salvamento de voto resulta relevante porque plantea una interpretación estricta de la carga de la prueba en materia de retenciones relacionadas con indemnizaciones petroleras. De acogerse este criterio, las empresas del sector, como Ecopetrol y sus filiales, tendrían la obligación de documentar de manera qué parte de las indemnizaciones pagadas corresponde a daño emergente y qué parte a lucro cesante u otros conceptos para poder excluirlas de retención. Esto supondría mayores cargas probatorias y administrativas para las compañías de hidrocarburos en sus relaciones con comunidades y propietarios de predios donde se instalan servidumbres petroleras.

9.6. Retención en la fuente sobre indemnizaciones por servidumbre petrolera: interpretación estricta del artículo 401-2 del Estatuto Tributario[12]

Con el mayor respeto por la decisión mayoritaria, la magistrada salvó su voto frente a la providencia que confirmó la sentencia de primera instancia, la cual había anulado los actos administrativos demandados bajo el entendido de que los valores recibidos a título de indemnización por daño emergente no generan incremento patrimonial y, por tanto, no son objeto de retención. La mayoría sostuvo que, si la DIAN consideraba que dentro de la indemnización existía un componente de lucro cesante, debía probarlo en ejercicio de su facultad de fiscalización.

La magistrada disintió porque, a su juicio, el caso versaba sobre la aplicación del artículo 401-2 del Estatuto Tributario, que de manera expresa dispone que los pagos por indemnizaciones diferentes a las salariales, de seguros de daño y de vida están sujetos a retención en la fuente a la tarifa del 20%. Ecopetrol inaplicó esta norma al asumir que todos los pagos por servidumbres petroleras correspondían únicamente a daño emergente, ignorando que las indemnizaciones también comprenden el lucro cesante.

Sostuvo que la norma de retención no autoriza al agente retenedor para separar daño emergente y lucro cesante y, en consecuencia, abstenerse de practicar la retención. Además, enfatizó que Ecopetrol no probó que las sumas pagadas correspondieran exclusivamente a daño emergente y que no fueran susceptibles de gravamen, siendo la parte demandante quien tenía la carga de la prueba. Recordó

12 Consejo de Estado – Sala de lo Contencioso Administrativo – Sección Cuarta. Radicación número 25000-23-37-000-2019-00254-01 (27510). Actor: Ecopetrol S.A. Demandado: DIAN. Magistrada que salva el voto: Myriam Stella Gutiérrez Argüello.

que, tanto en sede administrativa como judicial, el contribuyente que impugna un acto debe probar la veracidad de lo declarado, pues se encuentra en mejor posición para hacer esto.

Por todo lo anterior, la magistrada concluyó que el agente de retención no estaba facultado para sustraerse de practicar la retención en la fuente, y que la distinción entre daño emergente y lucro cesante solo corresponde efectuarla al beneficiario de la indemnización en su declaración de renta.

Este salvamento de voto es importante porque propone una interpretación más estricta del artículo 401-2 del Estatuto Tributario, según el cual los pagos por indemnizaciones distintas a las salariales y de seguros (como las derivadas de servidumbres petroleras) están siempre sujetos a retención en la fuente a la tarifa del 20%, sin que el agente retenedor pueda excluir de esa obligación la parte que considera daño emergente. De acogerse este criterio, las compañías del sector tendrían que practicar retención en la fuente sobre la totalidad de las indemnizaciones pagadas a propietarios y comunidades afectadas por servidumbres, independientemente de que dichas sumas correspondan a daño emergente o lucro cesante. En la práctica, esto significaría mayores costos administrativos y financieros para las empresas de hidrocarburos, que deberían retener más impuestos en sus operaciones de compensación. Esto podría afectar la planeación de proyectos de transporte y explotación.

9.7. Depreciación acelerada y deducibilidad tributaria en el sector hidrocarburos: análisis del fallo Ocensa sobre renta 2011[13]

Ocensa solicitó la nulidad de las liquidaciones oficiales de revisión y de la resolución que confirmó las modificaciones a su declaración del impuesto de renta del año gravable 2011. Alegó que la DIAN desconoció como deducibles los pagos realizados a las Fuerzas Armadas, las retenciones en la fuente sobre pagos al exterior y la depreciación de activos, además de imponer una sanción por inexactitud. La sociedad sostuvo que tales erogaciones cumplían con los requisitos de causalidad, necesidad y proporcionalidad del artículo 107 del Estatuto Tributario, y que la sanción era improcedente por basarse en interpretaciones razonables de las normas.

El deber del Consejo de Estado era determinar si la DIAN actuó conforme a derecho al modificar la declaración de renta de Ocensa para el año gravable 2011, específicamente en lo relativo a la procedencia de la depreciación acelerada, la deducibilidad de pagos a las Fuerzas Armadas y al exterior, y la imposición de la sanción por inexactitud.

