

*Incidencia de la regulación estatal del mercado de gas natural en el desabastecimiento del servicio público domiciliario en Colombia: Análisis jurídico-económico*

**Sara Ruiz Silva**

**Maria Fernanda Gonzalez Cabal**

**Facultad de Humanidades y Ciencias Sociales Pontificia Universidad Javeriana  
Cali Derecho**

**Asesora Claudia Lorena Esquivel García**

## RESUMEN

Esta tesis analiza de forma integral cómo la regulación del mercado de gas natural en Colombia impacta la oferta y demanda del servicio público domiciliario, y cómo dicha dinámica incide en el fenómeno del desabastecimiento. A partir de una perspectiva jurídica, económica y regulatoria, se examinan las principales reformas normativas que han estructurado el sector, las fases contractuales del ciclo del gas desde la exploración hasta la comercialización, y las barreras que obstaculizan el funcionamiento eficiente y equitativo del mercado.

El trabajo identifica un círculo vicioso entre oferta y demanda: la escasa disponibilidad del recurso desincentiva el consumo, mientras que la débil demanda no justifica nuevas inversiones en exploración y producción. A esto se suman problemas como la alta concentración del mercado en manos de Ecopetrol, la asimetría de información entre usuarios y reguladores, y la existencia de barreras jurídicas y regulatorias que dificultan el acceso, la competencia y la expansión de infraestructura.

Finalmente, se concluye que la actual regulación estatal, liderada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), requiere una revisión estructural orientada a fomentar la transparencia, la inversión, la participación de nuevos agentes y la protección efectiva de los usuarios. Solo mediante una intervención más estratégica y menos restrictiva se podrá garantizar la seguridad energética y el desarrollo sostenible del mercado del gas natural en Colombia.

*PALABRAS CLAVES:* Gas natural, Regulación, Desabastecimiento, Oferta y demanda, Barreras jurídicas, Servicio público domiciliario, Protección al usuario, Asimetría de información, Transición energética, Exploración y producción, Infraestructura energética, Régimen contractual y Política energética.

## SUMMARY

This thesis provides a comprehensive analysis of how the regulation of the natural gas market in Colombia impacts the supply and demand of the residential public service, and how this dynamic contributes to the phenomenon of supply shortages. From a legal, economic, and regulatory perspective, it examines the main legal reforms that have shaped the sector, the contractual phases of the gas cycle from exploration to commercialization and the barriers that hinder the efficient and equitable functioning of the market.

The study identifies a vicious cycle between supply and demand: the limited availability of the resource discourages consumption, while weak demand does not justify new investments in exploration and production. Additional challenges include the high market concentration in the hands of Ecopetrol, the information asymmetry between users and regulators, and the presence of legal and regulatory barriers that restrict access, competition, and infrastructure expansion.

Finally, it concludes that the current state regulation, led by the Energy and Gas Regulatory Commission (CREG), requires a structural reform aimed at promoting transparency, investment, the participation of new market agents, and the effective protection of users. Only through a more strategic and less restrictive intervention can energy security and the sustainable development of the natural gas market in Colombia be ensured.

**KEYWORDS:** Natural gas, Regulation, Shortage, Supply and demand, Legal barriers, Residential public service, User protection, Information asymmetry, Energy transition, Exploration and production, Energy infrastructure, Contractual regime, and Energy policy.

## TABLA DE CONTENIDO

### OBJETIVOS

<b>1. CAPÍTULO I.....</b>	<b>6</b>
1.1. Introducción.....	6
1.2. Evolución Histórica del Desarrollo del Sector.....	7
1.3. Importancia del Gas Natural en Colombia.....	13
1.4. Comportamiento de la Demanda del Gas Natural.....	15
1.5. Marco Regulatorio.....	20.
1.6 Conclusion.....	22
<b>2. CAPÍTULO II.....</b>	<b>24</b>
2.1 Introducción al Marco Contractual del Gas Natural en Colombia.....	24
2.2 Exploración y Producción: Etapas Iniciales del Ciclo Contractual y Monopolios Naturales.....	25
2.3 Transporte y Distribución: Régimen Jurídico Aplicable.....	28
2.4 Otras Etapas Contractuales.....	31
2.5 La Discusión sobre el Fracking en Colombia: Avances, Retos y Perspectivas Contractuales.....	34
2.6 Conclusion.....	36
<b>3. CAPÍTULO III.....</b>	<b>37</b>
3.1 Introducción.....	37
3.2 Concepto de las barreras jurídicas.....	38
3.3 Generalidades sobre las barreras jurídicas.....	38

3.4 Barreras regulatorias en el mercado de gas natural.....	39
3.5 Identificación de barreras jurídicas y regulatorias en el mercado del gas natural en colombia.....	40
3.6. Impacto de estas barreras en el desabastecimiento del gas natural.....	42
3.7. Propuestas y soluciones para superar el desabastecimiento de gas natural en Colombia	
3.8 Conclusión.....	41
4. CONCLUSIONES .....	45
5. REFERENCIAS .....	49

## CAPÍTULO I

### 1.1 Introducción

La evolución del sector del gas natural en Colombia ha estado marcada por un proceso de transformación gradual, impulsado por factores geológicos, tecnológicos, económicos y políticos. Desde su condición inicial como un subproducto desechable en los procesos de extracción petrolera, el gas natural ha transitado hacia un rol protagónico dentro de la matriz energética nacional, consolidándose como un recurso estratégico para el desarrollo económico y la seguridad energética del país.

Este capítulo se propone abordar el desarrollo histórico del sector del gas natural en Colombia, desde sus primeras manifestaciones y descubrimientos hasta su consolidación como fuente energética prioritaria. A lo largo del texto, se analiza cómo las decisiones de política pública, la normativa legal, los avances en infraestructura y la participación estatal y privada han configurado el panorama actual del mercado del gas. Asimismo, se exploran los hitos más relevantes que permitieron su masificación, regulación y comercialización, así como los obstáculos estructurales y coyunturales que han acompañado este proceso.

El objetivo es ofrecer una visión crítica e informada del contexto histórico que ha dado forma a la industria del gas natural en Colombia, sirviendo como base para comprender los desafíos contemporáneos que enfrenta el sector, especialmente en lo relativo a la sostenibilidad de las reservas, la planificación energética y la transición hacia nuevas fuentes de energía.

## 1.2 Evolución Histórica del Desarrollo del Sector

El gas natural ha existido desde tiempos remotos como una energía fósil que se encuentra en el subsuelo de la tierra, procedente de la descomposición de la materia orgánica que quedan enterradas bajo tierra y permanecen allí a grandes cantidades de presión durante muchos años y su composición está compuesta de metano, nitrógeno, dióxido de carbono y etano.

Es así cómo puede encontrarse en yacimientos junto con el petróleo o de forma aislada, ya que este proceso es parecido al que da origen al petróleo y suele ser habitual encontrarlo junto con el gas natural. Es por ello que en el pasado se perdían grandes cantidades de gas natural en Colombia antes de que se implementaran las debidas infraestructuras y tecnologías adecuadas para su captura y utilización: era considerado un subproducto no deseado que en muchas ocasiones se quemaba para después ser liberado a la atmósfera.

El gas natural ha sido componente crucial en la evolución del sector energético en Colombia. Representando una alternativa viable y sostenible a otras fuentes de energía y su regulación ha desempeñado un papel fundamental para salvaguardar el acceso, la seguridad en el suministro y la competitividad en el mercado.

El uso del gas natural en Colombia tiene su base en diversas regiones del país. En la década de 1950 se dieron los primeros indicios y usos del gas natural, fue durante la época de los 70 cuando comienza su auténtico progreso gracias a un grupo de ingenieros que descubrió lo que cambiaría para siempre la matriz energética del país: un extenso yacimiento de gas natural en la Guajira.

En el país se consideraba el gas asociado como un residuo de la extracción del crudo. A partir de 1961 la conciencia acerca del valor del gas comienza a manifestarse en prohibir explícitamente su quema y se corrobora con el decreto 1873 de 1973.

Afortunadamente con la llegada del año 1986 inició el proceso de “gas para el cambio” que promovió la interconexión nacional orientado principalmente a aumentar la cobertura regional y promover nuevos hallazgos. Para la época de 1990 ya se habían implementado reformas legislativas significativas y para este momento se crea la importancia de fomentar una cultura del gas, por ende, como estrategia crearon el documento “lineamiento del cambio” que implementó varias directrices para fortalecer la seguridad energética e impuso diferentes estudios realizados que sustentaron los beneficios y ventajas económicas de utilizar gas natural.

Posteriormente, las reservas de gas natural en Colombia, “con 214 000 MMm<sup>3</sup>, la situaban en cuarto lugar entre los países de la región y ocupa el tercer lugar entre los productos de energía primaria con cerca del 10%. Para ese entonces la producción del gas natural, 7 614 MMm<sup>3</sup>, se destina íntegramente al consumo interno” (Campodónico, 1999, p. 149).

Para el año 1991 Colombia tiene como objetivo aumentar el consumo interno de gas natural, es por ello que el CONPES (Consejo Nacional de Política Económica y Social) definió y aceptó el plan de política y masificación para aumentar el uso de gas natural. Formulando una matriz energética más eficiente a través de la sustitución de recursos costosos por este recurso y el objetivo era llevar el consumo de gas propano a más personas, impulsando tanto su importación como su producción, e incentivando la inversión privada en los proyectos, ajustando los precios para aprovechar de una mejor manera las reservas, planteándose la construcción de una red de transporte a nivel nacional.

En el transcurso de mayo de 1992, la comisión nacional de energía autorizó la implementación del sistema de transporte para asegurar un suministro estable para los usuarios, es así como el Ministerio de minas y energía autorizó el plan general de transporte de gas natural y en 1993 reiteran la urgencia de una matriz energética y económica de fácil expansión, el cual Ecopetrol por concesiones otorgadas por el ministerio y sistema de BOLT (build-operate-transfer) debe desarrollar la red troncal nacional que piensa abastecer más consumidores.

Debido a razones de interés social para que la cobertura de los servicios públicos pudiera llegar no solo a las personas privilegiadas, sino también a aquellas de menores

ingresos, respetando el principio de universalidad, la Ley 142 de 1994 habilitó al Ministerio de Minas y Energía para establecer áreas de servicio exclusivo. Según el artículo 40:

*“Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliaria de gas combustible por red y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales componentes, podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado.”.*

La ley 142 de 1994 tuvo un papel clave porque estableció con mayor claridad el rol de las administraciones públicas en la prestación de los servicios y formó parte del proceso de descentralización y liberalización económica.

Durante 1997, se creó el fondo de solidaridad y distribución de ingresos y se conformó la empresa colombiana de gas (ECOGAS) para establecer un sistema de transporte de gas que fuera independiente.

Aproximadamente entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones para la distribución exclusiva de gas para ampliar el acceso al servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima.

