

Modelo de Costos de Transporte Terrestre de Gas Natural a Localidades No Interconectadas
al SNT: Análisis Comparativo y Actualización del Modelo de la CREG 2014-2025

Marco Antonio Duque Pérez

Monografía para Optar el Título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director

Marco De Dios Mendoza Jaspe

Magister en Ingeniería de Petróleo y Gas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Gerencia de Hidrocarburos

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A Dios, por ser mi guía constante y mi principal fuente de fortaleza a lo largo de este camino académico y profesional. Todo lo Puedo en Cristo que me Fortalece: Filipenses 4:13.

A mi familia, mi pilar incondicional y mi mayor motivación. A mi madre, por ser ejemplo de esfuerzo, dedicación y el amor por el conocimiento.

Agradecimientos

La culminación de esta monografía no habría sido posible sin el apoyo, la orientación y el respaldo de diversas personas e instituciones a las cuales deseo expresar mi más profunda gratitud.

De manera muy especial, agradezco al Grupo Empresarial Petromil, por permitirme conocer el detalle del sector energético de Colombia y poder tener la información necesaria para el desarrollo de esta monografía.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS) y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por abrirme las puertas del conocimiento para mi formación como Especialista en Gerencia de Hidrocarburos.

Al director de la monografía, el Magíster Marco de Dios Mendoza Jaspe; por su acompañamiento y su disposición constante.

A mis compañeros de estudio, compañeros de trabajo y amigos con quienes compartí y me brindaron sus comentarios y experiencias del sector energético.

Tabla de Contenido

Introducción	14
1. Objetivos	16
1.1 Objetivo General	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Marco de Referencia	18
2.1 Antecedentes Investigativos.....	18
2.2 Marco Teórico.....	19
2.2.1 Gas Natural	19
2.2.2 Sistema Nacional de Transporte (SNT)	20
2.2.3 Modos de Transporte Terrestre para Gas Natural	21
2.2.4 Costos de Transporte Terrestre de Gas Natural	22
2.2.5 Estructura de Precios del Gas Natural en Colombia.....	24
2.2.6 Modelo CREG 2014	24
2.3 Marco Práctico	27
2.4 Marco Legal	29
3. Metodología	35
4. Identificación y Caracterización de Municipios no Interconectados al SNT	38

4.1	Caracterización de los Municipios no Interconectados al SNT	38
4.2	Cobertura Nacional de Gas Natural y Municipios Desconectados	38
4.2.1	Marco Normativo y Planes para la Cobertura en ZNI	40
4.2.2	Región Pacífica	45
4.2.3	Región Andina	47
4.2.4	Región Amazónica.....	49
4.2.5	Región de la Orinoquía	51
4.2.6	Región Caribe Rural	54
4.2.7	Comparativo Regional y Conclusiones.....	57
5.	Evaluación de Modalidades de Transporte Terrestre de Gas Natural en Colombia	61
5.1	Gas Natural Comprimido (GNC).....	61
5.1.1	Características Técnicas:.....	61
5.1.2	Capacidad de Transporte:	62
5.1.3	Cadena de Suministro:	62
5.1.4	Restricciones y Consideraciones Operativas:	63
5.1.5	Normatividad y Regulación Aplicable:	64
5.1.6	Aplicaciones y Casos en Colombia:	65
5.2	Gas Natural Licuado (GNL)	66
5.2.1	Características Técnicas:.....	66

5.2.2	Capacidad de Transporte:	67
5.2.3	Cadena de Suministro:	68
5.2.4	Restricciones y Consideraciones Operativas:	68
5.2.5	Normatividad y Regulación Aplicable:	69
5.2.6	Aplicaciones y Casos en Colombia:	70
5.3	Transporte en ISO Contenedores de GNL.	72
5.3.1	Características Técnicas:.....	72
5.3.2	Capacidad de Transporte:	73
5.3.3	Cadena de Suministro:	74
5.3.4	Restricciones y Consideraciones Operativas:	74
5.3.5	Normatividad y Regulación Aplicable:	76
5.3.6	Aplicaciones y Casos en Colombia:	77
6.	Actualización del Modelo CREG 2014	80
6.1	Descripción Técnica del Modelo de Costos CREG 2014	80
6.2	Variables Actualizadas para el Año 2025	81
6.3	Aplicación del Modelo Actualizado a la Ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura..	88
7.	Diseño del Modelo de Estimación de Tarifas de Transporte	93
7.1	Descripción Técnica del Modelo de Costos Realizado.....	93
8.	Validación del Modelo a la Ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura	96

9.	Comparación del Modelo Desarrollado con Modelo CREG	97
10.	Limitaciones y Recomendaciones.....	105
10.1	Lecciones de los Modelos Empresariales de Transporte de GNC	107
10.2	Propuestas de Mejora Metodológica.....	109
	Conclusiones	111

Lista de Tablas

Tabla 1. Municipios no interconectados al gas natural por región, población y condiciones logísticas.	57
Tabla 2. Comparativo de modos de transporte de gas natural.	78
Tabla 3. Precio del Diésel (ACPM) – Comparativo	82
Tabla 4. Históricos de los principales indexadores para la actualización del modelo CREG.	83
Tabla 5. Peajes Guadalajara de Buga a Buenaventura: 2014 vs enero de 2025 muestra el contraste:	84
Tabla 6. Parámetros Iniciales.....	88
Tabla 7. Comparativo Actualización de Costos por Componente GNC Guadalajara de Buga a Buenaventura (COP/M3).	89
Tabla 8. Costos en millones de pesos para la movilización de 1 millón de metros cúbicos mensual	90
Tabla 9. Criterios de Análisis.....	96
Tabla 10. Parámetros de evaluación	97
Tabla 11. Comparativo Actualización de Costos por Componente GNC Guadalajara de Buga a Buenaventura (COP/M3).	98
Tabla 12. Costos de la ruta (COP/M3) Para 1.000.000 M3	98
Tabla 13. Variación con respecto a modelo CREG 2014	101
Tabla 14. Variación con respecto a modelo CREG Ajustado a 2025	103

Lista de Figuras

Figura 1. Red de transporte de Gas Natural por transportador en Colombia año 2025	42
Figura 2. Mapa de municipios clasificados como Zonas No Interconectadas (ZNI).....	43
Figura 3. Departamentos con servicio de gas natural, por departamento en 2024	44
Figura 4. Usuarios de gas natural distribuidos por departamento de Colombia en 2024.	59
Figura 5. Nueva ruta actualizada Guadalajara de Buga a Buenaventura	85
Figura 6. Composición porcentual de los costos 2014 vs enero 2025.....	91

Lista de Apéndices

Los apéndices están disponibles en el Repositorio Institucional.

Apéndice A. Modelo CREG Versión Inicial.

Apéndice B. Modelo CREG Versión Ajustada.