En su resolución, la Sala reiteró que la depreciación acelerada de activos es procedente siempre que se demuestre un uso intensivo, lo que en el caso de Ocensa se acreditó con la operación continua de oleoductos en varios turnos. Sin embargo, señaló que los pagos a las Fuerzas Armadas no se probaron como gastos necesarios y propios de la actividad debido a que no forman parte intrínseca del giro ordinario del transporte de hidrocarburos. Por otro lado, respecto de las retenciones en la fuente por pagos al exterior, el Consejo de Estado consideró que no procedía su deducción porque no se acreditó que correspondieran a rentas sometidas al régimen de remesas. En cuanto a la sanción por inexactitud, la Sala concluyó que no había lugar a imponerla, toda vez que las diferencias entre la sociedad y la DIAN se originaron en interpretaciones razonables y no en conductas fraudulentas o dolosas.

El Consejo de Estado decidió declarar la nulidad parcial de los actos administrativos de la DIAN en cuanto desconocieron la deducción por depreciación acelerada y mantuvieron la sanción por inexactitud. Confirmó, no obstante, la improcedencia

13 Consejo de Estado – Sala de lo Contencioso Administrativo – Sección Cuarta. Radicación número: 76001-23-33-000-2015-01612-01 (24378). Fecha: 22 de junio de 2023. Actor: Oleoducto Central S.A. – Ocensa. Demandado: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN. Consejero ponente: Julio Roberto Piza Rodríguez.

de la deducción por pagos a las Fuerzas Armadas y por retenciones al exterior. En consecuencia, accedió parcialmente a las pretensiones de Ocensa y ajustó el impuesto determinado para el año gravable 2011.

Este fallo es trascendental porque consolida la jurisprudencia que avala la depreciación acelerada de los activos utilizados de forma intensiva en el transporte de hidrocarburos. Esto logra garantizar un tratamiento fiscal favorable para las empresas del sector en la medida en que puedan acreditar la operación continua de su infraestructura. Al mismo tiempo, reafirma que los pagos a las Fuerzas Armadas no cumplen, en principio, con el requisito de necesidad tributaria, cerrando la posibilidad de utilizarlos como deducciones sin pruebas estrictas. Además, este fallo también clarifica que las retenciones en la fuente sobre pagos al exterior requieren acreditación plena de su procedencia, evitando interpretaciones extensivas. Finalmente, el fallo protege a los contribuyentes al limitar la imposición de sanciones por inexactitud cuando existen interpretaciones jurídicas razonables, fortaleciendo la seguridad jurídica en un sector estratégico y de alta conflictividad tributaria.

10. Gobernanza regulatoria en el sector Hidrocarburos

10.1. Coordinación Nación-Territorio en la Gestión de Recursos del Subsuelo[1]

Resumen:

La sentencia SU095/18 de la Corte Constitucional colombiana reafirmó que la exploración y explotación de recursos del subsuelo, como los hidrocarburos, es una competencia del Estado a nivel nacional. La decisión se tomó a raíz de un conflicto en el que un municipio intentaba prohibir estas actividades mediante una consulta popular. La Corte dictaminó que la autoridad nacional debe participar en estas decisiones, en coordinación con las entidades territoriales, y exhortó al Congreso a crear mecanismos de participación más claros.

Antecedentes:

La sentencia SU095/18 se originó a partir de una consulta popular en el municipio de Cumaral, Meta, impulsada por un grupo de ciudadanos que buscaba prohibir las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en su territorio. El Tribunal Contencioso Administrativo del Meta validó la pregunta de la consulta, lo que llevó a la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda. a interponer una acción de tutela. La compañía argumentó que el fallo judicial violaba el debido proceso y desconocía que la propiedad de los recursos del subsuelo es de la Nación y no de las entidades territoriales. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol también intervinieron, alertando sobre los posibles perjuicios fiscales y la inseguridad jurídica para la industria petrolera nacional.

Consideraciones de la Corte:

En sus consideraciones, la Corte Constitucional determinó que el Tribunal Administrativo del Meta cometió un error al no interpretar de forma integral la Constitución. La Corte dejó claro que la propiedad del subsuelo y de los recursos naturales no renovables es exclusiva del

1 Corte Constitucional de Colombia-Sala Plena. Magistrado Ponente: Dra. Cristina Pardo Schlesinger. Expediente: T-6.298.958. Sentencia SU-095-18 del 11 de octubre de 2018. Lee aquí la sentencia: https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2018/su095-18.htm

Estado, lo que implica que la política de hidrocarburos es de interés nacional. Por lo tanto, un municipio no tiene la facultad para prohibir unilateralmente la exploración y explotación de estos recursos, aunque sí tiene la autonomía de regular el uso del suelo. La Corte sentenció que las decisiones de esta índole deben ser tomadas bajo los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad entre la Nación y los entes territoriales.

La Corte también cuestionó que el Tribunal Administrativo modificara la pregunta de la consulta, argumentando que su función no era fraccionarla, sino declararla inconstitucional en su totalidad por extralimitación de competencias. Finalmente, exhortó al Congreso de la República para que defina mecanismos de participación ciudadana e instrumentos de coordinación entre la Nación y los entes territoriales en materia de exploración y explotación de recursos naturales no renovables.