Tras la creación de la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) en 1997, se impulsó la construcción de un sistema de transporte independiente y la expansión del servicio en varias regiones del país. Sin embargo, en 2007, ECOGAS fue privatizada y adquirida por Transportadora de Gas Internacional (TGI), filial del Grupo Energía de Bogotá (GEB). Esta privatización permitió la modernización y expansión de la infraestructura de transporte de gas, garantizando un suministro aún más eficiente.

Durante esta etapa, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para fomentar la competencia y garantizar tarifas justas y accesibles para los consumidores, aplicó normativas clave que extendieron las conexiones de gas domiciliario y ampliaron la

cobertura en zonas urbanas y rurales. Asimismo, se fortaleció la infraestructura con proyectos como el Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, inaugurado en 2007, facilitando la interconexión energética con Venezuela.

El periodo presidencial de Juan Manuel Santos generó diversos impactos en el suministro de gas natural. Durante el segundo mandato 2014–2018, su gobierno se basó en el lema “*Todos por un nuevo país*”, con el objetivo de construir un país en paz, equidad y educación. Este enfoque buscaba impulsar el progreso, asegurando el desarrollo económico y social a través de una economía competitiva para expandirse y fomentar la creación de empleo. Por esta razón, el Plan Nacional de Desarrollo para este periodo presidencial planteaba que:

*“El sector minero-energético seguirá siendo uno de los motores de desarrollo del país a través de su aporte al crecimiento económico, al aparato productivo, al empleo rural y a la inversión privada”, por ello era fundamental aprovechar al máximo los recursos naturales (DNP, 2015, p. 2).*

Sin embargo, uno de los cambios más significativos durante su gobierno fue la **reforma de la Ley de Regalías en 2011**, la cual estableció criterios bastante estrictos sobre el uso de los recursos y se redujo la cantidad de regalías para las regiones productoras y se redistribuyen por todo el país, esto también afectó la financiación de proyectos locales y llevó a conflictos entre comunidades y el gobierno, esto generó la reducción de inversionistas ya que generó un ambiente desfavorable para este sector. Aunque su objetivo era prometedor porque buscaba una retribución más equitativa de los recursos, en la ejecución afectó la inversión en el sector y aumentó los conflictos sociales.

Entre los años 2010 y 2014 se logró conectar una cantidad significativa de hogares, y hasta el 2013, “la cobertura del gas natural había aumentado un 20,2 %” (Jaimes y Fuentes, 2017, p. 25). Sin embargo, a pesar de estos avances, Colombia atravesó varios años sin descubrimientos de nuevas reservas, lo que provocó un incremento en el precio del gas. Además, la depreciación del peso colombiano elevó el valor del dólar, encareciendo la importación de gas natural.

Uno de los principales factores que desencadenó la crisis en el sector energético colombiano en este periodo fue el incremento en las tarifas de electricidad y gas natural. Este fenómeno ha sido impulsado por diversos factores, entre ellos las constantes modificaciones de los incentivos fiscales debido a las reformas tributarias implementadas año tras año en el país, tales como la Ley 1607 (Reforma Tributaria de 2012) y la Ley 1739 (Reforma Tributaria de 2014). Sin embargo, la que más relevancia tuvo fue la Reforma Tributaria de 2016 (Ley 1819), que causó un impacto inflacionario en los combustibles y fue uno de los ajustes que más elevó el IVA en productos de consumo primario y servicios. Según Jaimes y Fuentes (2017), “el aumento del IVA en 3 puntos, pasando del 16 % al 19 %, ocasionó un menor consumo de bienes y servicios para todos y afectó el PIB del país” (p. 37).

Los constantes cambios en la política tributaria ha generado inestabilidad en la inversión, aumentó en los costos de producción y distribución, reducción en el consumo y afectación en la economía nacional por el crecimiento desacelerado del PIB y efectos en la competitividad frente a otras fuentes de energía.

La demanda del gas natural es especialmente más sensible a los cambios en precio, es decir es más elástica, porque hay opciones de sustitución especialmente en la industria y el comercio. Como resultado cualquier cambio o aumento en los costos del gas natural genera una migración hacia otras alternativas energéticas debilitando la demanda. Por lo tanto, es fundamental tener políticas que reduzcan la volatilidad de precios y fomenten un equilibrio entre oferta y demanda.

El proyecto Reficar se convirtió en uno de los mayores escándalos por corrupción, pues tenía como objetivo modernizar y ampliar la refinería para hacerla más eficiente y competitiva. El plan tenía un presupuesto acordado, pero debido a la mala administración los costos se dispararon a más del doble de lo que se había proyectado; la contraloría general de la nación encontró que hubo mala administración de los recursos, una supervisión ineficiente y contratos poco transparentes, lo que llevó al estado a tener pérdidas millonarias. Con la modernización de Reficar Colombia incrementó su capacidad de refinación de diesel y otros combustibles, haciendo que muchos optaran por usar

combustibles líquidos en lugar del gas natural, reduciendo su demanda y afectando su estabilidad en el mercado.

Ahora bien, el gobierno de Iván Duque Márquez, que se desarrolló entre el 2018 – 2022 justifica la importancia de la extracción de los recursos naturales ignorando de manera considerable los riesgos ambientales, su lema era “aprovecha la riqueza del subsuelo para abordar la pobreza (superior) al suelo”, por lo que, su gobierno al principio modificó la reforma de las regalías y con ello su distribución para incrementar los recursos a las regiones productoras, también se incrementó, las rondas de explotación, porque el gobierno adjudicó contratos de exploración para aumentar las reservas, se promovieron proyectos piloto y de fracking, sin embargo en las crisis del COVID-19 se redujo el consumo del gas y lo podemos evidenciar en el balance de gas natural en Colombia que hace la unidad de planeación minero energética, que señala: “Teniendo en cuenta únicamente la declaración de producción de gas natural nacional y el escenario medio de demanda, se presenta déficit definitivo de gas natural desde el mes de julio de 2020; con el escenario alto de demanda, desde febrero de 2020 y un déficit parcial desde febrero a diciembre de 2018; con el escenario bajo de demanda, el déficit se constituye desde febrero de 2021” (Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME], 2015, p. X). Al final de su mandato se dio la suspensión de los proyectos piloto de fracking y para el año 2022 se reconoció que las reservas de gas estaban disminuyendo.

En la actualidad y desde el inicio de su mandato en 2022, el presidente Gustavo Petro, ha tenido arraigado el compromiso en la lucha contra el Cambio Climático. Como parte de esta postura, ha apostado por no otorgar nuevos contratos de exploración de gas y petróleo, una decisión que fue confirmada por la ministra Irene Vélez durante el Foro Económico Mundial en Davos (enero de 2023). La afirmación generó grandes controversias a los sectores económicos y energéticos, ya que el desarrollo y progreso del país dependen de estos recursos, pues el petróleo y el gas representan más del 40% de nuestras exportaciones y más del 30% de las inversiones extranjeras, sin lugar a duda en una de las principales fuentes de capitalización bursátil de nuestro mercado de valores y una de las principales fuentes de divisas de la economía.

Sin embargo, el presidente Gustavo Petro señaló que con una fuerte inversión en turismo y con el amplio potencial que tiene el país en generación de energías limpias podría en mediano plazo llenar los vacíos que podría dejar la postura de *“no conceder nuevos contratos de exploración de gas y de petróleo”*.

Actualmente, el país enfrenta diversos desafíos en el sector del gas natural. La reducción en la reposición de reservas ha aumentado la dependencia de importaciones, generando incertidumbre sobre la seguridad energética. Además, el gobierno actual ha adoptado una política de transición energética que limita la firma de nuevos contratos de exploración, lo que podría afectar la autosuficiencia en el futuro.

### **1.3 Importancia del gas en Colombia**

*“En todos los países en que la propiedad de las minas es del Estado, surgen diversas modalidades en cuanto al alcance de este dominio estatal. En los países como Colombia, en donde la libre empresa domina los procesos económicos, hay numerosas variantes en cuanto al papel estatal en relación con los dominios minerales.*

*Como se ve, la importancia del gas natural es indiscutible, su manejo ha merecido una legislación oportuna, eficaz con miras a ejercer un control sobre su explotación e inversiones que se hagan en ese campo.” (Rojas C., Marlene, 1986).*

Para ilustrar la importancia del Gas Natural en Colombia en primera instancia debemos referirnos a las cifras; En 2020, por ejemplo, el gas natural representó el 25% de la matriz energética en el país, y en 2019, el 76% del total de la oferta energética estaba compuesto por carbón, petróleo y gas natural. El gas natural trasciende entonces, su caracterización habitual como solamente un combustible limpio. En la actualidad, se ha constituido en un componente central dentro de las dinámicas políticas y económicas, tanto a nivel nacional como internacional y su papel en estos escenarios no sólo es relevante, sino que resulta determinante. Surge, por lo tanto, una inquietud inevitable: ¿qué atributos posee el gas natural que lo han convertido en el epicentro de una controversia tan intensa y persistente, de la cual Colombia no ha sido ajena?

Una posible respuesta a este interrogante radica en la creciente demanda global por fuentes energéticas que, como el gas natural, ofrecen ventajas competitivas en términos de eficiencia, menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles fósiles, y versatilidad de uso. En consecuencia, este recurso ha adquirido un valor estratégico, al punto de ser considerado por algunos analistas como el “nuevo oro” de la era contemporánea. Esta metáfora no es nada exagerada si se tiene en cuenta que el gas ha pasado a ocupar un lugar relevante en los discursos de actores económicos de alto nivel, incluidos los bancos centrales, y ha generado tensiones sociales significativas en países productores como Bolivia, donde comunidades indígenas han ejercido presión para impedir su exportación sin condiciones que les resulten favorables.

En el caso colombiano, el panorama no ha sido distinto. Durante al menos los últimos cinco años, el país ha estado inmerso en un debate prolongado y, en ocasiones, estancado, en torno a las fórmulas más adecuadas para extraer, procesar y distribuir el gas natural de manera eficiente, sostenible y justa. Esta situación ha reflejado la ausencia de consensos entre los múltiples actores involucrados tanto públicos como privados y ha evidenciado una falta de comprensión integral, por parte de las ramas del poder público (Ejecutiva, Legislativa y Judicial), sobre el rol estratégico del gas natural como motor del desarrollo económico y como herramienta geopolítica en el contexto del siglo XXI.

Precisamente, en respuesta a esta problemática, se debe sistematizar y visibilizar los principales desafíos que enfrenta el país en este sector. La intención es generar insumos para la formulación de políticas públicas eficaces, que permitan al Estado colombiano y a la sociedad en general, capitalizar las oportunidades económicas, sociales y ambientales que ofrece el desarrollo de la industria del gas natural.