Apéndice C. Modelo Estimación Tarifa.

Glosario

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas): Es la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la entidad en Colombia encargada de regular los servicios públicos de energía eléctrica, gas combustible y gas licuado de petróleo (GLP).

GNC (Gas Natural Comprimido): Gas Natural que se comprime a 250 bar y se transporta en módulos de cilindros de acero, reduciendo su volumen aproximadamente 100 veces.

GNL (Gas Natural Licuado): Gas natural que ha sido enfriado a una temperatura aproximada de -162 °C hasta convertirse en líquido, lo que reduce su volumen unas 600 veces para facilitar su transporte y almacenamiento.

SNT (Sistema Nacional de Transporte): Es el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados que vinculan los centros de producción e importación con las puertas de ciudad, sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales o sistemas de almacenamiento

ZNI (Zona No Interconectada): En el contexto de los servicios públicos domiciliarios (como energía o gas), es aquella área geográfica del país que no está conectada a las redes generales de transporte o al sistema interconectado nacional principal, por lo que depende de soluciones locales, aisladas o alternas para su abastecimiento.

Resumen

Título: Modelo de Costos de Transporte Terrestre de Gas Natural a Localidades no Interconectadas al SNT: Análisis Comparativo y Actualización del Modelo de Costos de la CREG 2014-2025*

Autor: Marco Antonio Duque Pérez**

Palabras Clave: Transporte terrestre de gas natural, Municipios no interconectados, Modelo de costos logísticos, CREG.

Descripción: El acceso al gas natural en Colombia presenta una marcada desigualdad territorial, especialmente en municipios que no están conectados al Sistema Nacional de Transporte (SNT). Para atender esta problemática, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) propuso en 2014 un modelo de costos logísticos para el transporte terrestre de gas natural. Sin embargo, este modelo no ha sido actualizado desde su formulación, a pesar de los significativos cambios en precios de insumos, tecnologías y condiciones logísticas.

La presente monografía tiene como objetivo diseñar, actualizar y validar un modelo de costos logísticos para el transporte terrestre de gas natural hacia municipios no interconectados al SNT, adaptando las variables técnicas y económicas al contexto del año 2025. La metodología incluye la revisión normativa y técnica del modelo CREG 2014, el análisis de los modos de transporte (GNC, GNL e ISO Contenedores), y la construcción de un modelo en hoja de cálculo aplicado al corredor Guadalajara de Buga a Buenaventura como caso de estudio.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Marco Mendoza Jaspe. Magister en Ingeniería de Petróleo y Gas.

Abstract

Title: Road Transport Cost Model For Natural Gas To Non-Interconnected Localities To The SNT: Comparative Analysis And Update Of The 2014-2025 Creg Cost Model.*

Author: Marco Antonio Duque Pérez**

Keywords: Road transport of natural gas, Non-interconnected municipalities, Logistic cost model, CREG.

Description: Access to natural gas in Colombia presents significant territorial inequality, particularly in municipalities that are not connected to the National Gas Transportation System (SNT). To address this issue, the Energy and Gas Regulatory Commission (CREG) developed a cost model for the terrestrial transportation of natural gas in 2014. However, this model has not been updated despite substantial changes in input prices, technologies, and logistical conditions.

This monograph aims to design, update, and validate a logistical cost model for the terrestrial transportation of natural gas to municipalities not connected to the SNT, adapting technical and economic variables to the context of 2025. The methodology includes a regulatory and technical review of the 2014 CREG model, an analysis of transportation modes (CNG, LNG, and ISO containers), and the development of a spreadsheet-based model applied to the Guadalajara of Buga to Buenaventura route as a case study.

* Thesis Project

** Physicalchemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Advisor: Marco Mendoza Jaspe.

Master of Science in Petroleum and Gas Engineering.

Introducción

El acceso a fuentes de energía modernas, limpias y eficientes es un componente crítico del desarrollo económico y social sostenible. En Colombia, la expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) ha aumentado y, sin embargo, aún deja una gran brecha en la cobertura de interconexión para áreas remotas, rurales o aisladas. Esta situación afecta a cientos de municipios definidos como Zonas No Interconectadas (ZNI), con un suministro de energía sostenido por fuentes más caras y contaminantes como el GLP en cilindro, la leña o el diésel, que continúan propagando condiciones de pobreza energética, exclusión territorial y vulnerabilidad ambiental.

Conscientes de esta problemática, diversos actores del sector energético han explorado alternativas como el transporte terrestre de Gas Natural Licuado (GNL), Gas Natural Comprimido (GNC) e ISO Contenedores que proporcionan varios tipos de esquemas logísticos descentralizados llamados "gasoductos virtuales". Sin embargo, la ausencia de una metodología actualizada para estimar el costo logístico en este tipo de transporte restringe la toma de decisiones técnicas, comerciales y regulatorias. La única referencia técnica disponible en Colombia es el modelo de costos publicado por la CREG en 2014, el cual no ha sido revisado en más de una década, mientras que los parámetros económicos y tecnológicos/operacionales que rigen todos los eslabones de esta línea de suministro han experimentado cambios considerables durante ese tiempo.

Este trabajo se centra en la creación, actualización y validación de un modelo de costos para el transporte terrestre de gas natural adaptado a la realidad de Colombia en 2025. Para completar lo anterior, se revisó el modelo base de la CREG, se ajustó sus parámetros para variables técnicas y económicas recientes, por ejemplo, costos de transporte, además de emplear en una ruta

característica colombiana Guadalajara de Buga a Buenaventura que refleja tanto los desafíos de tránsito en zonas no conectadas como el potencial de esta teoría para extender el alcance energético nacional.

El trabajo es una solución práctica y confiable para la aplicación de empresas de transporte terrestre, agentes del gobierno local, actores del sector energético, así como entidades gubernamentales con responsabilidad sobre la definición de esquemas para el suministro de energía en áreas aisladas de acuerdo con las políticas públicas existentes. También ayuda a construir políticas públicas que apunten a cerrar la brecha de cobertura energética en Colombia y promover la equidad territorial en el suministro del servicio de gas.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Formular y evaluar un modelo actualizado de costos logísticos para el transporte terrestre de gas natural hacia localidades no interconectadas al Sistema Nacional de Transporte (SNT), tomando como referencia el modelo propuesto por la CREG en 2014 y aplicando dicho modelo en un caso práctico representativo ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura, con el fin de identificar su aplicabilidad, ventajas operativas y oportunidades de ajuste a las condiciones técnicas y económicas del año 2025.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar y caracterizar los municipios no interconectados al SNT, incluyendo su ubicación geográfica, condiciones logísticas y niveles actuales o proyectados de demanda de gas natural.

Evaluar las condiciones técnicas, capacidades, restricciones y costos operativo-asociados de las modalidades actuales de transporte terrestre de gas natural en Colombia.