Decisión:

En su decisión final, la Corte Constitucional revocó las sentencias de los tribunales inferiores y concedió el amparo solicitado por Mansarovar Energy Colombia Ltda. La Corte resolvió dejar sin efecto la sentencia del Tribunal Administrativo del Meta, la cual había declarado constitucional la pregunta para la consulta popular en el municipio de Cumaral.

Análisis:

La decisión judicial brinda seguridad jurídica al establecer de manera categórica que la propiedad del subsuelo y de los recursos naturales no renovables son de la Nación, y las entidades territoriales no pueden ir en contravía de los intereses nacionales. La Corte Constitucional reafirmó que estas actividades son de interés público y utilidad nacional, y su desarrollo está sujeto a una regulación centralizada. Al sentar este precedente, la sentencia mitiga el riesgo de fragmentación normativa y de conflictos jurisdiccionales que podrían paralizar proyectos estratégicos.

10.2. Participación Territorial en Proyectos de Hidrocarburos: Coordinación y Concurrencia[2]

Resumen: La Sentencia SU-411 de 2020 establece que la gestión de proyectos de hidrocarburos, aunque de competencia nacional, debe ejecutarse bajo los principios de coordinación y concurrencia con las autoridades territoriales. El fallo subraya la necesidad de una participación activa y eficaz de las comunidades y los entes locales para deliberar sobre los impactos ambientales y sociales de estos proyectos, armonizando la soberanía estatal sobre los recursos del subsuelo con la autonomía territorial y el derecho ciudadano a incidir en las decisiones que afectan su entorno.

Antecedentes:

Los antecedentes de la Sentencia SU-411 de 2020 se originan en un conflicto de competencias entre el orden nacional y las entidades territoriales respecto a la autorización de actividades de exploración y explotación de recursos del subsuelo. El caso se desencadenó a partir de una acción de tutela interpuesta por el Ministerio de Minas y Energía y una empresa privada contra un Tribunal Administrativo que había validado una consulta popular en el municipio de Cogua. El interrogante central de dicha consulta buscaba que la ciudadanía decidiera sobre la ampliación de la explotación minera, un hecho que, a juicio de los demandantes, invadía la competencia exclusiva de la Nación sobre la propiedad del subsuelo. Este escenario planteó la necesidad de definir los límites y la aplicación de los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad entre ambos niveles de gobierno en la toma de decisiones que afectan al sector de hidrocarburos y minero.

2 Corte Constitucional de Colombia-Sala Plena. Magistrado Ponente: Dra. Alberto Rojas Ríos. Expediente: T-7.640.364. Sentencia SU-411-20 de 17 de septiembre de 2020. Lee el documento aquí: https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2020/su411-20.htm

Consideraciones de la Corte:

Las consideraciones de la Corte Constitucional en la Sentencia SU-411 de 2020 se fundamentaron en el análisis de tres defectos principales de la sentencia de un tribunal inferior: sustantivo, violación directa de la Constitución y desconocimiento del precedente judicial. La Corte determinó que el tribunal incurrió en estas fallas al validar una consulta popular que afectaba la política nacional sobre recursos del subsuelo, incluyendo los hidrocarburos. La Corte afirmó que la decisión del tribunal se basó en una interpretación aislada de los principios constitucionales, omitiendo las competencias del gobierno nacional. En este contexto, la sentencia valida la legitimidad del Ministerio de Minas y Energía, respaldada por normativas como el Decreto 1073 de 2015, para intervenir en la defensa de sus competencias, las cuales se vieron afectadas por el fallo del tribunal inferior. Concluyó que, si bien los municipios tienen autonomía en el ordenamiento del suelo, esta debe ejercerse en armonía con los principios de coordinación y concurrencia con la Nación, que es la propietaria del subsuelo.

Decisión:

La decisión de la Corte en la Sentencia SU-411 de 2020 fue revocar el fallo del Tribunal que había validado una consulta popular para prohibir la minería. La Corte reafirmó que la competencia para la exploración y explotación de recursos del subsuelo, como los hidrocarburos, es del orden nacional, aunque debe ejercerse en coordinación con las autoridades territoriales y la participación ciudadana.

Análisis:

La Sentencia SU-411 de 2020 es fundamental para CENIT porque protege la continuidad de la infraestructura de oleoductos frente a intentos de bloqueo por parte de entes territoriales. El fallo reafirma que la propiedad del subsuelo y la política de hidrocarburos es competencia exclusiva de la Nación, invalidando la capacidad de los municipios de prohibir proyectos como oleoductos a través de consultas populares. Sin embargo, la sentencia obliga a las empresas y al gobierno a entablar un diálogo vinculante con las autoridades y comunidades locales, asegurando la coordinación y la participación ciudadana como requisitos para la legitimidad y sostenibilidad de los proyectos de transporte de crudo.

10.3. Reestructuración del Sector de Hidrocarburos: Constitucionalidad de la Escisión de Ecopetrol y Creación de la ANH[3]

Resumen:

La Sentencia C-511/04 declaró constitucionales varios artículos que permitieron la escisión de ECOPETROL y la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), validando una reestructuración del sector de hidrocarburos. La Corte determinó que el presidente no se excedió en sus facultades extraordinarias, argumentando que el principio de unidad de materia no aplica a los decretos con fuerza de ley y que las normas sobre hidrocarburos no constituían un "código" inmodificable. En esencia, la sentencia avaló la separación de las funciones administrativas de las comerciales, buscando una gestión más eficiente de los recursos petroleros del país.