Adentrándonos en el contenido, comenzamos afirmando que los proyectos de gas natural tienen más riesgos que los de petróleo si no existe la posibilidad de exportar ya que la mayoría de los negocios o intercambios en este mercado se realizan a escala “doméstica”, diaria y continua, y aquellos cambios regulatorios imprevistos implicarán afectaciones directas a la rentabilidad y la viabilidad de las transacciones.

Precedentes globales indican que aún en países con un mercado interno grande, expandir el consumo del gas es difícil por la existencia, entre otros factores, de combustibles auxiliares, a diferencia del mercado del crudo. lo que nos hace concluir que de manera obligatoria, la rentabilidad del comercio del gas natural debe ser incrementada.

Por ello, resulta fundamental no solo fomentar las exportaciones, sino también fortalecer el mercado interno del gas natural. Esto implica establecer mecanismos de incentivos dirigidos tanto a los productores como a los consumidores, al tiempo que se avanza en la liberalización de los precios domésticos, de modo que estos reflejen adecuadamente el costo de oportunidad del recurso. En este contexto, un mercado secundario de gas natural con precios libres podría dinamizar la demanda y contribuir a mitigar las cargas económicas derivadas de los contratos "take or pay", suscritos por generadores térmicos y otros grandes usuarios para asegurar el abastecimiento del combustible.

#### **1.4. Comportamiento de la demanda del gas natural**

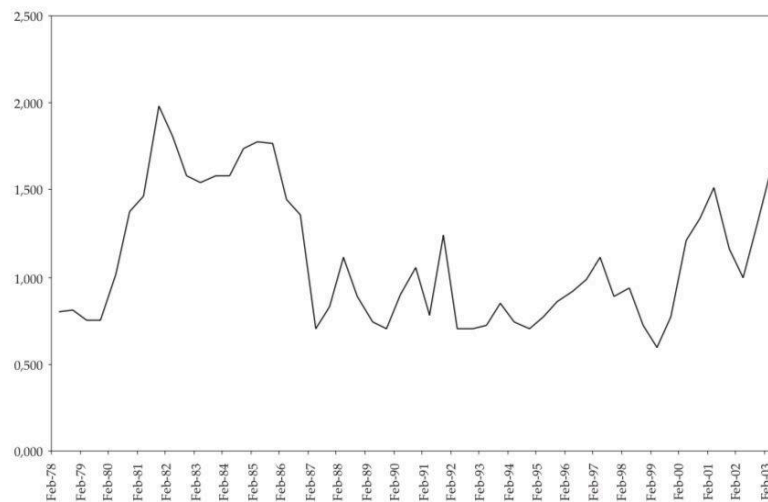
*“En los últimos veinte años la demanda mundial de gas natural ha crecido con rapidez mayor que la de los otros combustibles fósiles (petróleo y carbón). En el período 1971-1991, su tasa anual de crecimiento llegó a 3.3% frente al 2.1% para el carbón y el 1.4% para el petróleo.” Humberto Campodónico, consultor de la CEPAL.*

El desarrollo del mercado de gas natural en Colombia se encuentra inmerso en un *círculo vicioso* que ha limitado tanto la expansión de la oferta como el crecimiento sostenido de la demanda. La baja disponibilidad del recurso lo único que hace es desincentivar su consumo, mientras que la demanda insuficiente impide justificar nuevas inversiones en exploración y producción del gas natural colombiano. Este fenómeno refleja la necesidad urgente de implementar políticas públicas que logren estimular la demanda, con el objetivo de dinamizar más la producción nacional y atraer inversiones en búsqueda de nuevas reservas.

Limitantes como el “explorar” este importante servicio público (por qué explorar en busca de gas natural resulta tan costoso como explorar en busca de petróleo) hace que se requiera encontrar volúmenes significativos del recurso que justifiquen económicamente aquella inversión. Este aspecto técnico está directamente ligado a la existencia de una demanda estable y suficiente que pueda garantizar la rentabilidad de estos proyectos. Así, sin un consumo creciente y sostenido, el desarrollo de nuevas fuentes de oferta resulta inviable.

En adición a esto, el panorama del gas natural en Colombia se ve afectado también por la ausencia de una política clara y coherente de precios para los combustibles, pues la falta de reconocimiento de los costos de oportunidad de los distintos energéticos sustitutos del gas natural —como el diésel, el fuel-oil, el gas licuado de petróleo (GLP) e incluso la electricidad— ha generado una distorsión en el comportamiento del mercado. En este contexto, los subsidios, tanto visibles como encubiertos, han contribuido a desincentivar el uso del gas natural al posicionarlo como una opción menos atractiva frente a sus competidores, pese a sus ventajas en términos de eficiencia y sostenibilidad ambiental.

### Precio del gas natural según resoluciones CREG



Fuente: “Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia” (Caballero & Reinstein, 2003)

Otro aspecto crítico en el análisis de la oferta y demanda de gas natural es la concentración del mercado, particularmente en el caso de Ecopetrol. Esta empresa, en su condición de principal actor del *upstream*, concentra más del 70% del gas comercializado en el país, lo cual le otorga una posición claramente dominante que va más allá del simple ejercicio empresarial. Ecopetrol no solo actúa como productor y comercializador, sino también como agente estatal que incide en la definición de precios y en la asignación de subsidios. Esta doble función ha derivado en una situación ambigua y poco transparente, donde el Estado termina compitiendo contra sí mismo y dificultando el ingreso y la permanencia de actores privados en el mercado. Podemos asumir entonces, que el papel de Ecopetrol se vuelve especialmente problemático pues no solo actúa como principal productor y comercializador de gas natural en Colombia, sino que, en su calidad de empresa estatal, también influye en la fijación de precios y en la asignación de subsidios para energéticos sustitutos.

En efecto, se observa una contradicción de fondo: el Estado, a través de Ecopetrol, compete con el sector privado bajo reglas que él mismo impone o influye. Esta situación ha llevado a que, en la práctica, la empresa imponga condiciones contractuales que dificultan el acceso equitativo al recurso por parte de otros agentes del mercado, lo cual contraviene los principios de libre competencia que inspiraron el modelo económico delineado tras la reforma constitucional de 1991.

Aunque no puede ignorarse el papel decisivo que ha desempeñado Ecopetrol en asegurar el abastecimiento de gas desde campos como Cusiana y Cupiagua, ni sus esfuerzos por aportar transparencia al sistema, lo cierto es que la concentración del poder en un solo agente ha tenido efectos negativos sobre la dinámica del mercado. Frente a esto, una estrategia posible sería permitir, bajo ciertas condiciones y temporalidades, grados controlados de *Integración Vertical* que otorguen mayor flexibilidad a los competidores del monopolio estatal, de manera que se incentive la inversión en transporte, distribución y almacenamiento, en tanto el mercado alcanza un nivel de madurez que permita una competencia sostenida.

*“El gas natural se transporta entre la Costa Caribe y la refinería de Barrancabermeja. Desde allí se abren gasoductos secundarios hacia las principales*

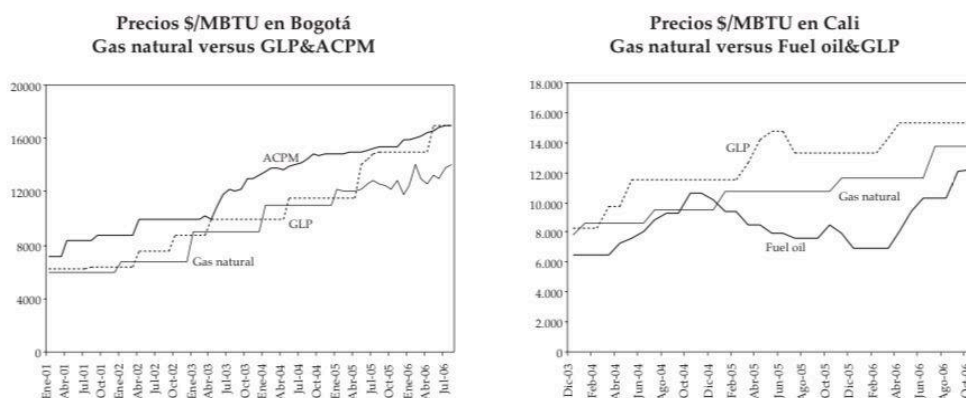
ciudades colombianas (Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga, Manizales, Neiva e Ibagué). La industria del gas natural es predominantemente administrada y operada por empresas privadas, con excepción de Empresas Públicas de Medellín, Ecogas y Ecopetrol.

La demanda de gas natural en los años recientes ha sido, en promedio, de 550 millones de pies cúbicos por día (MPCD). El número de hogares, establecimientos e industrias conectadas al gas natural pasó de 1,6 millones en 1998 a 2,8 millones en el 2002, con un crecimiento promedio anual del 17%<sup>16</sup>.

Este significativo incremento se reflejó en el consumo, toda vez que el sector doméstico representa el 20% de la demanda total.

Es importante destacar que aproximadamente el 75% del total de los consumidores actuales, corresponde a familias de los estratos socioeconómicos más bajos” (Caballero & Reinstein, 2003).

La especialista de Ecopetrol, Adriana Barrios, advirtió que, mientras persista la actual política de subsidios a los combustibles, la empresa continuará ejerciendo un control total sobre el mercado, situación que no solo compromete progresivamente su estabilidad financiera, sino que también debilita la competitividad del gas natural frente a otros energéticos.



Fuente: Empresas prestadoras de los servicios.

Fuente: "Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia" (Caballero & Reinstein, 2003)

La política pública ha intentado en años recientes corregir este desequilibrio mediante la apertura del mercado a la participación privada, la subasta del llamado "gas de regalías" y la promoción de nuevos agentes comercializadores. Sin embargo, los resultados no han sido los esperados. Persisten barreras regulatorias que restringen la competencia, dificultan la exploración y limitan el desarrollo de infraestructura. La regulación vigente se ha caracterizado por un exceso de controles y una intervención detallada que inhibe la iniciativa privada. Por ello, es imperativo revisar los marcos regulatorios con el fin de propiciar una mayor flexibilidad, desconcentrar la oferta y fomentar la competencia mediante incentivos adecuados y reglas de juego claras.

Dentro de los intentos por incentivar la demanda, se planteó la posibilidad de asegurar la exportación de gas natural hacia países vecinos como Panamá, Venezuela y otras naciones del Caribe. Sin embargo, la incertidumbre regulatoria asociada a las normas de exportación ha desalentado la inversión y ha impedido consolidar estos mercados externos como una fuente real de demanda. La falta de reglas firmes ha profundizado la percepción de riesgo entre los posibles inversionistas, y ha limitado el aprovechamiento del potencial regional del recurso.

Asimismo, factores como los altos costos del transporte del gas natural y la evolución de los precios de los productos sustitutos han contribuido a frenar el crecimiento del consumo. Las tarifas de transporte, en particular, representan un componente significativo en la estructura de precios que termina afectando negativamente la competitividad del gas natural, especialmente en comparación con otros energéticos.