Realizar una propuesta de actualización de los parámetros técnicos y económicos del modelo de la CREG (2014) con información vigente al año 2025, incluyendo variables como costos de transporte, precios de combustibles, tasas operativas, distancias, mantenimiento, peajes y estructura logística.

Diseñar un modelo propio de costos logísticos de transporte terrestre, adaptable a diferentes rutas, volúmenes de gas y tipos de transporte, estructurado sobre una hoja de cálculo (Excel u otro software técnico), con enfoque modular y flexible.

Evaluar el modelo construido con el caso práctico del corredor Guadalajara de Buga a Buenaventura, simulando las condiciones reales, identificando las limitaciones y validando su funcionalidad.

Comparar los resultados del modelo diseñado con el modelo CREG, identificando similitudes, diferencias, fortalezas, debilidades y oportunidades de mejora en términos de precisión, adaptabilidad y actualización metodológica.

2. Marco de referencia

2.1 Antecedentes Investigativos

En Colombia, el transporte terrestre de gas natural ha sido estudiado esencialmente en escenarios de no expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas (SNT) por razones de carácter geográfico, técnico o económico. Uno de los primeros estudios en este tema es el Modelado de Costos, que fue generado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en 2014, establecido como instrumento técnico para calcular el costo de proporcionar servicios de transporte terrestre en presentaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y Gas Natural Comprimido (GNC) (CREG, 2014).

El modelo de la CREG es una estructura para la estimación de tarifas de transporte terrestre desglosada en: Combustibles, peajes, gastos de viaje, mantenimiento, lubricantes, filtros, llantas, personal, recuperación de capital, seguros, otros costos fijos, administración, utilidad e imprevistos. Pero no fue aprobado por una resolución tarifaria de cumplimiento y desde su elaboración no se realizó la actualización técnica y estandarización de su uso por parte de los agentes del mercado.

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), mientras tanto, ha elaborado memorandos técnicos y planes de expansión para cubrir el servicio de gas natural, que han destacado la necesidad de suministro alternativo en más de 200 municipios no conectados al SNT (UPME, 2021). Pero estos estudios se concentran principalmente en estimaciones de demanda y cobertura, y carecen de un método de estimación de costos logísticos.

A nivel internacional, países como Chile y Perú han creado sistemas de transporte terrestre para zonas rurales de GNL y gas natural (GNC), elaborando regulaciones y modelos de tarifas

regionales. En el caso de Chile, la experiencia del programa de gasificación en Magallanes ha sido bien documentada (Ministerio de Energía de Chile, 2020), y Perú ha estado promoviendo el uso de ISO Contenedores en regiones altoandinas con resultados beneficiosos en cuanto a logística.

En la academia, existe una cobertura parcial de este tema. Esto incluye, por ejemplo, tesis e informes institucionales sobre el impacto del transporte de GNL en regiones específicas del país, aunque generalmente sin una estructura metodológica que permita repetir cálculos de costo logístico unitario.

Ante este contexto, esta monografía contribuye en la reducción de esta brecha en la literatura, recalibrando el modelo de la CREG a través de variables reales para el año 2025 y estructurando una herramienta práctica para el cálculo de costos y su aplicación en un caso, la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura, área que no cuenta con infraestructura de gasoducto, pero muestra demanda potencial.

2.2 Marco Teórico

2.2.1 Gas Natural

El gas natural es un combustible fósil compuesto predominantemente de metano. Su uso se ha vuelto más importante como un producto energético de combustión más limpia que el carbón y el diésel, lo que resulta en menos emisiones de dióxido de carbono y contaminantes a la atmósfera cuando se quema (AIE, 2022). En el caso de Colombia, el gas natural es esencial para la diversificación de la matriz energética, la sustitución de combustibles contaminantes en los sectores residencial y productivo, y la garantía de acceso a energía asequible en áreas rurales y distantes (UPME, 2021).

2.2.2 Sistema Nacional de Transporte (SNT)

El Sistema Nacional de Transporte (SNT) en Colombia está conformado por la infraestructura de gasoductos que permite el movimiento de gas natural desde los centros de producción o importación hasta los centros de distribución regional o directamente hacia grandes usuarios. Este sistema representa la columna vertebral del abastecimiento energético en las zonas interconectadas del país.

El diseño del SNT ha estado históricamente enfocado en cubrir las principales áreas urbanas e industriales, priorizando corredores de alto consumo y densidad poblacional. Sin embargo, una parte significativa del territorio nacional permanece por fuera del alcance de esta red, especialmente en regiones rurales, municipios intermedios o zonas con topografía compleja, como la región pacífica, amazónica o partes del suroccidente colombiano.

Esta desconexión implica que muchos territorios deben recurrir a esquemas alternativos de transporte de gas natural, como el uso de vehículos tipo carrotanque o tecnologías como Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL), que permiten transportar el gas por vía terrestre en camiones cisterna. Sin embargo, estos esquemas enfrentan retos logísticos y financieros que deben ser debidamente analizados y modelados.

Desde la regulación, el SNT está definido por la Ley 401 de 1997 y la Ley 142 de 1994, y es supervisado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que establece las condiciones técnicas y económicas para su operación. No obstante, las normas actuales no han desarrollado con la misma profundidad los lineamientos aplicables al transporte terrestre no interconectado, generando vacíos metodológicos y regulatorios para la expansión del servicio a través de esquemas alternativos.

En este contexto, resulta fundamental considerar el papel del SNT no solo como un sistema físico de infraestructura, sino también como un marco de referencia que condiciona la equidad en el acceso al servicio público de gas. De ahí la necesidad de explorar, modelar y valorar opciones complementarias de transporte que puedan contribuir a cerrar las brechas energéticas existentes y fomentar el desarrollo sostenible en zonas aún excluidas.

2.2.3 Modos de Transporte Terrestre para Gas Natural

El transporte de gas natural hacia zonas no interconectadas se fundamenta en la implementación de gasoductos virtuales, de acuerdo con Promigas en su informe del sector de gas natural Colombia (2022), los gasoductos virtuales representan el mecanismo esencial para el cierre de brechas de desigualdad energética en Colombia. Estas soluciones logísticas permiten el traslado del gas natural sin la necesidad de infraestructura de tubería fija. Esta estrategia se diversifica principalmente en tres tecnologías:

GNC (Gas Natural Comprimido): El gas se comprime a 250 bar y se transporta en módulos de cilindros de acero, reduciendo su volumen aproximadamente 100 veces. Es práctico para distancias cortas o medias. La ventaja de este sistema es que es más simple y tiene menores requisitos criogénicos, aunque su densidad energética es menor.

GNL (Gas Natural Licuado): El gas se enfría a temperaturas criogénicas de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, reduciendo su volumen en un factor de aproximadamente 600. Viene con las inversiones de plantas de licuefacción y transporte criogénico, pero permite el transporte de grandes cantidades de gas natural a largas distancias.