Antecedentes:

Los antecedentes de la Sentencia C-511/04 se centran en la demanda de inconstitucionalidad contra el Decreto Ley 1760 de 2003, que escindió Ecopetrol y creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El demandante alegó que el Presidente de la República se extralimitó en sus facultades extraordinarias al modificar el régimen de hidrocarburos, argumentando que este no podía ser alterado por facultades

3 Corte Constitucional, Sala Plena. Magistrado sustanciador: DR Rodrigo Escobar Gil. Expediente: D-4934. Sentencia C-511/04 de 25 de mayo de 2004. Lee aquí la sentencia: https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2004/c-511-04.htm

extraordinarias al ser considerado un "código". También se cuestionó la vulneración del principio de unidad de materia.

Consideraciones de la Corte:

Las consideraciones de la Corte Constitucional en la Sentencia C-511/04 se centraron en desestimar la inconstitucionalidad del Decreto Ley 1760 de 2003, que reestructuró el sector de hidrocarburos. La Corte determinó que el principio de unidad de materia no aplica a los decretos con fuerza de ley, sino que su validez depende de la congruencia con la ley que otorga las facultades extraordinarias. Además, la Corte estableció que el conjunto de normas sobre hidrocarburos a las que se refería el demandante no cumplía con las características de un "código", pues no constituía un cuerpo normativo completo y sistemático, ni había una manifestación de voluntad legislativa para que lo fuera. Por lo tanto, no se vulneró la reserva de ley ordinaria. La transferencia de la función de administración de las áreas hidrocarburíferas de Ecopetrol a la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos se consideró una consecuencia legítima y directa del ejercicio de las facultades extraordinarias para la renovación de la estructura de la administración pública.

Decisión:

La Corte Constitucional declaró la exequibilidad del Decreto Ley 1760 de 2003, validando la reestructuración del sector de hidrocarburos. La decisión se basó en que las facultades extraordinarias del Presidente no se extralimitaron, ya que el principio de unidad de materia no aplicaba y las normas sobre hidrocarburos no constituían un "código" inmodificable. Esto permitió la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la separación de funciones en el sector petrolero.

Análisis:

Desde una perspectiva jurídica y estratégica, la Sentencia C-511/04 es un hito para la organización del sector de hidrocarburos, y su relevancia para la infraestructura de oleoductos es innegable. La Corte validó la facultad del Gobierno para reestructurar Ecopetrol, lo que permitió la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como entidad administradora y regulatoria. Esta decisión fue crucial porque separó las funciones comerciales de Ecopetrol de las administrativas del Estado. Con esta claridad institucional, la empresa pudo consolidar sus activos de transporte, incluyendo la red de oleoductos, en una filial especializada, CENIT. En esencia, la sentencia proveyó la seguridad jurídica necesaria para que una infraestructura estratégica fuera gestionada por una entidad dedicada, lo que ha sido clave para la inversión y la eficiencia del sector.

10.4. Tributación Diferenciada en el Sector Extractivo: Constitucionalidad de la Sobretasa al Impuesto de Renta[4]

La Sentencia C-420 de 2024 de la Corte Constitucional, con ponencia del magistrado Juan Carlos Cortés González, declaró exequible la sobretasa adicional al impuesto de renta para las empresas extractoras de petróleo crudo prevista en la Ley 2277 de 2022. La Corte avaló la constitucionalidad de la tarifa progresiva del 5 %, 10 % y 15 %, al considerar que no vulnera los principios de equidad ni de igualdad tributaria, y reiteró la potestad del legislador para establecer cargas fiscales diferenciadas en función de la capacidad contributiva de las compañías del sector extractivo.

Antecedentes:

La Sentencia C-420 de 2024 se originó a partir de varias demandas de inconstitucionalidad presentadas contra los artículos 10 y 19 de la Ley 2277 de 2022, que modificaron el Estatuto Tributario para imponer una

4 Corte Constitucional de Colombia-Sala Plena. Magistrado Ponente: Dr. Juan Carlos Cortés González. Expediente: D-15253. Sentencia C-420 del 3 de octubre de 2024. Lee el documento aquí: corteconstitucional.gov.co/relatoria/2024/c-420-24.htm?utm_source

sobretasa progresiva al impuesto de renta de las empresas extractoras de petróleo crudo. Los demandantes alegaban que la medida desconocía los principios de equidad, igualdad y capacidad contributiva, al gravar de manera diferenciada a un solo sector económico. Durante el trámite, intervinieron la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Ecopetrol, la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), así como varios centros académicos y organizaciones sociales, exponiendo tanto los posibles impactos negativos en la competitividad y la inversión, como los beneficios fiscales para el Estado. El Procurador General de la Nación también rindió concepto, solicitando a la Corte evaluar si la sobretasa constituía un trato discriminatorio o una herramienta legítima de política tributaria.