Frente a este panorama, es fundamental replantear el papel del Estado como operador y regulador del sector. La contradicción entre los principios constitucionales que promovieron la libre competencia y el modelo actual de intervención estatal mediante una empresa dominante como Ecopetrol, pone en evidencia la necesidad de reformas estructurales. La coexistencia de funciones empresariales, regulatorias y de fijación de

precios en una misma entidad es incompatible con un mercado transparente, eficiente y competitivo.

En suma, el desarrollo del mercado de gas natural en Colombia requiere de una intervención estatal más estratégica y menos intervencionista (sin perjuicio de reconocer, como se analizará más adelante, la necesidad de una regulación estatal robusta y coherente que garantice el equilibrio del mercado y la protección del interés público), que promueva un entorno de competencia real, reduzca las barreras de entrada, y facilite el desarrollo de una infraestructura moderna y suficiente. Para lograrlo, se deben implementar mecanismos que permitan a los nuevos agentes competir en condiciones equitativas, incluso evaluando la posibilidad de permitir ciertos grados de integración vertical hasta que el mercado alcance una mayor madurez. Solo de esta manera será posible consolidar un mercado de gas natural más equilibrado, dinámico y coherente con los principios de eficiencia energética, sostenibilidad ambiental y garantía en la seguridad del suministro.

### **1.5 Marco regulatorio**

*“La regulación del gas natural es un conjunto de normativas y medidas establecidas por los organismos competentes para controlar y supervisar el suministro, distribución y consumo del gas natural”[1]*

La regulación del mercado del gas natural categoriza y secciona las actividades de exploración, producción, distribución (transporte) y comercialización con el fin de dar una adecuada protección a los usuarios finales y se rigen por los principios de universalidad, continuidad, equidad y calidad.

La constitución política tiene varios mecanismos mediante los cuales el estado protege e interviene en el sector del gas natural empezando por el artículo 334, en donde establece el papel del estado en la dirección y regulación económica, debido a la responsabilidad de intervenir en *“la explotación de recursos naturales, producción, distribución y consumo de bienes y servicios públicos”* y busca asegurar una economía equitativa, justa y organizada donde haya un mejoramiento de la calidad de vida y equidad,

buscando políticas económicas que logren la distribución equitativa de oportunidades y beneficios.

El gas natural es un recurso no renovable extraído del subsuelo, es por eso que el artículo 332 de la constitución política nos dice que *“El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes”*, asimismo el artículo 360 nos menciona que este recurso genera unos ingresos a través del sistema general de regalías, que tiene como finalidad recompensar las regiones donde se extrae y posterior a esto es distribuida para mejorar las distintas necesidades que tengan en algunas partes del país. Este dinero se usa como apoyo a las regiones productoras, ayuda a los municipios más vulnerables, se traduce en inversión para proyectos regionales, protección del medio ambiente, ciencia, tecnología e innovación. El dinero proveniente de los fondos tiene que estar alineado con el Plan Nacional de Desarrollo y las prioridades locales pues representa oportunidades de progreso para el país.

El Artículo 365 de la Constitución Política de Colombia define los principios básicos relacionados con los servicios públicos, así como la responsabilidad estatal en su provisión, regulación y supervisión. Este artículo considera que los servicios públicos son fundamentales para el bienestar de la población, por esta razón forman parte de la función social del estado y establece que los servicios públicos pueden ser prestados por el mismo (de forma directa o indirecta), por comunidades organizadas o por particulares y sin importar quien preste este servicio, el Estado siempre conserva la vigilancia, regulación y control para que se salvaguarde los estándares de calidad y accesibilidad.

En cuanto al artículo 367 de la constitución establece los principios y normas concernientes a la prestación de servicios públicos incluyendo su financiación, alcance, calidad y sistemas de tarifas aplicables. La ley es la encargada de delimitar quienes son los responsables de la prestación de este servicio y como se establece el régimen tarifario y los municipios son los principales responsables y encargados de prestar directamente el servicio cuando las características técnicas, económicas y las conveniencias generales lo permitan. Por lo tanto, se han creado entidades como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que establece normas para su distribución y comercialización.

Las reglas que hoy rigen el sector del gas natural en Colombia se encuentran planteadas en la ley 142 de 1994 en su artículo 14 numeral 28, donde describe que el servicio de gas combustible es todo proceso y actividad que permite distribuir gas a través de tuberías o cualquier otro medio. Además, abarca actividades como la instalación, la medición del consumo y la comercialización del gas desde su producción hasta su llegada a las redes secundarias que lo llevan a los consumidores finales.

Asimismo, el artículo 25 de la misma ley dice que “las personas que presten los servicios públicos “requieren contratos de concesión, con las autoridades competentes según la ley” además deben tener los permisos ambientales y sanitarios necesarios dependiendo de las actividades que vayan a realizar.

Con esta ley en el artículo 69 se crearon las siguientes comisiones de regulación como entidades independientes en su administración y entre ellas está la “Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible, que opera bajo el Ministerio de Minas y Energía - CREG, asimismo el control, inspección y vigilancia que está en cabeza de la superintendencia de servicios públicos. En este sentido, *“la regulación de los servicios públicos domiciliarios fue delegada en las Comisiones de Regulación, que son unidades administrativas especiales encargadas de analizar el mercado de los diferentes servicios públicos domiciliarios y emitir la normatividad regulatoria de los sectores, de acuerdo a las necesidades evidenciadas y promover la competencia entre los prestadores de manera que el usuario pueda obtener tarifas justas que sean fijadas por una oferta y demanda adecuadas”*.[2]

La CREG tiene dos grandes responsabilidades en el sector del gas natural; regular los monopolios y fomentar la competencia. El estado impedirá que se obstruya la libertad y que haya un abuso de personas o empresas que quieran hacer posición dominante en el mercado nacional.

#### 1.6 CONCLUSIONES:

1. *Existe un círculo vicioso entre oferta y demanda;*

La baja disponibilidad de gas natural limita el crecimiento de la demanda, mientras que la débil demanda impide justificar inversiones en exploración. Esto frena el desarrollo del mercado.

*2. La inversión en exploración depende de una demanda sostenida;*

Dado el alto costo de explorar gas natural, solo una demanda estable y creciente puede garantizar la rentabilidad de nuevos proyectos.

*3. La política de precios y subsidios distorsionan el mercado;*

La falta de reconocimiento del costo real de energéticos sustitutos y los subsidios aplicados desincentivan el consumo de gas natural frente a opciones menos eficientes.

*4. La concentración del mercado en Ecopetrol genera tensiones regulatorias;*

Su rol como productor, comercializador y actor estatal crea una situación de competencia desigual, afectando la transparencia y la equidad en el acceso al recurso.

*5. La regulación actual limita la participación privada;*

A pesar de los esfuerzos por abrir el mercado, persisten barreras normativas y burocráticas que desalientan nuevas inversiones y restringen el crecimiento de la infraestructura.

*6. La falta de reglas claras impide consolidar mercados externos;*

La incertidumbre jurídica y regulatoria sobre la exportación de gas ha impedido el aprovechamiento del potencial regional de demanda en países vecinos.

*7. El alto costo del transporte resta competitividad al gas natural;*

Las tarifas elevadas en la cadena logística impactan directamente en el precio final, haciendo menos atractiva esta fuente frente a energéticos sustitutos.

*8. La integración vertical puede ser una solución transitoria;*

Permitir grados controlados de integración podría equilibrar el poder del mercado, facilitar inversiones y preparar el terreno para una competencia plena.

*9. El desarrollo del mercado requiere una intervención mayormente estratégica;*

Solo mediante reglas claras, incentivos adecuados y una regulación que fomente la competencia, será posible consolidar un mercado de gas natural eficiente y sostenible.

## **CAPÍTULO II**

### **2.1 Introducción al Marco Contractual del Gas Natural en Colombia**

El presente capítulo aborda las distintas etapas contractuales que configuran el ciclo del gas natural en Colombia, desde la exploración hasta la comercialización, y cómo estas inciden directa e indirectamente en el comportamiento del mercado, la eficiencia en la prestación del servicio y el riesgo de desabastecimiento. A partir de un enfoque jurídico y económico, se analiza el rol de los contratos en cada fase exploración, producción, transporte, distribución, almacenamiento y regasificación así como la participación del Estado, de empresas públicas como Ecopetrol, y de agentes privados en el marco de un régimen que ha transitado de un modelo monopolístico hacia formas más liberalizadas.

Igualmente, se incorpora la discusión contractual en torno a la técnica del fracking, y se examinan los desafíos actuales que enfrenta el sistema, tales como la asimetría de la información, las brechas territoriales en el acceso al recurso, y la limitada capacidad de incidencia de los usuarios en la toma de decisiones estructurales del sector. Este análisis permite comprender que la dimensión contractual no es meramente técnica, sino que tiene profundas implicaciones sobre la equidad, la sostenibilidad y la seguridad energética del país.

## **2.2 Exploración y Producción: Etapas Iniciales del Ciclo Contractual y Monopolios Naturales**

*El estado es dueño de los yacimientos pero no los explota directamente sino que los adjudica o los dá en concesión a los particulares o bien intervienen, por intermedio de empresas estatales en la industria minera, en concurrencia con particulares de empresas de economía mixta.*

*(Rojas C., Marlene, 1986)*

El desarrollo del sector hidrocarburos en Colombia ha estado marcado por una evolución significativa en los mecanismos contractuales utilizados para la exploración y producción de recursos. Desde los contratos de concesión en el siglo XX hasta las reformas que promovieron la liberalización y competencia en el sector, el país ha transitado por diversas etapas que han redefinido el papel del Estado y de Ecopetrol en la industria.

Durante gran parte del siglo XX, Colombia adoptó el modelo de contratos de concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos. Este modelo otorgaba a las empresas privadas derechos exclusivos sobre áreas específicas, permitiéndoles explorar y

explotar los recursos a cambio de regalías y otros pagos al Estado. Un ejemplo emblemático de este modelo fue la Concesión de Mares -Decreto 161 de 1953-, que dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) como la encargada de las actividades de exploración y producción.

Ecopetrol, como empresa estatal, asumió un rol central en la industria, consolidándose como un monopolio natural en la exploración y producción de hidrocarburos. Este monopolio se justificaba por la necesidad de garantizar la soberanía energética y el control estatal sobre recursos estratégicos. Sin embargo, con el tiempo, surgieron cuestionamientos sobre la eficiencia y competitividad de este modelo, especialmente en un contexto global que favorecía la liberalización y apertura de los mercados energéticos.

A partir de la década de 1990 y especialmente en los años 2000, Colombia emprendió una serie de reformas orientadas a liberalizar el sector hidrocarburos. Estas reformas buscaban atraer inversión extranjera, mejorar la eficiencia y diversificar la participación en la industria. En este contexto, la Ley 756 de 2002 resultó fundamental, ya que reformó el sistema de regalías, estableciendo nuevos porcentajes más competitivos para el sector petrolero. Esta modificación permitió ajustar las cargas fiscales a estándares más atractivos para el capital extranjero, facilitando la entrada de nuevos operadores privados (Ministerio de Minas y Energía, 2022).