ISO Contenedores: Recipientes metálicos utilizados para transportar GNL o GNC como carga contenerizada en camiones, trenes o barcos. Proporcionan versatilidad logística y seguridad intermodal. Esta transformación requiere instalaciones de equipos costosos, brazos de carga,

instalaciones de regasificación y redes de gasificación regionales. Su caracterización logística es necesaria para establecer la curva de suministro económico.

2.2.4 Costos de Transporte Terrestre de Gas Natural

Se utiliza un modelo de costos logísticos para determinar el valor unitario (COP/Viaje o COP/M3) del gas transportado desde el punto de suministro integrado al punto de consumo integrado. Estos costos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Costos fijos:** depreciación de equipos, seguros, impuestos, costo de la oficina principal.
- **Costos Variables:** combustible, mantenimiento, peajes, salarios del personal, pérdidas técnicas.
- **Costo de suministro:** relacionado con carga/descarga, pérdidas técnicas, vigilancia.
- **Además, de parámetros técnicos como:**
 - Capacidad de carga del vehículo.
 - Número de viajes a realizar cada día/mes.
 - Distancia total recorrida.
 - Tiempo de viaje y disponibilidad de operación.

Un modelo completo también consideraría la sensibilidad a cambios en los precios del diésel, peajes o precios del gas en la planta.

Ahora bien, en el contexto colombiano, estos elementos se enmarcan en la regulación existente para el transporte de carga terrestre. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció en 2014 una metodología de referencia para el transporte terrestre de GNC y GNL; sin embargo, de manera más general, el transporte de carga está regulado por el Ministerio

de Transporte el cual estableció en la resolución 20243040057465 el protocolo del Sistema de Información de Costos Eficientes para el Transporte Automotor de Carga en Colombia (SICE-TAC), (Ministerio de Transporte, 2024).

El SICE-TAC surgió como reemplazo de las tablas de flete obligatorias, con el objetivo de establecer una referencia de costos que sirva como punto de negociación entre generadores de carga y empresas de transporte terrestre. Este sistema se basa en variables objetivas como: tipo de vehículo, capacidad de carga, distancia, topografía de la ruta, consumo de combustible, peajes, costos de operación y mantenimiento. En esencia, se trata de un modelo paramétrico que, al igual que el modelo de costos de la CREG 2014, desagrega costos directos, indirectos y fijos asociados a la operación.

El Ministerio de Transporte publica periódicamente y actualiza los valores de referencia, los cuales constituyen un insumo importante para las empresas transportadores y generadoras de carga, el cual sirve de guía para garantizar las condiciones mínimas de negociación y transparencia en el mercado.

La incorporación de SICE-TAC en el análisis de costos de transporte terrestre de gas natural resulta relevante porque evidencia que, además de los parámetros propios del sector energético, existe un marco regulatorio nacional ya consolidado para la estimación de transporte terrestre de carga. Esto puede ser utilizado como referencia comparativa o complementaria al modelo CREG 2014, facilitando la homologación de criterios y evitando distorsiones tarifarias entre distintos tipos de carga.

2.2.5 Estructura de Precios del Gas Natural en Colombia

La tarifa final del gas natural en Colombia se compone de cinco componentes principales, regulados por la CREG, de la siguiente manera:

- **Insumo de producción:** establecido por el productor o basado en cotizaciones internacionales (CREG, 2022).
- **Tarifa de Red Serial (SNT):** aplicable solo en territorio de interconexión y variable según millas, presión y capacidad utilizada.
- **Distribución:** cubre los costos locales de infraestructura desde el punto de entrega hasta el consumidor.
- **Comercialización:** margen del agente ejecutor de la provisión y facturación del servicio.
- **Otros gastos:** tarifas de transporte terrestre sustituto, pérdidas discretas, impuestos (IVA, tasa de vigilancia, etc.).

Para zonas no operadas por el SNT, el transporte terrestre no tiene una metodología establecida, por lo que su estimación se realiza a través de modelos como el definido por la CREG en 2014, que establece una fórmula paramétrica teniendo en cuenta la distancia, el consumo y los costos operativos.

2.2.6 Modelo CREG 2014

Uno de los referentes técnicos más importantes en materia de transporte terrestre de combustibles en Colombia fue el modelo de costos desarrollado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en el año 2014. Esta herramienta fue concebida con el propósito de estimar, de forma referencial, las tarifas asociadas al transporte terrestre de diferentes combustibles líquidos y gaseosos, tales como gasolina, diésel, Jet A-1, nafta, keroseno, alcohol carburante,

biodiésel, gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural comprimido (GNC). Aunque comúnmente se le relacionó con el transporte de gas natural, su diseño permitió evaluar de manera más amplia la cadena logística de abastecimiento energético en regiones no interconectadas a la infraestructura de oleoductos o gasoductos.

En el caso particular del GNC, el modelo estimó los costos en pesos por metro cúbico transportado (COP/m³), a partir de una estructura detallada que consideraba tanto factores operativos como técnicos y administrativos. Esta metodología partió del análisis de variables esenciales como la topografía de la ruta (clasificada como plana, ondulada o montañosa), el tipo de vehículo utilizado, la distancia recorrida, los tiempos de trayecto, la cantidad y valor de los peajes, así como el volumen mensual de gas transportado. Estas condiciones iniciales influían directamente sobre el cálculo de los costos, al reflejar el desgaste vehicular, el consumo de combustible y la duración de cada ciclo de transporte.

El modelo organizó los costos en categorías específicas. Los costos directos incluyeron el consumo de combustible con y sin carga, los peajes y los gastos de viaje, tales como viáticos o alojamientos, elementos fundamentales para la ejecución diaria de la operación. Los costos indirectos, por su parte, abarcaron el mantenimiento general del automotor, con énfasis en componentes como motor, frenos, sistema eléctrico, dirección, caja de velocidades, suspensión y remolque tipo tráiler-tanque. Asimismo, se contemplaron los costos asociados al uso de lubricantes (para motor, caja y dirección), filtros (de aceite, aire, agua, combustible y separadores), y llantas (incluyendo las de tracción, dirección y libres).

Adicionalmente, el modelo incorporó una categoría de costos fijos mensuales, donde se integraron los gastos relacionados con el personal (salarios, prestaciones, bonificaciones, subsidios, reemplazos y dotación), la recuperación de capital (depreciación de los activos

vehiculares), y el aseguramiento del equipo de transporte (vehículo, remolque, pólizas de carga, SOAT, seguros de responsabilidad civil extracontractual y de protección ambiental). También se consideraron otros costos fijos mensuales como impuestos, parqueaderos, lavados, y servicios de seguridad como GPS y sellos de control.