Consideraciones:

En la Sentencia C-420 de 2024, la Corte Constitucional concluyó que la sobretasa progresiva al impuesto de renta para las empresas extractoras de petróleo crudo establecida en la Ley 2277 de 2022 no vulnera los principios de equidad, igualdad ni progresividad tributaria, al considerar que el legislador cuenta con un amplio margen de configuración en materia fiscal y que resulta legítimo gravar de manera diferenciada a un sector que obtiene rentas extraordinarias de la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad de la Nación; la Corte señaló que la medida no es confiscatoria ni desproporcionada, pues garantiza la viabilidad económica de las empresas y responde a criterios de justicia tributaria y sostenibilidad fiscal, por lo que declaró exequibles el parágrafo 3º (parcial) del artículo 240 y el artículo 115 del Estatuto Tributario, modificados por los artículos 10 y 19 de la Ley 2277 de 2022, salvo el parágrafo 1º del artículo 115, que fue declarado inexequible.

Decisión:

En la Sentencia C-420 de 2024, la Corte Constitucional resolvió declarar exequible la sobretasa progresiva al impuesto de renta para las empresas extractoras de petróleo crudo, previstas en los artículos 10 8y 19 la ley 2277 de 2022, que modificaron el Estatuto Tributario, salvo el parágrafo 1º del artículo 115 que fue declarado inexequible. La Corte fundamentó su decisión en que el Congreso goza de un amplio margen de configuración en materia tributaria, especialmente frente a sectores con rentas extraordinarias derivadas de la explotación de recursos naturales no renovables, propiedad de la Nación. En este contexto, considero que la medida no desconoce los principios de igualdad, equidad y progresividad, pues las empresas gravadas tienen la capacidad contributiva superior que justifica la tarifa diferenciada. Asimismo, precisó que la sobretasa no es confiscatoria ni desproporcionada, dado que mantiene la viabilidad económica de las compañías, y constituye una herramienta legítima para garantizar la sostenibilidad fiscal y la redistribución de la riqueza en el país. Por estas razones, la Corte reafirmó que la carga tributaria impuesta al sector extractivo es constitucional y compatible con el interés general.

Análisis: La Sentencia C-420 de 2024 es importante porque le da tranquilidad al país y al sector de hidrocarburos al confirmar que la sobretasa progresiva al impuesto de renta para las empresas que extraen petróleo crudo es constitucional. Con esta decisión, la Corte no solo respalda la facultad del Congreso para definir cargas fiscales diferenciadas, sino que también reconoce que quienes generan mayores utilidades a partir de recursos naturales de la Nación deben aportar más al bienestar colectivo. Esto evita que la medida quede en entredicho y brinda estabilidad a las reglas de juego para las empresas y para el Estado, que depende de estos ingresos para financiar programas sociales. Para Cenit, la sentencia representa un mensaje claro: el marco tributario en torno al sector se encuentra respaldado por la Constitución, lo que facilita anticipar impactos económicos, mantener un diálogo transparente con los actores del negocio y

fortalecer la confianza en que las decisiones de política pública se toman con criterios de equidad y sostenibilidad.

10.5. Validez del Decreto 1073 de 2015 como Compilación Normativa: Alcances de la Potestad Reglamentaria en el Sector Minero-Energético[5]

Resumen:

En febrero de 2022, el Consejo de Estado, Sección Tercera (Subsección A), negó la medida cautelar solicitada en el expediente 11001-03-26-000-2021-00207-00 promovido por William Esteban Gómez Molina. El solicitante consideraba que el Decreto 1073 de 2015 incurría en exceso de competencia reglamentaria y regulaba sanciones basadas en normas derogadas. La Sala concluyó, en cambio, que el decreto era una compilación legalmente válida con funciones técnico-reglamentarias, y que no se había demostrado una afectación de derechos que justificara la suspensión inmediata de sus disposiciones.

Antecedentes:

El proceso tuvo origen en la demanda de nulidad presentada por el ciudadano William Esteban Gómez Molina contra varios artículos del Decreto 1073 de 2015, "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía". El demandante sostuvo que el Gobierno Nacional había excedido su potestad reglamentaria al compilar y reproducir disposiciones que, a su juicio, provenían de normas ya derogadas o que imponían cargas y sanciones sin sustento legal vigente, lo que desconocía los principios de legalidad, tipicidad y debido proceso. En el trámite fueron vinculados como partes demandadas los Ministerios de Minas y Energía, Hacienda y Crédito Público, Comercio, Industria y Turismo, y Transporte, en tanto entidades directamente relacionadas con la expedición y aplicación del decreto. Como medida cautelar, el actor solicitó la suspensión provisional de los apartados cuestionados, argumentando la necesidad de evitar la aplicación de normas carentes de validez. El asunto fue asumido por la Sección Tercera, Subsección A, de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Consejo de Estado, que procedió a resolver la solicitud de cautela antes de decidir de fondo sobre la demanda de nulidad.