Estas reformas van de la mano de la misma carta magna de nuestro país, haciendo alusión a artículos como 332 que afirma que el Estado es propietario del subsuelo y los recursos naturales no renovables, lo que refuerza el rol del Estado como administrador y regulador, y no necesariamente como explotador directo.

Según el Ministerio de Minas y Energía (2022), la evolución del régimen contractual ha permitido la entrada de nuevas empresas al sector y redujo la participación exclusiva de Ecopetrol en las actividades de exploración y producción. Sin embargo, la empresa estatal continúa siendo un actor relevante, participando en asociaciones y licitaciones bajo las mismas condiciones que otras compañías.

Con la creación de la ANH (Decreto 1760 de 2003) donde se separan las funciones comerciales de Ecopetrol y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como administradora de los recursos petroleros del Estado, es evidente que se marca un punto de inflexión en la liberalización del sector y el inicio de nuevos tipos contractuales; como los contratos de exploración y producción (E&P) y los contratos de evaluación técnica (TEA). Estos contratos permitieron una mayor participación de empresas privadas y establecieron condiciones más competitivas y transparentes para la asignación de áreas de exploración y producción:

Por un lado los contratos de **Evaluación Técnica**, que permiten a las empresas realizar estudios preliminares para determinar el potencial hidrocarburífero de una zona. Por otro lado tenemos los contratos de **Exploración y Producción (E&P)**, y estos otorgan derechos para explorar y, en caso de éxito, producir hidrocarburos en un área específica.

La asignación de estos contratos se basa en la clasificación de las reservas como probadas, probables o posibles, y en la evaluación de factores técnicos, económicos y ambientales.

Además, Ecopetrol fue transformada en una sociedad por acciones, lo que permitió operar bajo las reglas del derecho privado y competir en igualdad de condiciones con otras empresas del sector. Esta transformación buscaba mejorar la eficiencia y adaptabilidad de la empresa en un mercado cada vez más dinámico y competitivo.

Esta transformación arropada por la Ley 1118 de 2006 permite a la empresa emitir acciones y operar bajo reglas del derecho privado. Es relevante pues se reduce su monopolio y empieza a competir con otras empresas.

La liberalización del sector hidrocarburos ha tenido un impacto significativo en las etapas iniciales del ciclo contractual. La apertura a la inversión privada y la introducción de nuevos modelos contractuales han permitido una mayor diversificación de actores en la exploración y producción de hidrocarburos. Empresas nacionales e internacionales han participado en rondas de licitación organizadas por la ANH, ampliando la capacidad exploratoria del país.

Sin embargo, este proceso también ha enfrentado desafíos. Algunos contratos han experimentado retrasos o suspensiones debido a conflictos sociales, problemas ambientales o dificultades en la obtención de licencias. Además, la necesidad de equilibrar la atracción de inversión con la protección de los recursos naturales y los derechos de las comunidades ha generado debates sobre el modelo de desarrollo del sector. (Se analizarán contratos de hidrocarburos para "eliminar cuellos de botella", s.f.)

En suma, esta evolución contractual no solo responde a una lógica económica de liberalización, sino que también se relaciona directamente con los desafíos actuales de seguridad energética. Según datos recientes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las reservas probadas de gas en Colombia han disminuido significativamente. Al cierre de 2023, estas se situaron en 2,37 terapiés cúbicos, lo que representa una reducción del 15,7 % respecto al año anterior. En consecuencia, la vida útil de las reservas pasó de 7,2 años en 2022 a tan solo 6,1 años en 2023, lo que evidencia una presión creciente sobre la necesidad de acelerar nuevas exploraciones y contratos de producción. (Mora, 2024).

Frente a este escenario, el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 establece que, en caso de escasez, el suministro de gas debe priorizarse para la demanda esencial como el consumo residencial, las refinerías y el gas vehicular, mientras que la generación térmica y los usuarios industriales son considerados demandas no esenciales. Como respuesta a esta coyuntura, se han planteado alternativas regulatorias y de infraestructura que incluyen la construcción de nuevas plantas de regasificación en el Caribe y el Pacífico, así como la posibilidad de importar gas desde Venezuela mediante el Gasoducto Antonio Ricaurte.

### **2.3 Transporte y Distribución: Régimen Jurídico Aplicable**

Según lo establece la Ley 142 de 1994, el transporte y la distribución del gas natural son servicios públicos domiciliarios sujetos a regulación estatal. A diferencia de la exploración y producción —que se rigen por contratos de concesión, participación o asociación con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) , el transporte y la distribución operan mediante contratos de acceso a infraestructura regulada, enmarcados en

una lógica de acceso abierto y no discriminatorio, tal como lo exige la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Marlene Rojas (1986) ya anticipaba este diseño institucional en su estudio jurídico sobre la legislación energética del gas, al señalar que las actividades midstream (como el transporte) requerían de una regulación más rígida por parte del Estado, no solo por su carácter estratégico, sino por la imposibilidad económica de duplicar infraestructura por parte de distintos operadores. De allí que, como señala, la única forma jurídicamente viable de permitir participación privada en este segmento fuese a través de esquemas concesionados bajo estricta vigilancia estatal.

El contrato de transporte de gas natural en Colombia no es de concesión de infraestructura, sino de **uso regulado**, donde una empresa transportadora propietaria u operadora del gasoducto ofrece capacidad disponible a terceros (usuarios, comercializadores, distribuidores) bajo tarifas y condiciones fijadas por la CREG.

La Resolución CREG 126 de 2010 establece los lineamientos contractuales: tiempos mínimos de contratación, garantías, reglas para la subcontratación y obligaciones bilaterales. En estos contratos, el acceso a la infraestructura está condicionado por dos principios claves: capacidad disponible y uso eficiente. Esto quiere decir que los contratos deben inscribirse según disponibilidad técnica y se prohíbe su acaparamiento sin justificación económica, lo cual es fiscalizado por el Administrador del Sistema de Transporte de Gas (ASTG).

En este esquema, el Estado no transfiere propiedad ni control de la red, sino que establece un contrato de derecho privado con límites regulatorios. La propiedad privada de los activos es compatible con la naturaleza pública del servicio.

En cuanto a la distribución, esta se estructura sobre un modelo de concesión territorial exclusiva, en el que una empresa distribuidora obtiene el derecho exclusivo de prestar el servicio en un área determinada (municipios o regiones) **por un período definido**, generalmente mediante un **contrato de condiciones uniformes**, acompañado de una autorización otorgada por el Ministerio de Minas y Energía y regulada por la CREG.

Cómo paréntesis y con respecto a estos contratos que ya se dirigen hacia los usuarios; existen varios desafíos que afectan la protección real de los usuarios. A pesar del marco constitucional y legal que se tiene, la simetría de la información entre el usuario y el regulador es clave para prevenir el desabastecimiento, sin embargo, en la realidad del país la asimetría de la información es un hecho y los usuarios carecen en varias oportunidades de acceso claro, oportuno y completo a la información técnica y económicas que manejan estas entidades reguladoras. Esta problemática se manifiesta en una ciudadanía energética desinformada y sin la capacidad de anticiparse a los posibles obstáculos. Un ejemplo de esto lo dice el presidente de Ecopetrol, *Fernando Roa*, señaló que “Colombia deberá importar gas el próximo año para garantizar el suministro nacional, lo cual tendrá un impacto en los bolsillos de los colombianos, ya que se espera un aumento en el costo de los servicios del gas”. Por otra parte, según la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas), “el sector ha encontrado que los usuarios que no tienen acceso a gas natural en el país se concentran en 363 municipios de 27 departamentos del país. Nariño, Boyacá, Santander y Chocó contienen la mitad de la población sin acceso al recurso, lo cual evidencia un claro escenario de desigualdad. La Amazonía, el Pacífico y la Orinoquía son las regiones que tienen mayor dificultad para obtener el recurso”. Lo que nos enseña que en la práctica los principios en la prestación de los servicios públicos como la universalidad y equidad, se ven comprometidos a diario.

Volviendo al contrato de condiciones uniforme; aunque no son contratos administrativos en sentido estricto, estos incorporan cláusulas especiales que vinculan a las empresas a estas condiciones de continuidad, cobertura, calidad del servicio y expansión de redes, so pena de perder la concesión o enfrentar sanciones. Estos contratos también incluyen contraprestaciones económicas hacia el Estado en caso de utilización de bienes públicos (como servidumbres o espacio público).

En palabras de Rojas (1986), esta estructura jurídica busca un “equilibrio entre la rentabilidad empresarial y el interés general”, permitiendo que la inversión privada se articule con metas sociales mediante el contrato, que funciona como herramienta de intervención estatal.

Uno de los principales desafíos contractuales que enfrenta el transporte y la distribución es la **falta de expansión coordinada entre ambas fases**. Mientras los **contratos de transporte se rigen por lógica de disponibilidad (capacidad firme o interrumpible)**, los **contratos de distribución se suscriben en función de la demanda estimada**. Esto ha **generado cuellos de botella contractuales**, especialmente en zonas donde se requiere expansión de cobertura pero no hay infraestructura suficiente o donde las tarifas de acceso impiden nuevos contratos de conexión.

A esto se suma **el problema de la infrautilización de capacidad contratada por agentes que no hacen uso efectivo del transporte, afectando la eficiencia general del sistema**. Por ello, la CREG ha propuesto en diversas resoluciones **mecanismos de reasignación de capacidad y penalidades por uso ineficiente del servicio**;

<b>Resolución</b>	<b>Contenido principal</b>	<b>Propósito Regulatorio</b>
CREG 126 de 2010	Define el reglamento del mercado mayorista de gas natural, incluyendo obligaciones contractuales de transporte	Establecer reglas claras de contratación, acceso abierto y uso eficiente de la red.
CREG 137 de 2013	Regula la <b>reasignación de capacidad liberada</b> por remitentes que no hacen uso efectivo de su capacidad contratada	Garantizar el acceso eficiente y competitivo a la infraestructura de transporte.
CREG 202 de 2013	Introduce <b>penalidades económicas</b> por subutilización o retención especulativa de capacidad firme	Desincentivar el acaparamiento y promover el uso racional y justo de la infraestructura.

El régimen jurídico aplicable al transporte y distribución de gas natural en Colombia se fundamenta en la regulación estatal para asegurar el acceso eficiente y competitivo a la infraestructura. Las resoluciones de la CREG han sido clave para evitar el acaparamiento de capacidad, promoviendo el uso racional de los recursos y garantizando que el sistema funcione de manera óptima. Sin embargo, la implementación efectiva de estas medidas sigue siendo fundamental para asegurar la equidad y sostenibilidad en el sector energético.