Finalmente, se sumaron los costos administrativos, la utilidad esperada por parte del operador logístico y un margen para imprevistos, con el fin de cubrir posibles eventualidades no contempladas en la operación regular. Con todos estos elementos, se construyó un modelo que permitía calcular el costo total mensual de la operación y dividirlo por el volumen de gas transportado, obteniendo así un valor unitario de referencia en COP/m³. Esta unidad de medida podía convertirse posteriormente a galones equivalentes (GGE), facilitando comparaciones con otros combustibles.

Aunque el modelo de la CREG representó un avance técnico significativo en su momento, su vigencia normativa y aplicabilidad práctica se vio limitada con el paso del tiempo. Cambios sustanciales en los precios del diésel, los costos de mantenimiento, los requisitos regulatorios en materia de seguros, las condiciones logísticas de las rutas y el desarrollo de nuevas tecnologías vehiculares generaron la necesidad de una actualización profunda. A esto se sumó la falta de ajustes metodológicos oficiales durante más de una década, lo que redujo la utilidad operativa del modelo como instrumento para evaluar la viabilidad de nuevos proyectos energéticos, especialmente en municipios desconectados del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural.

2.3 Marco Práctico

Para que un modelo de estimación de costos de transporte terrestre de Gas Natural Comprimido (GNC) sea útil en escenarios reales (en particular para vehículos en municipios fuera del Sistema Nacional de Transporte (SNT)), hay numerosas condiciones técnicas, operativas, geográficas y económicas que deben satisfacerse tanto para su aplicación como para minimizar la inexactitud en la determinación de las variedades de condiciones.

En primer lugar, la ruta logística a estudiar debe describirse con precisión. Esto incluye determinar de dónde viene y hacia dónde va el transporte, su perfil de ruta (tipo de terreno, peajes, calidad de la carretera) y una estimación precisa de la distancia efectiva de ida y vuelta. Esto es crucial, ya que afecta directamente factores como el uso de combustible, el tiempo de viaje, la depreciación del vehículo y el número de viajes potenciales realizados por mes.

La caracterización del vehículo también es clave, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones: tipos de vehículos, datos por unidad de capacidad, factores técnicos, combustible para transporte, entre otros. Éstos influyen en los costos directos e indirectos.

También debe haber claridad en términos del volumen mensual de carga a mover, porque es ahí donde se calcula el costo por unidad (COP/m³). Un mayor volumen reduce el costo relativo de los costos fijos y un menor volumen aumenta el costo por unidad de energía transportada.

La estimación de costos debe proporcionar un desglose en cuatro categorías principales:

- **Costos directos:** Recuperación de capital, combustible consumido (carga y sin carga), peaje, hoja de costos de viaje y otros costos operativos por viaje.
- **Costos indirectos:** mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo, filtros, lubricantes, neumáticos y pérdida de desgaste del vehículo.

- **Costo mensual de operación:** salarios/beneficios (seguros, jubilación), recuperación de capital (depreciación), impuestos y otros administrativos.
- **Administración, contingencias y ganancias:** aunque el modelo técnico puede no incluir un margen de ganancia, debe prever un porcentaje para contingencias imprevistas y costos de gestión.

Otro factor importante es el aspecto geográfico. Las áreas montañosas, las carreteras degradadas, las áreas de acceso cerrado o limitado, o las áreas de alto tráfico pueden afectar significativamente los tiempos de entrega, el número de ciclos logísticos mensuales y, como resultado, la rentabilidad del servicio. Por lo tanto, herramientas como Google Earth, herramientas de georreferenciación, estudios de altitud y datos oficiales de INVIAS serían muy importantes para llevar a cabo un análisis más realista.

Finalmente, considerando el esquema regulatorio existente aplicado al servicio de transporte de gas, deben observarse las normas técnicas, ambientales y laborales del vehículo. Como no existe una regulación que refleje el estado actual del transporte terrestre de GNC, tales modelos también tienen un papel en proporcionar insumos técnicos para el proceso de desarrollo regulatorio o negociación de tarifas. Sin embargo, si pudiéramos integrar el modelo y los algoritmos para los problemas existentes y los detalles específicos de la logística regional, podríamos proporcionar una solución más integral, así como considerar factores de transporte más específicos.

El uso del modelo propuesto requiere un trabajo integrado que involucre datos técnicos, variables operativas (elementos que dependen del tipo de carga y del entorno) y un análisis del contexto, de manera que sea posible estipular una estimación más precisa del costo real del

transporte terrestre de GNC en rutas no servidas por tuberías, contribuyendo a la búsqueda de una planificación energética más justa y eficiente de las regiones aisladas.

2.4 Marco Legal

El marco legal que sustenta el presente estudio está conformado por normas, decretos, resoluciones y documentos técnicos que regulan el transporte, comercialización y fijación de precios del gas natural en Colombia, especialmente en zonas no interconectadas mediante redes de transporte por ducto. A continuación, se detallan las más relevantes:

Regulación Económica y Tarifaria Este componente define las bases para la comercialización, distribución y el cálculo de fletes:

- **Ley 142 de 1994 (Régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios):** Define el gas natural como un servicio público esencial. En el contexto de los gasoductos virtuales, esta ley es determinante porque establece los principios de eficiencia económica, neutralidad y solidaridad. Obliga a que cualquier modelo logístico de suministro en Zonas No Interconectadas (ZNI) garantice tarifas justas para el usuario final, al tiempo que permite a las empresas transportadoras recuperar de forma eficiente los costos de inversión, operación y mantenimiento.
- **Ley 401 de 1997:** Esta norma crea el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural y consolida la conformación del Sistema Nacional de Transporte (SNT). El análisis de esta ley evidencia el vacío regulatorio y el desafío logístico que existe para las poblaciones desconectadas.
- **Resolución CREG 011 de 2003:** Dicta los criterios generales para remunerar la distribución de gas combustible. Su profundización demuestra que, si bien establece cargos

de distribución locales, la transición tecnológica hacia 2025 demanda una metodología actualizada que logre acoplar el alto Costo de Capital de las facilidades de compresión (GNC) o licuefacción (GNL) y los fletes terrestres, garantizando que el comercializador mayorista logre el cierre financiero.

- **Resolución CREG 126 de 2014:** Establece la metodología para el cálculo de tarifas del servicio de transporte de GNC en Colombia. Define variables técnicas (vehículo, topografía, distancia), componentes de costos (fijos, variables, directos e indirectos), frecuencia de actualización y condiciones para prestación en zonas sin red de transporte por ducto. Esta resolución constituye la base metodológica sobre la que se construye el modelo presentado en esta monografía, actualizando sus parámetros al contexto 2025.
- **Resolución CREG 093 de 2020** Regula los esquemas tarifarios en zonas que no cuentan con infraestructura de gasoducto, y promueve soluciones logísticas alternativas para garantizar el acceso universal. Establece reglas para empresas prestadoras de servicios de transporte alternativo y el reconocimiento de costos eficientes.
- **Resolución CREG 202 de 2013:** Esta normativa establece los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible a usuarios regulados. En el contexto de los gasoductos virtuales orientados a Zonas No Interconectadas (ZNI), la aplicación de esta resolución es fundamental para estructurar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU).