Consideraciones:

El Consejo de Estado señaló que la potestad reglamentaria del Gobierno Nacional no es ilimitada, pues debe ceñirse a la ley habilitante y no puede revivir normas derogadas ni introducir disposiciones sin fundamento legal. En este sentido, precisó que el Decreto 1073 de 2015, como decreto único reglamentario del sector minero-energético, tenía la finalidad de compilar y sistematizar la normatividad vigente, sin alterar su contenido material. La corporación concluyó que, aunque la compilación puede generar dudas interpretativas, no puede asumirse que el Ejecutivo haya creado nuevas reglas, por lo que la validez de cada disposición debe examinarse según su norma de origen. Así, destacó la importancia de diferenciar entre la simple recopilación normativa y la expedición de regulaciones autónomas, reafirmando que la seguridad jurídica exige claridad sobre el origen y la vigencia de las normas incluidas en el decreto compilador.

Decisión:

El Consejo de Estado resolvió declarar la validez del Decreto 1073 de 2015 en cuanto a su naturaleza de decreto compilador del sector minero-energético, precisando que su expedición no implicó la creación de nuevas normas ni la reactivación de disposiciones derogadas, sino la sistematización de regulaciones ya existentes. La Corporación fundamentó su decisión en que el Gobierno, en ejercicio de su potestad reglamentaria,

5 Consejo de Estado Sección Tercera Subsección A. consejera Ponente: Dra. Marta Nubia Velásquez Rico. radicación :67621. expediente 11001-03-26-000-2021-00207-00. Auto del 22 de febrero de 2022. Lee el documento aquí: corteconstitucional.gov.co/relatoria/2024/c-420-24.htm?utm_source

puede compilar normas siempre que respete la ley habilitante y los límites constitucionales, y que la interpretación de cada disposición debe realizarse con referencia a su norma de origen. En este contexto, concluyó que el decreto no desbordó la competencia del Ejecutivo ni desconoció el principio de reserva de ley, pues no innovó el ordenamiento jurídico, sino que se limitó a organizarlo.

Análisis:

El Consejo de Estado estableció que el Decreto 1073 de 2015, en su calidad de decreto compilador, no crea nuevas disposiciones ni revive normas derogadas, sino que se limita a organizar en un solo cuerpo las reglas vigentes del sector minero-energético, lo cual brinda claridad y seguridad jurídica al determinar que la validez y efectos de las obligaciones deben rastrearse en la norma de origen y no en la compilación misma; esta decisión resulta de gran importancia porque evita interpretaciones erróneas sobre la vigencia normativa, fortalece la estabilidad del marco regulatorio y, en el caso de Cenit, subraya la necesidad de mantener un seguimiento riguroso de las disposiciones aplicables para sustentar adecuadamente sus decisiones contractuales, regulatorias y operativas en el transporte de hidrocarburos, asegurando confianza y certidumbre en su relación con autoridades, inversionistas y comunidades.



SECCIÓN V

Laudo arbitral entre Canacol Energy Colombia S.A. (CECSA) y Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (OBC).

Antecedentes del caso

El contrato objeto de la controversia fue suscrito el 20 de junio de 2012 entre Canacol Energy Colombia S.A. (CECSA) y Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (OBC). Este contrato tenía por objeto el transporte de hidrocarburos líquidos a través del Oleoducto Bicentenario, bajo la modalidad "Ship or Pay". En virtud de esta cláusula, CECSA se comprometía a pagar una tarifa fija por una capacidad contratada de 550 barriles diarios, independientemente de si utilizaba efectivamente el servicio de transporte.

Posteriormente, el contrato fue modificado mediante el Otrosí No. 2, firmado el 28 de marzo de 2014. Esta modificación introdujo un cambio sustancial en el tratamiento de los pagos realizados por CECSA en situaciones de eventos justificados —como fuerza mayor o actos de terceros que impidieran la prestación del servicio—. Antes del Otrosí, dichos pagos eran considerados anticipos que podían ser compensados con servicios futuros una vez cesaran los eventos. Sin embargo, a partir del 1 de enero de 2014, los pagos dejaron de tener carácter de anticipo y pasaron a ser definitivos, sin posibilidad de imputación a servicios posteriores. Esta modificación tuvo implicaciones relevantes en la disputa arbitral, especialmente en relación con el derecho de CECSA a exigir la prestación del servicio por el cual ya había pagado.

Pretensiones de CECSA

Principales:

1. Declarar existencia del contrato.
2. Declarar incumplimiento de OBC por no prestar el servicio.
3. Reconocer derecho de CECSA a disfrutar del servicio ya pagado.
4. Declarar incumplimiento por negarse a prestar el servicio.
5. Resolver el contrato.
6. Condenar a OBC al pago de COP$7.420.484.668,10 por servicio no prestado (nov. 2013 – ene. 2017).
7. Condenar a OBC por perjuicios y costas.

Subsidiarias:

- Exigir prestación del servicio por **315.271 barriles** ya pagados.
- Indemnización por perjuicios.
- Pago de costas.