#### **2.4 Otras Etapas Contractuales: Almacenamiento, Regasificación y Comercialización**

En el mercado del gas natural, las fases de almacenamiento, regasificación y comercialización son componentes esenciales del ciclo, que requieren acuerdos contractuales específicos para garantizar su correcta operación. A lo largo de estas etapas, se implementan diferentes tipos de contratos que aseguran el acceso a infraestructura crítica, la eficiencia en el uso de los recursos y la competencia en el sector. En Colombia, estos contratos se enmarcan dentro de una regulación estricta, promoviendo la transparencia y el acceso abierto.

El almacenamiento de gas natural en Colombia se realiza principalmente a través de contratos que permiten la disponibilidad de capacidad en instalaciones de almacenamiento. Aunque el almacenamiento no es tan comúnmente abordado de forma independiente, es fundamental para la gestión de la oferta y la demanda de gas. Los contratos en esta etapa suelen ser los siguientes:

Los contratos de capacidad de almacenamiento; estos contratos se celebran entre los operadores de las infraestructuras de almacenamiento (por ejemplo, Ecopetrol) y los comercializadores o usuarios que desean almacenar gas para su uso posterior. El contrato especifica la cantidad de gas que se almacenará, el plazo del almacenamiento, las tarifas aplicadas y las condiciones de acceso. A medida que se liberaliza el sector, se permite que empresas diferentes a las de transporte gestionen estos contratos, facilitando la competencia.

Un ejemplo concreto podría ser un contrato entre Ecopetrol y una empresa comercializadora de gas, como Celsia, para el almacenamiento de gas natural en las

instalaciones de Ecopetrol en zonas estratégicas, de forma que ambas empresas puedan satisfacer la demanda en momentos de picos de consumo.

Ahora bien, la **regasificación** es una de las fases clave del ciclo del gas, especialmente relevante en un **contexto donde el gas natural licuado (GNL) se importa desde otros países**. La capacidad de regasificación debe estar disponible para los comercializadores de gas, y los contratos típicos en esta fase incluyen nuestros siguientes contratos a mencionar;

Primero, los **contratos de capacidad de regasificación** donde el operador de la planta de regasificación (por ejemplo, **Promigas**, que gestiona la planta de regasificación de Cartagena) establece las condiciones de acceso a la infraestructura de regasificación con los comercializadores. El contrato estipula la cantidad de GNL a regasificar, las tarifas aplicadas, los plazos y las condiciones de entrega.

Segundo, **contratos de suministro de GNL**; las empresas que operan las plantas de regasificación también pueden firmar contratos con proveedores de GNL, como las importadoras de GNL, para asegurar la cantidad y calidad del gas requerido para ser regasificado y distribuido en el mercado colombiano.

Un ejemplo típico es un contrato entre **Promigas y una comercializadora de gas** como Gases de Occidente, donde se acuerdan las condiciones para la regasificación de GNL y el acceso a la infraestructura de la planta de Cartagena. Estos contratos suelen basarse en un régimen de acceso abierto, lo que permite que varias empresas utilicen la misma infraestructura sin que se presenten discriminaciones.

En suma, la **comercialización del gas natural** involucra la compra de gas a los productores o distribuidores mayoristas y su posterior venta a los consumidores finales. Los contratos en esta fase son cruciales para garantizar el abastecimiento a diferentes tipos de consumidores (residenciales, industriales, vehículos, etc.). Los principales tipos de contratos en comercialización son: los de **Suministro** de Gas; son los acuerdos más comunes entre las comercializadoras de gas, como Ecopetrol, Gases de Occidente o Celsia,

y los consumidores finales. Estos contratos definen la cantidad de gas suministrado, el precio, los plazos de entrega y las condiciones de pago.

También encontramos los contratos de **Compra-Venta** de Gas Natural; donde los comercializadores compran gas en el mercado mayorista para luego venderlo a los consumidores finales. Este tipo de contrato es de fundamental importancia para garantizar un flujo constante de gas entre las partes.

Y por último, contratos de **Acceso Abierto** que son parte del régimen regulatorio que garantiza que los actores del mercado, tanto productores como comercializadores, tengan acceso no discriminatorio a las infraestructuras de transporte y distribución de gas. La CREG ha implementado regulaciones para asegurar que las empresas puedan utilizar estas infraestructuras de manera equitativa.

Un ejemplo de un contrato de comercialización podría ser un acuerdo entre Ecopetrol y una gran empresa industrial como **Cemex Colombia**, donde se pacta el suministro de gas para la planta de producción de cemento de la empresa. El contrato especificaría las cantidades de gas, el precio acordado y las condiciones para la entrega continua del gas para la operación industrial.

## **2.5 La Discusión sobre el Fracking en Colombia: Avances, Retos y Perspectivas Contractuales**

El fracking o fracturamiento hidráulico ha sido uno de los temas más controvertidos en la política energética colombiana. Esta técnica permite extraer hidrocarburos no convencionales mediante la inyección de fluidos a alta presión para fracturar formaciones rocosas. Desde la perspectiva contractual, el fracking se ha planteado como una oportunidad para diversificar las fuentes de producción de gas natural en el país, en respuesta a la disminución de reservas convencionales (Ministerio de Minas y Energía, 2022).

A nivel normativo, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) expidió en 2014 los primeros contratos de exploración y producción para yacimientos no convencionales, bajo el **Contrato Especial de Proyectos de Investigación (CEPI)**. Este tipo de contrato

permitió avanzar en la fase exploratoria mediante proyectos piloto como **Platero** y **Kalé**, liderados por Ecopetrol en el Valle del Magdalena Medio. No obstante, estos contratos han estado sujetos a suspensiones judiciales por fallos de tutela y pronunciamientos de la Corte Constitucional (Sentencia T-115 de 2022), que ha exigido un mayor estándar de participación ciudadana y evaluación de impactos ambientales.

Desde una óptica contractual, uno de los retos más importantes es la falta de seguridad jurídica. Las suspensiones judiciales y la ausencia de consenso regulatorio han desincentivando la inversión, generando incertidumbre para las empresas interesadas en participar bajo esquemas contractuales definidos. Además, la legislación vigente como el **Decreto 3004 de 2013** y la **Resolución 90341 de 2014** del Ministerio de Minas y Energía establece requisitos técnicos rigurosos para los contratos de fracking, lo que ha frenado su implementación efectiva.

Pese a estos obstáculos, los CEPI representan un intento de compatibilizar el desarrollo contractual con la investigación científica y la gradual aceptación social. De materializarse, podrían aportar nuevas reservas al sistema y alterar significativamente el comportamiento de la oferta y la demanda de gas, mitigando el riesgo de desabastecimiento.

## 2.6 Conclusiones

El análisis contractual del mercado del gas natural en Colombia evidencia la complejidad jurídica y operativa de cada una de sus etapas, así como la evolución de un modelo históricamente centralizado hacia uno más competitivo y diversificado.

<b>Etapas del ciclo</b>	<b>Relación contractual predominante</b>	<b>Tipo de contrato o esquema</b>	<b>Entidad responsable / regulador</b>
Exploración y Producción	Empresa – Estado	Contratos de concesión,	Agencia Nacional de Hidrocarburos

		participación estatal, TEA	(ANH)
Transporte y Distribución	Empresa – empresa	Contratos de acceso, uso de capacidad, asignación y transporte	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)
Almacenamiento y regasificación	Empresa – empresa	Contratos de disponibilidad, BOT, contratos de servicios energéticos	CREG, UPME
Comercialización	Empresa – usuario	Contratos bilaterales, Condiciones uniformes de servicio	CREG, Superservicios, empresas comercializadoras privadas

Esta tabla nos muestra la **naturaleza de la relación contractual** en cada fase del sector (empresa-Estado, empresa-empresa o empresa-usuario), así como el **tipo de contrato predominante** y las **entidades responsables de su regulación**, con lo que podemos visualizar cómo las reglas contractuales varían de acuerdo con el momento del ciclo económico y el tipo de agente involucrada.

## CAPÍTULO III

### 3.1. Introducción

El funcionamiento eficiente del mercado del gas natural en Colombia no solo depende de factores técnicos o económicos, sino también del marco jurídico que regula su operación. En este contexto, las barreras jurídicas se convierten en un obstáculo estructural que limita el desarrollo del sector al restringir la participación de nuevos actores, generar incertidumbre y encarecer los procesos. Estas barreras se manifiestan en la forma de exceso normativo, contradicciones legales, ambigüedades en la interpretación de normas y procedimientos administrativos complejos que afectan negativamente la seguridad jurídica. En particular, el sector energético, y más específicamente el del gas natural, ha sido uno de los más afectados por estas deficiencias del ordenamiento jurídico. Como lo han señalado organismos multilaterales como la CEPAL y la OCDE, la debilidad institucional y la ineficacia normativa reducen el atractivo para la inversión y comprometen la sostenibilidad de largo plazo del sistema energético. Este capítulo aborda la naturaleza, tipologías y efectos de las barreras jurídicas, así como su impacto directo sobre la infraestructura, la inversión y el suministro de gas natural en Colombia.

### 3.2. ¿Qué son las barreras jurídicas?

Las barreras jurídicas son obstáculos derivados del marco normativo o legal que limitan, restringen o distorsionan la participación de los actores en un determinado sector económico. Estas pueden manifestarse a través del exceso normativo, contradicciones entre disposiciones legales, ambigüedades jurídicas, o trámites administrativos complejos que afectan la eficiencia institucional y la seguridad jurídica.

Como señala la CEPAL (2020), “la debilidad institucional, la falta de coordinación intergubernamental y la inadecuada formulación normativa pueden obstaculizar significativamente la inversión en infraestructura energética y ralentizar el desarrollo del sector” [CEPAL, 2020. *Transición energética y políticas públicas en América Latina*].

En el sector energético, este tipo de barreras genera consecuencias concretas como retrasos en la aprobación de proyectos, dificultades para obtener licencias ambientales y técnicas, y conflictos de competencia entre entidades del Estado. En el caso particular del gas natural, las barreras jurídicas pueden comprometer el desarrollo de infraestructura clave como gasoductos o plantas de regasificación, afectando la seguridad del suministro y favoreciendo episodios de desabastecimiento.

La OCDE (2019) advierte que los marcos regulatorios mal diseñados, con normas contradictorias o poco claras, generan incertidumbre jurídica y desincentivan la participación del sector privado en proyectos de energía [OCDE, 2019. *Regulatory Policy Outlook: Latin America*].

### 3.3. Generalidades sobre las barreras jurídicas

Las barreras jurídicas pueden clasificarse en varias categorías: normativas (cuando se derivan de leyes o regulaciones), institucionales (por falta de coordinación o competencia entre entidades), y procedimentales (por excesiva tramitología). En contextos como el colombiano, estas barreras se ven agravadas por la alta complejidad del ordenamiento jurídico en materia energética. “Las barreras jurídicas en Colombia se manifiestan en normativas rígidas, procedimientos complejos para permisos ambientales y

dificultades institucionales, que generan incertidumbre y aumentan los costos para los proyectos energéticos.