Política Pública y Cobertura Este frente abarca los lineamientos macroeconómicos y de planeación estatal que justifican la expansión de la frontera gasífera y otorgan viabilidad estratégica a los proyectos logísticos:

- **Ley 2099 de 2021 (Ley de Transición Energética):** Promueve la diversificación de la matriz y el fortalecimiento de los fondos del sector minero-energético. Habilita mecanismos de financiación, incentivos fiscales y subsidios para proyectos que sustituyan combustibles altamente contaminantes (como diésel o GLP) por gas natural en ZNI.
- **Ley 2128 de 2021:** Promueve el abastecimiento, la continuidad y la cobertura del gas combustible en el país. Al declarar el acceso al gas como un asunto de interés nacional, el Estado prioriza y apoya financieramente la estructuración de proyectos de cobertura.
- **Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 (Sector Administrativo de Minas y Energía):** Es el compendio normativo fundamental que estructura las políticas del sector hidrocarburos en Colombia. Enmarca jurídicamente las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural, dictando las pautas para garantizar el abastecimiento, la calidad del servicio y la masificación del consumo en regiones aisladas.
- **Decreto 1467 de 2024:** Modifica el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 del Sector Minas y Energía. Incorpora medidas recientes orientadas a flexibilizar la comercialización mayorista, garantizar la confiabilidad del abastecimiento continuo y establecer condiciones operativas que blindan jurídicamente los contratos de suministro a largo plazo para mercados regionales aislados.
- **Documento CONPES 4085 de 2022:** Establece la Política Pública de Transición Energética. Es el principal argumento gubernamental que respalda el uso del gas natural como energético clave y de bajas emisiones para la transición. Justifica la necesidad de incentivar inversiones en infraestructura logística flexible (como el GNC o GNL) para desplazar el uso de leña, carbón o diésel en las ZNI.

- **Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Natural 2022-2036 (UPME):** Es la hoja de ruta técnica del Estado. Este documento valida la proyección de la demanda de tu investigación, identificando los municipios prioritarios para la gasificación y estructurando las alternativas logísticas y tecnológicas recomendadas. Proporciona el soporte oficial para estimar los volúmenes de transporte requeridos a mediano y largo plazo.

Reglamentación Técnica y de Seguridad Operativa Contempla los lineamientos de cumplimiento obligatorio para la manipulación, transporte y estandarización de las operaciones, los cuales impactan directamente los costos fijos y variables del modelo:

- **Decreto Único Reglamentario 1079 de 2015 (Sector Transporte):** Regula integralmente el transporte automotor de carga en el país, compilando directrices críticas como el manejo de mercancías peligrosas (anterior Decreto 1609). Es la base legal que soporta las exigencias de pólizas, capacitación de conductores, tiempos logísticos y restricciones de peso y dimensiones de los tractocamiones.
- **Resolución 20243040057465 de 2024 (Ministerio de Transporte):** Por la cual se actualiza el Protocolo del Sistema de Información de Costos Eficientes para el Transporte Automotor de Carga (SICE-TAC). Esta norma establece el régimen tarifario de obligatorio cumplimiento que rige el piso de los fletes terrestres en Colombia. Su aplicación en el modelo de costos es de carácter crítico, ya que parametriza los costos fijos, costos variables y otros costos logísticos (incluyendo tiempos de espera, cargue y descargue en estaciones de compresión y descompresión), garantizando que las tarifas proyectadas hacia las ZNI cubran la recuperación de capital de los equipos especializados para GNC y eviten la distorsión del mercado frente a la red troncal de ductos.

- **Norma Técnica Colombiana NTC 5773:** Es el pilar para sustentar los parámetros de seguridad. Rige los requisitos de diseño, fabricación, pruebas, inspección y operación de los sistemas y cilindros a alta presión usados para el transporte de GNC. Su cumplimiento innegociable condiciona el CAPEX inicial y la vida útil de los módulos de almacenamiento, afectando directamente la tasa de recuperación de capital en el modelo de costos.
- **Norma Técnica Colombiana NTC 3728:** Establece los requisitos técnicos para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transporte y redes de distribución de gas. Asegura que los puntos de interconexión (estaciones de descompresión o "hijas") en los municipios destino cumplan con los estándares de ingeniería requeridos para la distribución segura tras la descarga de los módulos de transporte terrestre.
- **Norma Técnica Colombiana NTC 3904:** Define las condiciones técnicas para las estaciones de servicio de gas natural. Su aplicación es obligatoria al costear y diseñar las estaciones de compresión ("madres"), determinando los requerimientos de equipos, áreas de maniobra, sistemas de alivio y distancias de seguridad que elevan la inversión inicial del proyecto logístico.
- **Resolución 40278 de 2017 (Min Energía):** Establece el reglamento técnico aplicable a las estaciones de servicio y suministro de GNC. Delimita las exigencias de obra civil, distancias de seguridad industrial y dotación de sistemas de emergencia en los puntos de descompresión (estaciones hijas), rubros de inversión que deben ser amortizados dentro de la evaluación integral de un proyecto de gasoducto virtual.

La estimación precisa de las tarifas de transporte terrestre de gas natural hacia zonas no interconectadas exige una estructuración financiera que integre tanto los rigurosos estándares de ingeniería de la NTC 3728 como el piso regulatorio logístico establecido por la Resolución 20243040057465 de 2024 del ministerio de transporte. Desde una visión integral, la convergencia de estas normativas define el verdadero costo del modelo de gasoducto virtual. Mientras la resolución del Ministerio de Transporte parametriza el flete dinámico y obligatorio de la flota, la norma técnica condiciona la viabilidad de la infraestructura de entrega, garantizando que la tarifa proyectada recupere integralmente las inversiones (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX) sin comprometer la competitividad del gas frente a otros combustibles.

Por un lado, la Resolución 20243040057465 impacta de manera directa la modelación del flete automotor al ratificar el SICE-TAC como un régimen de costos mínimos innegociables. Para una operación especializada como el transporte de GNC, esta normativa exige cuantificar financieramente las horas logísticas, reconociendo los tiempos de espera, así como las ventanas de cargue en la estación madre y descargue en la estación hija. Además, al establecer actualizaciones trimestrales para los costos variables (combustibles, llantas, mantenimiento), introduce un factor de riesgo en la proyección tarifaria que debe ser mitigado estratégicamente.