Defensas de OBC

En el proceso arbitral entre Canacol Energy Colombia S.A. (CECSA) y Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (OBC), esta última presentó una serie de defensas jurídicas para oponerse a las pretensiones de la parte convocante. En primer lugar, OBC alegó haber cumplido con su deber de información, especialmente en lo relacionado con los eventos justificados que afectaron la prestación del servicio de transporte. Según su postura, estos eventos —como atentados, bloqueos y daños en la infraestructura— fueron debidamente notificados a CECSA conforme a lo estipulado en el contrato.

Además, OBC invocó el principio de relatividad contractual, argumentando que CECSA no tenía derecho a reclamar el pago de la tarifa "ship or pay" en los términos pretendidos, dado que los pagos realizados

por CECSA desde el 1 de enero de 2014, tras la firma del Otrosí No. 2, eran definitivos y no generaban derecho a la prestación futura del servicio. En este sentido, OBC sostuvo que no existía un daño resarcible ni un nexo causal entre los supuestos incumplimientos y los perjuicios alegados por CECSA.

Otra de las defensas planteadas por OBC fue que la conducta contractual sostenida por CECSA durante varios años, en la que aceptó el funcionamiento del contrato sin objeciones, implicaba una aceptación tácita de las condiciones modificadas, incluyendo el tratamiento de los pagos como ingresos definitivos. Asimismo, OBC argumentó que no se cumplían las condiciones necesarias para que procediera la resolución del contrato, ya que no se había configurado un incumplimiento grave que afectara la esencia del negocio jurídico.

Finalmente, OBC reafirmó que los eventos justificados fueron debidamente informados y que, en virtud de lo pactado en el contrato y el Otrosí No. 2, no estaba obligada a prestar el servicio de transporte en los casos en que dichos eventos impidieran su ejecución.

Argumentos anteriores que se resumen en: i) el cumplimiento de deber de información, ii) relatividad contractual, iii) No existe derecho de CECSA a reclamar tarifa, iv) No hay daño resarcible ni nexo causal, v) Conducta contractual de CECSA implica aceptación, vi) No hay condiciones para resolución del contrato, v) Eventos justificados fueron debidamente informados.

Aspectos jurídicos clave

El contrato de transporte entre CECSA y OBC contemplaba la figura de los llamados "eventos justificados", los cuales incluían situaciones de fuerza mayor, actos de terceros, alteraciones del orden público, entre otros. En caso de que ocurriera alguno de estos eventos, OBC estaba obligado a informar a CECSA dentro de las 24 horas siguientes y a entregar todos los detalles del evento en un plazo máximo de cinco días hábiles. Esta obligación de información era clave para determinar si la suspensión del servicio estaba debidamente justificada y si se activaban las cláusulas contractuales correspondientes.

Este contrato se estructuró bajo el modelo de financiación conocido como "Project Finance", en el cual los ingresos generados por el proyecto —en este caso, el oleoducto— son la fuente principal para cubrir las obligaciones financieras adquiridas para su construcción y operación. La tarifa "ship or pay" jugaba un papel fundamental en este esquema, ya que garantizaba un flujo de caja constante para OBC, permitiéndole atender el servicio de la deuda y recuperar la inversión, incluso si el servicio de transporte no se prestaba efectivamente por causas justificadas.

Además, el contrato de transporte se encontraba coligado con otros instrumentos jurídicos, como el Acuerdo Marco de Inversión (AMI), el Otrosí No. 2 y los contratos celebrados con otra compañía. Aunque cada uno de estos contratos conservaba su autonomía jurídica, estaban interrelacionados por una finalidad económica común: la viabilidad y operación del Oleoducto Bicentenario. Esta coligación contractual implicaba que la interpretación y ejecución de cada contrato debía hacerse en armonía con los demás, considerando el propósito integral del proyecto.

Hallazgos del Tribunal

El Tribunal de Arbitramento concluyó que Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (OBC) incurrió en un incumplimiento parcial de su deber de información frente a algunos eventos justificados que afectaron la prestación del servicio de transporte. Sin embargo, este incumplimiento no fue considerado grave ni suficiente para declarar la resolución del contrato.

Por otro lado, el Tribunal determinó que el Otrosí No. 2, suscrito el 28 de marzo de 2014, modificó sustancialmente el contrato original. A partir de esta modificación, los pagos realizados por CECSA bajo la modalidad "ship or pay" dejaron de ser considerados anticipos compensables y pasaron a ser pagos definitivos. En consecuencia, CECSA perdió el derecho a reclamar la prestación futura del servicio por los pagos efectuados desde el 1 de enero de 2014 en adelante.

No obstante, el Tribunal reconoció que los pagos realizados por CECSA en los meses de noviembre y diciembre de 2013 sí generaban un derecho a restitución. Esto se debe a que dichos pagos se efectuaron antes de la entrada en vigor del Otrosí No. 2, cuando aún estaba vigente la cláusula que permitía compensar los pagos por servicios no prestados debido a eventos justificados. Por lo tanto, OBC fue condenado a devolver el valor correspondiente a esos pagos.

Decisión del Tribunal

El Tribunal de Arbitramento decidió acoger únicamente la primera pretensión principal presentada por CECSA, declarando la existencia del contrato de transporte celebrado con OBC. Las demás pretensiones principales, de la segunda a la séptima, fueron negadas por el Tribunal al no encontrar mérito suficiente para su prosperidad.