Este panorama crea un entorno legal poco propicio para la eficiencia del mercado, afectando directamente la oferta, los contratos de suministro y la infraestructura.

### **3.4. Barreras regulatorias en el mercado de gas natural**

A diferencia de las jurídicas, las barreras regulatorias son aquellas que derivan de las decisiones y lineamientos emitidos por los entes reguladores. En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de definir las reglas de juego del mercado. Sin embargo, una regulación fragmentada o desactualizada puede constituirse en una barrera.

Por ejemplo, la existencia de marcos normativos que no responden a las nuevas dinámicas de la demanda energética o que no se actualizan conforme a la evolución tecnológica, puede restringir la competencia o limitar la expansión de la infraestructura. Como señala la OCDE (2022), “la falta de claridad y actualización en la regulación del gas natural puede desincentivar la inversión privada, retrasar proyectos y reducir la eficiencia operativa del sistema energético.”

Un caso ilustrativo de este fenómeno es la Ley 1715 de 2014, que marcó un hito al establecer los lineamientos normativos para integrar las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, basando su estructura en tres grandes tipos de incentivos: fiscales, ambientales y normativos. No obstante, a más de una década de su promulgación, la efectividad de esta ley se ha visto limitada por la falta de claridad normativa, la inseguridad jurídica y una ejecución ineficiente que, en lugar de fomentar un proceso real de transición energética, ha generado una dinámica de adición energética con bajo impacto estructural en la matriz nacional.

Los incentivos fiscales (artículos 11 al 14), como la deducción especial en el impuesto de renta, la exclusión de IVA, la exención de aranceles y la depreciación acelerada, enfrentan dos barreras críticas: su inestabilidad frente a las constantes reformas tributarias y la lentitud de su materialización por trámites complejos ante entidades como la

UPME. Esta inestabilidad afecta la tasa interna de retorno de los proyectos y vulnera el principio de seguridad jurídica consagrado en el artículo 83 de la Constitución.

Adicionalmente, los beneficios ambientales y tecnológicos tampoco se han implementado con eficiencia. La desconfianza institucional, la presunción de mala fe hacia los promotores de proyectos y los procesos de validación innecesariamente prolongados afectan la viabilidad de estos incentivos. A esto se suma la sobreproducción normativa por parte de la CREG, que emite resoluciones sin suficiente claridad pedagógica, generando inseguridad jurídica. Cambios inesperados en aspectos como la Fecha de Puesta en Operación (FPO) afectan la estabilidad de los contratos a largo plazo y vulneran principios como el de legalidad y el de estabilidad del régimen económico (artículo 333 de la Constitución).

Finalmente, esta situación refleja una desconexión entre la política energética nacional y la realidad de los recursos disponibles. La falta de una planificación estratégica coherente ha generado un estancamiento que impide una verdadera transición energética. En realidad, Colombia no está avanzando hacia una sustitución progresiva de combustibles fósiles, sino hacia una adición energética desorganizada, sin un plan técnico, jurídico ni financiero serio que respalde este proceso. Esta desorganización incrementa la vulnerabilidad ante escenarios de escasez de gas, haciendo más urgente la revisión del marco normativo y regulatorio vigente.

### **3.5. Identificación de barreras jurídicas y regulatorias en el mercado del gas natural en Colombia**

Entre las principales barreras identificadas en el contexto colombiano se encuentran:

**Falta de articulación entre normas ambientales y normativas energéticas:** La obtención de licencias ambientales para proyectos de exploración, transporte y distribución puede tardar años. Esto ha generado retrasos considerables en proyectos clave, afectando la oferta futura. Según el informe del DNP (2021), “la duplicidad de requerimientos y la falta de coordinación institucional entre autoridades ambientales y energéticas constituyen cuellos de botella estructurales”.

**Falta de incentivos regulatorios para la expansión del sistema:** La normativa no ofrece señales suficientes para incentivar el desarrollo de nueva infraestructura, lo que impide anticiparse a la creciente demanda en ciertas regiones.

**Círculo vicioso entre oferta y demanda:** Una de las causas más críticas del desabastecimiento es la existencia de un círculo vicioso: no se produce más gas porque la demanda es baja, y no se incrementa la demanda porque no hay disponibilidad suficiente del recurso. Esta dinámica impide justificar nuevas inversiones de exploración, dado que “explorar gas cuesta lo mismo que explorar petróleo, por lo que se requiere encontrar grandes cantidades que sólo se justifican si hay una demanda sólida” (DNP, 2021).

**Concentración de la oferta y la demanda:** La excesiva concentración de la oferta en manos de Ecopetrol limita la competencia y dificulta la entrada de nuevos agentes privados. Esta situación ha sido agravada por la falta de éxito en las políticas de promoción de inversión privada en exploración y producción de gas natural. A su vez, esta concentración contradice los principios de libre competencia y descentralización económica consagrados en la Constitución de 1991 y en las leyes 142 y 143 de 1994.

**Responsabilidades débiles e indefinidas en la institucionalidad regulatoria:** La complejidad institucional del sector energético también es un obstáculo importante. No existen mecanismos eficaces de rendición de cuentas en comisiones reguladoras como la CREG, la CRA y la CRT, lo que deja desprotegidos tanto a los inversionistas como a los consumidores frente a la demora o equivocación en las decisiones regulatorias (CREG, 2021).

### **3.6. Impacto de estas barreras en el desabastecimiento del gas natural**

Las barreras jurídicas y regulatorias tienen un efecto acumulativo que repercute negativamente en el abastecimiento de gas natural. Por una parte, impiden una planificación oportuna de la expansión de la oferta. Por otra, generan incertidumbre para los agentes privados, desincentivando la inversión.

En años recientes, se han registrado episodios de desabastecimiento regional, particularmente en zonas alejadas de los centros de producción como Pasto y otras regiones del sur del país. Esta situación se debe en parte a la insuficiente infraestructura energética, el limitado acceso a contratos de suministro y la baja producción local de gas natural, que ha caído un 6,8% en 2024 respecto a 2023, afectando la disponibilidad en varias regiones. Además, la lentitud en la toma de decisiones regulatorias y la falta de una política coherente de expansión han contribuido a una situación de vulnerabilidad energética en algunas zonas del país, como lo señala el informe de la Contraloría General de la República (2022).

La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y TIC (Andesco) advirtió sobre un riesgo crítico de desabastecimiento energético para 2026, derivado de un déficit proyectado del 8 % en la oferta nacional de gas natural, que deberá ser cubierto con importaciones. La falta de nuevos proyectos de exploración y producción, junto con retrasos en licencias ambientales y conflictos con comunidades, han frenado el avance de infraestructura clave, lo que afecta especialmente a regiones alejadas como Pasto.

En Pasto, se han reportado interrupciones y limitaciones en el suministro energético que reflejan estas problemáticas estructurales, agravadas por la deuda acumulada del Gobierno en subsidios de energía y gas, que supera los \$3,5 billones de pesos, poniendo en riesgo la continuidad del servicio en zonas vulnerables. La combinación de factores financieros, regulatorios y técnicos ha generado alertas sobre un posible “apagón financiero” que podría impactar la prestación del servicio en regiones periféricas.

Además, la alta dependencia de campos maduros y la falta de nuevas fuentes de suministro nacional agravan el problema, haciendo más evidentes las consecuencias de una regulación poco adaptativa y jurídica rígida.

Asimismo, la falta de una política coherente de precios de los combustibles, especialmente del gas natural ha generado distorsiones que dificultan la expansión del consumo. Las tarifas de transporte también presentan obstáculos importantes, pues su estructura actual no promueve la conexión de nuevas regiones al sistema nacional, encareciendo el acceso al recurso en zonas apartadas y vulnerables (DNP, 2021).

### 3.7. Propuestas y soluciones para superar el desabastecimiento de gas natural en Colombia

Frente al conjunto de problemas identificados, se propone una serie de soluciones de tipo institucional, normativo y de política pública que permitirían superar las barreras jurídicas y regulatorias que aquejan al sector:

1. **Reformas institucionales:** La consolidación de un marco institucional más claro es indispensable. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), creada en 2004, debería tener un papel más central en la definición de las reglas contractuales para la exploración, explotación y comercialización del gas natural. Esto incluye asumir la fijación del precio del gas en boca de pozo, tarea que actualmente corresponde a la CREG. La redistribución de funciones entre la ANH y la CREG debe ser aclarada mediante pronunciamientos oficiales para reducir la incertidumbre (DNP, 2021).
2. **Marco regulatorio pro-inversión y menos restrictivo:** Se recomienda revisar los mecanismos regulatorios vigentes para reducir la sobre-regulación y el exceso de controles detallados. Esto facilitaría la entrada de nuevos comercializadores y dinamizará el mercado, siguiendo el principio de “más incentivos y menos controles”.
3. **Promoción del consumo interno:** Para romper el círculo vicioso de baja oferta/baja demanda, se deben establecer políticas claras que estimulen la demanda interna de gas natural, especialmente en sectores industriales, transporte y generación eléctrica. Esto incentivaría la inversión en exploración y producción de nuevas reservas.
4. **Política de desconcentración de mercado:** Es necesario fomentar la participación de nuevos actores privados en la oferta y comercialización del gas natural. Esto incluye el diseño de esquemas de licenciamiento más competitivos, así como incentivos específicos para empresas independientes y extranjeras.

5. **Integración regional de mercados:** Explorar esquemas de cooperación e integración con países vecinos como Venezuela y Centroamérica podría ayudar a estabilizar la oferta, mejorar precios y garantizar seguridad energética regional (OCDE, 2022).
6. **Revisión del régimen tarifario del transporte:** Es urgente resolver las distorsiones tarifarias en el transporte de gas, de modo que se promueva la expansión de la red a zonas que actualmente están fuera del sistema interconectado. Esta política debe orientarse a mejorar la equidad territorial en el acceso al recurso.
7. **Liberación progresiva del precio en boca de pozo:** Cumplir con los compromisos establecidos de liberar gradualmente los precios del gas en boca de pozo (por ejemplo, a partir de enero de 2005, según se contempló en políticas anteriores) permitiría establecer señales de mercado más reales y atractivas para los inversionistas.
8. **Transparencia y rendición de cuentas:** Se sugiere implementar mecanismos efectivos de evaluación del desempeño regulatorio, con participación ciudadana y vigilancia institucional, para asegurar que las decisiones de entes como la CREG respondan a criterios de eficiencia y equidad.