Este marco legal no solo sustenta la elaboración del modelo de costos presentado, sino que también identifica una laguna normativa actual en relación con la estructura clara y detallada de precios para el transporte terrestre de GNC en zonas no interconectadas, lo que justifica la relevancia de esta monografía como insumo técnico para la regulación futura.

3. Metodología

El desarrollo del siguiente estudio se abordó desde una perspectiva cuantitativa, descriptiva y aplicativa que busca determinar el costo de la distribución terrestre del Gas Natural Comprimido (GNC) a áreas desvinculadas del Sistema Nacional de Transporte (SNT). La ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura se utiliza como ejemplo de caso, debido a sus significativas aplicaciones operativas y posible demanda insatisfecha de gas-gasoductos.

El enfoque metodológico fusiona instrumentos de análisis técnico-operacional y estimaciones económicas para estructurar un modelo de costos, actualizado y capaz de dimensionar lo más precisamente posible las necesidades logísticas y económicas relacionadas con el suministro de GNC en rutas alternativas.

Las fuentes de información utilizadas en el desarrollo de esta investigación se clasifican en primarias y secundarias, con el propósito de garantizar la validez y confiabilidad para la aplicación y validación del modelo de costos propuesto. Las fuentes primarias comprenden la información recolectada directamente de empresas transportadoras de gas natural, registros operativos de campo, entrevistas a jefes de operación, conductores y personal logístico. Estos insumos permiten obtener datos reales sobre consumos de combustible, tiempos de recorrido, mantenimiento vehicular, costos asociados y demás variables que inciden en la estructura de costos del transporte terrestre de Gas Natural Comprimido (GNC).

Por su parte, las fuentes secundarias incluyen la revisión de documentos técnicos, regulatorios y académicos emitidos por entidades del sector energético y del transporte en Colombia. Entre ellas se destacan las resoluciones y documentos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el Ministerio de Minas y Energía (MME), Publicaciones de agremiaciones

de transporte como COLFECAR y el Sistema de Información de Costos Eficientes del Transporte Automotor de Carga (SICETAC) del Ministerio de Transporte. Adicionalmente, se incorporan datos del DANE y del Banco de la República para la actualización de series económicas y precios de referencia, así como información proveniente de Invías sobre peajes y condiciones viales. Estas fuentes permiten establecer un marco comparativo y normativo que sustenta el análisis histórico del periodo 2014–2025.

La investigación se llevó a cabo en la siguiente secuencia:

Revisión normativa y técnica del modelo de la CREG (2014): Se desarrolló una revisión documental del modelo tarifario para el transporte terrestre de hidrocarburos, que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) implementó con el objetivo de describir su estructura de costos, alcance, limitaciones, supuestos operativos, entre otros.

Identificación de variables operativas relevantes: Se caracterizaron factores de naturaleza técnica, geográfica y organizativa que influyen en la definición del costo unitario de transporte:

- Distancia efectiva de la ruta.
- Tipo de terreno.
- Marca y estado del vehículo.
- Número de viajes mensuales.
- Volumen transportado.
- Conteo y monto de peajes.
- Tiempos de viaje.

Desarrollo de un modelo de costos actualizado (aplicable en 2025) para:

- Costos directos (combustible, peaje, viaje).

- Costos indirectos o generales (mantenimiento, llantas, filtros, lubricantes).
- Gastos fijos mensuales (personal, seguros, recuperación de capital).
- Costos administrativos e imprevistos.

Aplicación del modelo al caso Guadalajara de Buga a Buenaventura: Dado los parámetros, se obtiene una simulación del costo operativo mensual total en la ruta óptima. Una división adicional de este costo por el volumen movido proporcionará el costo unitario (COP/m³).

Análisis y validación de resultados: Estos resultados se compararon con el modelo original de CREG buscando disparidades, avances, atrasos metodológicos o posibles ajustes.

No se recopiló información sensible de identificación personal de individuos en el curso de la investigación.

4. Identificación y Caracterización de Municipios no Interconectados al SNT

4.1 Caracterización de los Municipios No Interconectados al SNT

En Colombia, la ampliación del uso del gas natural para fines residenciales ha sido considerable, pero aún hay muchos municipios que no tienen conexiones al Sistema Nacional de Transporte de Gas (SNT). Estos municipios (ZNI, Zonas No Interconectadas) no tienen acceso a la red física, por lo que deben ser abastecidos de otra manera (por carretera con gas comprimido, GLP en cilindros, combustibles sólidos, etc.). Este capítulo perfila estas regiones trazando su posición geográfica, situación logística y volúmenes de demanda actuales o futuros. Se aborda por regiones (Pacífica, Andina, Amazonía, Orinoquía y Caribe rural), y hace visibles tendencias comunes de aislamiento geográfico y acceso a infraestructura rural,

4.2 Cobertura Nacional de Gas Natural y Municipios Desconectados

El Sistema Nacional de Transporte de Gas (SNT) de Colombia está compuesto por aproximadamente 7,775 km de gasoductos (hasta 2025), organizados de manera radial en dos grandes subsistemas (el sistema de la Costa Atlántica y el sistema interior), vinculando las principales fuentes de producción con los mercados urbanos. Como resultado de esto, unos 759 municipios ya cuentan con servicio de red de gas, representando alrededor del 68% del total nacional, y beneficiando a unos 36 millones de colombianos. Pero 364 de los municipios (alrededor del 32%) aún carecen de distribución de gas, principalmente en regiones rurales y distantes. Estos sitios aislados están distribuidos en 27 de los 32 departamentos del país, señalando una gran disparidad entre las áreas bien atendidas y aquellas relegadas.

En la región Caribe hay ahora una mayor cobertura y se tiene departamentos como Atlántico, Magdalena, La Guajira y Córdoba con el 100% de sus municipios ya conectados al

sistema de red de gas. Otras regiones, sin embargo, evidencian retrasos considerables; por ejemplo, solo el 2% de los municipios de Nariño tienen servicio de gas natural (solo la ciudad de Pasto y el corregimiento del Remolino en Taminango), en Caquetá apenas el 6% (solo Florencia), siendo los departamentos con menor cobertura en el país. En total, alrededor del 43% de los municipios aún no conectados se encuentran en solo tres departamentos andinos: Nariño (64 municipios), Boyacá (48) y Santander (46). Esto refleja el hecho de que el problema concierne a algunas áreas montañosas en el suroeste y centro-este, así como a regiones selváticas e inaccesibles.