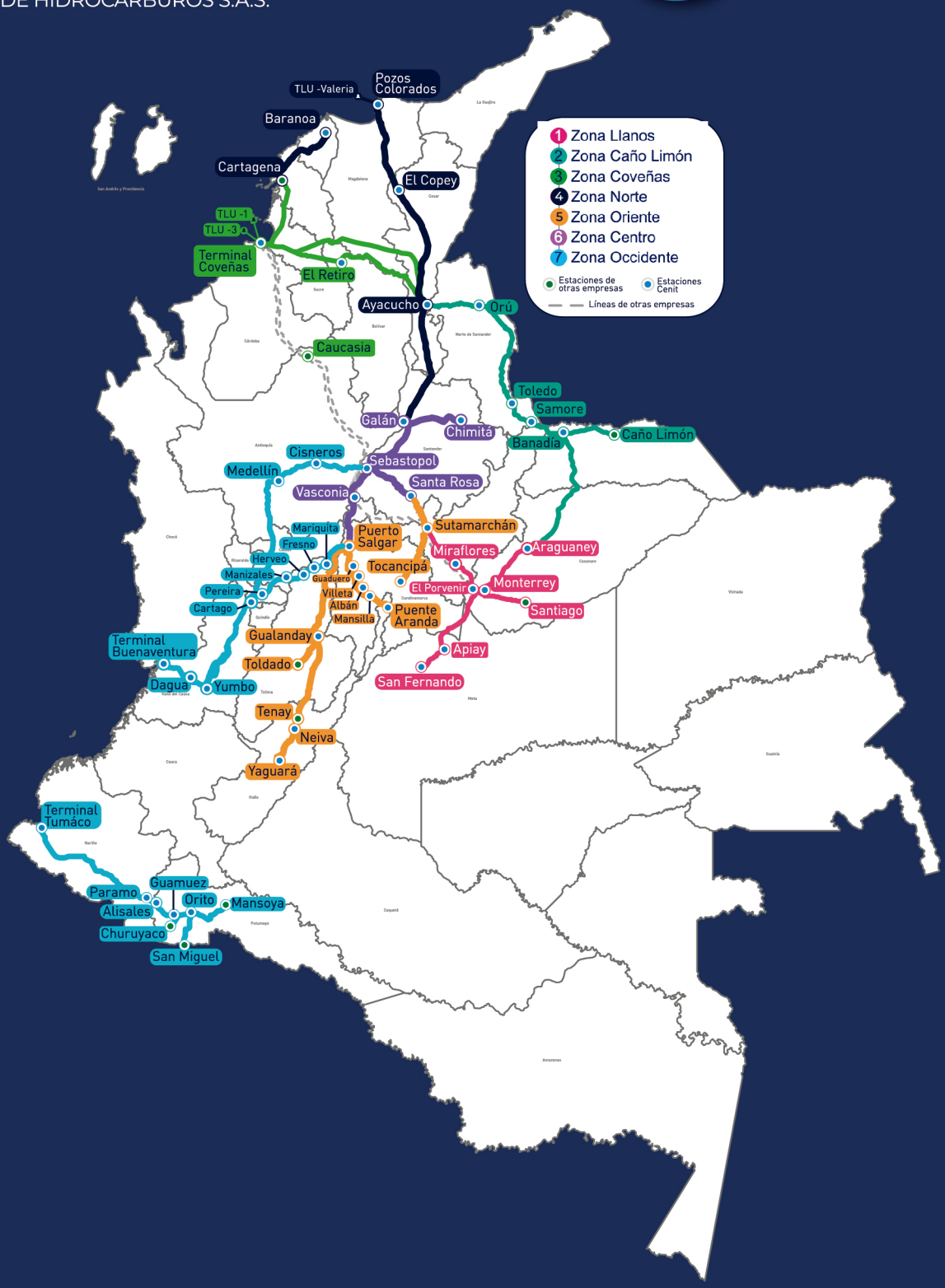
En cuanto a las pretensiones subsidiarias, el Tribunal dio lugar parcialmente a la tercera, cuarta y sexta, reconociendo que CECSA tenía derecho a la restitución de ciertos pagos realizados antes de la modificación contractual introducida por el Otrosí No. 2. En consecuencia, OBC fue condenado a pagar a CECSA la suma de $818.306.666, correspondiente a los pagos efectuados en noviembre y diciembre de 2013, actualizados e incluyendo intereses de mora. Este monto deberá ser cancelado en un plazo de diez días contados a partir de la ejecutoria del laudo.

Por su parte, CECSA fue condenada al pago de $336.410.356 a favor de OBC, por concepto de costas procesales y agencias en derecho. Finalmente, el Tribunal desestimó tanto la tacha de testimonio como la objeción al juramento estimatorio presentadas durante el proceso, al considerar que no cumplían con los requisitos legales para su prosperidad.

NUESTRA INFRAESTRUCTURA

CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.

Regula Hacia la Transición Energética



Regula

Hacia la Transición Energética

Encuentre ésta publicación en:

cenit-transporte.com

GRUPO ecopetrol | cenit