### 3.8. Conclusiones del capítulo

Las barreras jurídicas constituyen una limitación significativa para el desarrollo del mercado del gas natural en Colombia. Lejos de ser simples deficiencias técnicas, estas barreras reflejan un entorno normativo complejo, fragmentado y poco funcional que obstaculiza la eficiencia del sistema energético. Su presencia genera incertidumbre en los agentes económicos, retrasa la ejecución de proyectos estratégicos y debilita la capacidad del Estado para garantizar el suministro continuo del recurso. En este sentido, la seguridad jurídica no solo es un principio constitucional abstracto, sino un requisito esencial para la planificación, inversión y operación del sector. Reconocer, clasificar y analizar estas

barreras es el primer paso para avanzar hacia un marco jurídico más coherente, eficiente y pro-inversión, que permita superar los cuellos de botella actuales y responder con eficacia a los desafíos de la transición energética en el país.

#### **4. CONCLUSIONES**

El trabajo de grado demuestra que el desabastecimiento de gas natural en Colombia no es un fenómeno aislado ni estrictamente técnico; es, entonces, la consecuencia directa de un marco regulatorio disperso, barreras jurídicas persistentes y una interacción desequilibrada entre los actores del mercado. A lo largo del proyecto evidenciamos un círculo vicioso entre la oferta y demanda, donde la escasa disponibilidad desincentiva el consumo y, a su vez, la débil demanda inhibe nuevas inversiones en exploración y producción. Este ciclo se agrava debido a la estructura regulatoria que tenemos, pues pese a buscar la protección del usuario y la estabilidad del sistema, se termina generando sobre todo inseguridad jurídica y distorsiones de precios.

El análisis histórico, jurídico y contractual nos demuestra que la concentración del poder en un solo agente estatal, la ausencia de incentivos claros para infraestructura

estratégica y la sobreproducción normativa de la CREG limitan la entrada de nuevos competidores y encarecen el acceso al servicio público domiciliario. Asimismo, la falta de articulación entre las normas ambientales y energéticas retrasa proyectos claves para el sector, comprometiendo la seguridad energética del país en general.

Frente a este panorama, la tesis propone pasar de una intervención estatal detallista y fragmentada a una *regulación estratégica*. Los lineamientos de reforma identificados se resumen en la siguiente tabla, que sintetiza las recomendaciones clave orientadas a mejorar tanto la seguridad energética como el acceso equitativo al servicio (mencionadas a lo largo del escrito):

<b>Eje de reforma</b>	<b>Lineamiento sugerido en tesis</b>
Simplificación normativa y CREG	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reformar integralmente el marco normativo para armonizar las normas ambientales con las energéticas, reduciendo trámites y tiempos de aprobación de proyectos estratégicos.</li> <li>- Limitar la sobreproducción normativa de la CREG y mejorar la pedagogía regulatoria para disminuir la inseguridad jurídica.</li> <li>- Rediseñar la estructura de la CREG para que promueva efectivamente la competencia y no reproduzca sesgos hacia grandes operadores como Ecopetrol.</li> </ul>
Precios y subsidios	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Establecer una política tarifaria que reconozca el costo de oportunidad del gas frente a sus sustitutos (diésel, GLP, electricidad), evitando subsidios cruzados que distorsionan el mercado.</li> <li>- Focalizar los subsidios en hogares</li> </ul>

	<p>vulnerables, especialmente en regiones con bajo acceso, para garantizar la equidad sin desincentivar la inversión privada.</p>
<p>Integración vertical transitoria</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permitir, bajo control estatal, la integración temporal de actividades (por ejemplo, producción con transporte o comercialización), especialmente para nuevos agentes o en regiones no interconectadas.</li> <li>- Condicionar esta integración a objetivos específicos de inversión, expansión de cobertura y sostenibilidad, limitando su duración en el tiempo.</li> <li>- Establecer mecanismos de vigilancia para evitar que esta estrategia se convierta en una nueva forma de concentración.</li> </ul>
<p>Acceso e incentivos de infraestructura</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mejorar los mecanismos de acceso abierto a gasoductos y plantas de regasificación para evitar el acaparamiento de capacidad por parte de grandes agentes.</li> <li>- Reforzar las penalidades por subutilización de capacidad contratada e implementar reasignación obligatoria de cupos inactivos.</li> <li>- Crear señales regulatorias estables (tarifas de retorno, beneficios contractuales) para fomentar inversión en almacenamiento, transporte, distribución y cobertura rural.</li> </ul>

Exportación y mercados externos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Establecer un marco jurídico específico para la exportación de gas natural que dé certidumbre a inversionistas sobre condiciones, plazos y derechos.</li> <li>- Desarrollar reglas técnicas y contractuales claras para la operación del gasoducto Antonio Ricaurte (Venezuela) y posibles interconexiones con Panamá y el Caribe.</li> <li>- Incentivar la exportación como mecanismo para fortalecer la demanda estructural, justificando inversiones internas en exploración y producción.</li> </ul>
---------------------------------	---

Implementar estos lineamientos implica transitar hacia un modelo regulatorio flexible pero robusto, capaz de equilibrar la eficiencia económica con la tutela de los derechos de los usuarios y la sostenibilidad ambiental. Solo bajo esta lógica (donde la regulación promueva la competencia, incentive la infraestructura crítica y garantice tarifas justas) Colombia podrá romper el círculo vicioso entre oferta y demanda, asegurar su soberanía energética y brindar un acceso equitativo y continuo al gas natural como servicio público esencial.

## 5. REFERENCIAS

Andesco. (2024, abril 30). Sin decisiones urgentes, millones de colombianos pagarán el precio de la inacción energética. <https://andesco.org.co/sin-decisiones-urgentes-millones-de-colombianos-pagaran-el-precio-de-la-inaccion-energetica/>

Arango, S. (2010). Retos del sector de gas natural en Colombia [Tesis de maestría, Universidad de los Andes]. Repositorio Universidad de los Andes. <https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/967d1256-016b-4546-99f3-6f537d1dc81e/content>

Caballero, C., & Reinstein, D. (2003, diciembre). Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia. Universidad del Rosario. <http://hdl.handle.net/11445/815>

Campodónico, H. (1999). La industria del gas natural y su regulación en América Latina. Revista de la CEPAL, (68), 135–160. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/10606>

Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de Gas). (s.f.). El gas natural como recurso social. Revista MetFluGas, 4. [https://www.cdtdegas.com/images/Descargas/Nuestra\\_revista/MetFlu4/6\\_Gas\\_natural\\_social.pdf](https://www.cdtdegas.com/images/Descargas/Nuestra_revista/MetFlu4/6_Gas_natural_social.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2002). Circular 039 de 2002 – Anexo. [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/05d4ef7815cf44480525785a007a64f9/\\$FILE/Circular039-2002-anexo.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/05d4ef7815cf44480525785a007a64f9/$FILE/Circular039-2002-anexo.pdf)

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2024). Transición energética y diplomacia energética regional: desafíos y oportunidades para República Dominicana y América Latina.

[https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/cepal\\_transicion\\_energetica\\_webinario\\_rd\\_diplomacia\\_2024\\_1.pdf](https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/cepal_transicion_energetica_webinario_rd_diplomacia_2024_1.pdf)

Colombia. Congreso de la República. (1994). Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios. Diario Oficial No. 41.433.  
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2769>

Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014 [Por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional]. Diario Oficial No. 49.077.

Congreso de la República de Colombia. (1991). Constitución Política de la República de Colombia.  
[https://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/constitucion\\_politica\\_1991.html](https://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/constitucion_politica_1991.html)

Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2021). Informe sobre coordinación institucional en sectores ambientales y energético.

Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2022). DNP consolida su gestión estratégica en 2021.  
<https://2022.dnp.gov.co/Paginas/DNP-consolida-su-gestion-estrategica-en-2021.aspx>

Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2025). Informe de gastos de funcionamiento del Sistema General de Regalías - Primer trimestre de 2025.  
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/DNP/Informe%20Gastos%20Funcionamiento%20SGR%20I%20trimestre%202025.pdf>

*Diario La República. (s.f.). Se analizarán contratos de hidrocarburos para "eliminar cuellos de botella".*

*Guerrero Suárez, F., & Llano Camacho, F. (2002). La regulación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia: Perspectivas y desafíos. Estudios Gerenciales, 18(82), 85–101. [https://elearning.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios\\_gerenciales/article/view/110/108](https://elearning.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios_gerenciales/article/view/110/108)*

*Jaimes, S., & Fuentes, V. (2017). Estudio de las reformas tributarias en Colombia y sus efectos sobre variables macroeconómicas. Universidad Católica de Colombia.*

*La Gran Noticia. (2025, abril 25). Impulso a la transición energética en 2025: Soluciones para mitigar el déficit de gas en Colombia. <https://lagrannoticia.com/impulso-a-la-transicion-energetica-en-2025-soluciones-para-mitigar-el-deficit-de-gas-en-colombia/>*

*Mendoza, M. J. (2022). Barreras jurídicas que dificultan el desarrollo de las energías solar y eólica en Colombia: un análisis económico del derecho [Trabajo de grado, Universidad del Norte]. <https://manglar.uninorte.edu.co/handle/10584/12041>*

*Mendoza Salazar, M. J. (2022). Barreras jurídicas que dificultan el desarrollo de las energías solar y eólica en Colombia: un análisis económico del derecho. Revista de Derecho, (58), 215-246. <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/8952558.pdf>*

*Ministerio de Minas y Energía. (2022). Diagnóstico general de contratos de hidrocarburos. [https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO\\_GENERAL\\_DE\\_CONTRATOS\\_DE\\_HIDROCARBUROS\\_2022.pdf](https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO_GENERAL_DE_CONTRATOS_DE_HIDROCARBUROS_2022.pdf)*

Ministerio de Minas y Energía. (2022). *El Rol del Gas en la Transformación Energética*. [https://www.minenergia.gov.co/documents/7683/2. El Rol del Gas en la Transformaci%C3%B3n\\_Energ%C3%A9tica.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/7683/2. El Rol del Gas en la Transformaci%C3%B3n_Energ%C3%A9tica.pdf)

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). (2019). *Estudios económicos de la OCDE: Colombia 2019*. [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/2019%20Economic%20Survey%20of%20Colombia\\_Spanish.pdf](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/2019%20Economic%20Survey%20of%20Colombia_Spanish.pdf)

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). (2022). *Informe sobre el sector energético y regulación del gas natural*.

Rojas C., M. (1986). *Legislación energética del gas natural en Colombia [Trabajo de grado - pregrado, Universidad Autónoma de Occidente]*. <http://red.uao.edu.co//handle/10614/12689>

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2015). *Balance de gas natural - agosto 2015*. [https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones\\_SIPG/Balance\\_GAS\\_NATURAL\\_Agosto\\_2015.pdf](https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Balance_GAS_NATURAL_Agosto_2015.pdf)

Vargas Pérez, C. A. (2021). *Potencial del gas natural como recurso energético de transición en Colombia [Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander]*. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/7244b99a-7193-4cc1-a4b7-362dae54fa9f/content>