A nivel poblacional, los municipios ZNI muestran baja densidad y ruralidad dispersa. Representan alrededor de un tercio de todos los territorios, pero tienen menos de un tercio de la población (20 a 30 por ciento del país) ya que las ciudades más grandes sí tienen servicio. Las familias en estas regiones generalmente utilizan combustibles alternativos y, según la información más reciente disponible, alrededor del 20.6 por ciento de los hogares colombianos cocinan con GLP (Gas Propano en cilindros) y el 10.5 por ciento continúan usando leña o carbón, particularmente en áreas rurales. Esto se traduce en un estimado de 5.4 millones de hogares que dependen de la leña para cocinar y hay desventajas asociadas de salud, tiempo y medioambientales. La falta de gas natural rural y disperso, que también se encuentra en las brechas urbano-rurales: en áreas rurales, casi el 40 por ciento de los hogares usan leña y carbón como combustibles para cocinar, mientras que solo es el 14 por ciento en asentamientos intermedios y es mínimo en entornos urbanos. Así, la falta de disponibilidad de gas natural contribuye a una situación continua de pobreza energética en amplias zonas remotas.

La caracterización específica por regiones geográficas se da entonces de la siguiente manera, con el número de municipios ZNI por conjunto geográfico, para señalar dónde están, las condiciones de disponibilidad, condiciones de acceso y una estimación de la demanda energética

potencial. También se anexa una tabla con un resumen comparativo, y se proponen representaciones gráficas (mapas) para visualizar la dispersión territorial de estos municipios no interconectados.

4.2.1 Marco normativo y planes para la cobertura en ZNI

El Gobierno colombiano ha reconocido la importancia de cerrar la brecha de cobertura de gas combustible en las zonas apartadas, promulgando lineamientos normativos y programas para promover la conexión de nuevos usuarios. La Ley 401 de 1997 creó el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural (FECFGN), un mecanismo financiero alimentado con recargos al sector, destinado a subvencionar la expansión de redes de gas natural en municipios no atendidos. Este fondo –similar a los existentes en electricidad (FAER, FAZNI)– ha cofinanciado proyectos de conexión domiciliaria en áreas de bajo ingreso y difícil acceso.

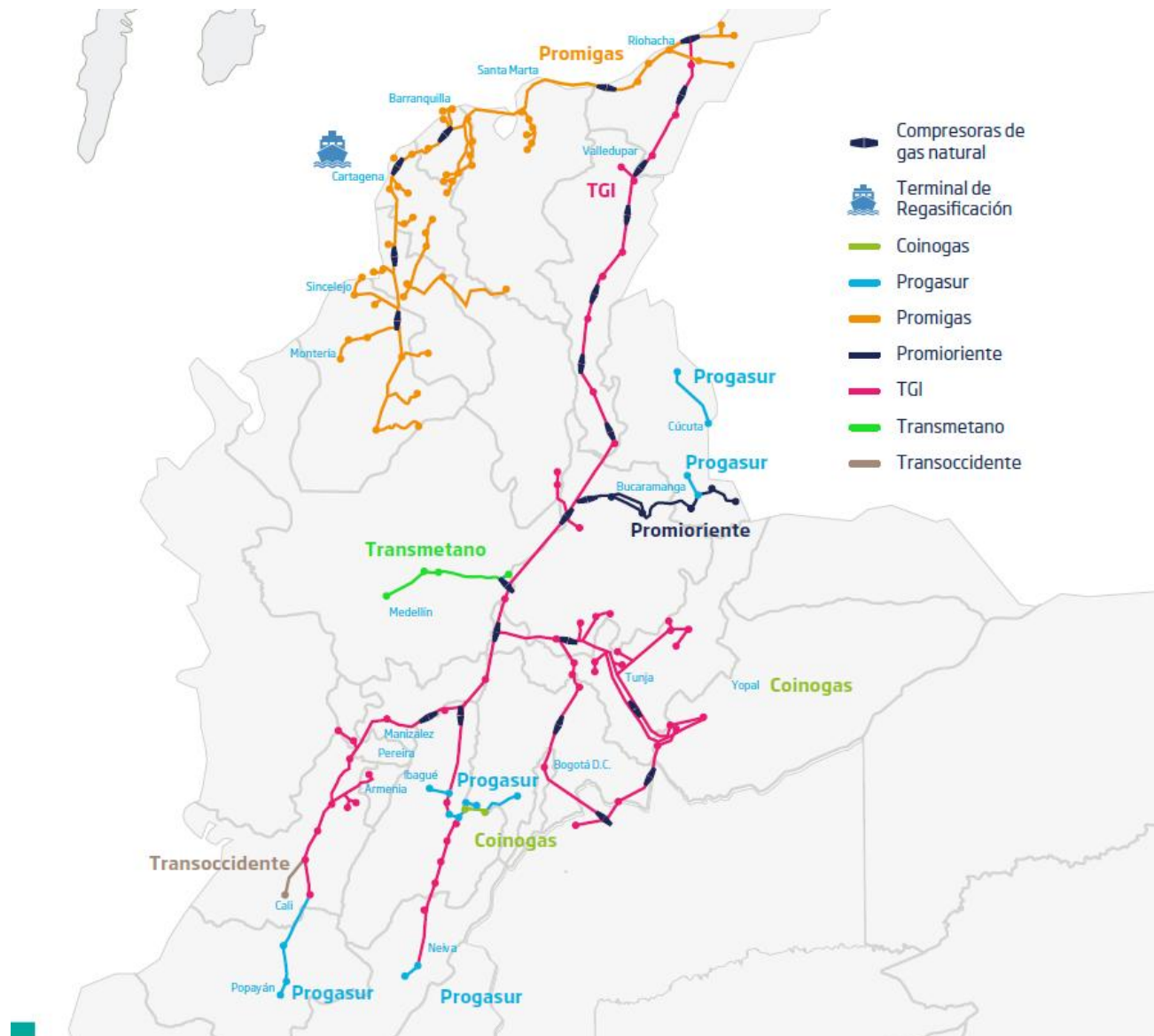
Más recientemente, la Ley 2128 de 2021 (“Ley de Gases Combustibles”) estableció medidas integrales para promover el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país. Esta ley facilita, entre otros aspectos, la financiación pública y privada de redes de distribución en municipios rurales, autoriza subsidios a la conexión interna de usuarios vulnerables y fomenta programas de sustitución de leña por combustibles más limpios. Adicionalmente, la Ley 2099 de 2021 (de Transición Energética) fusionó los fondos sectoriales en el nuevo Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGÍA), un instrumento que unifica recursos de electrificación rural (PRONE, FAER, FAZNI) y de gas (FECFGN) para financiar proyectos integrales de expansión de cobertura energética. El objeto de FONENERGÍA incluye explícitamente llevar soluciones de energía eléctrica y gas combustible a zonas no atendidas, con criterios de sostenibilidad ambiental y progreso social. Este esquema asegura una coordinación

interinstitucional (MME, UPME, IPSE, CREG) para focalizar inversiones en las áreas más rezagadas.

En materia regulatoria, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha dispuesto reglas especiales para incentivar la prestación del servicio en municipios fuera del SNT. Por ejemplo, la Resolución CREG 202 de 2013 estableció criterios tarifarios generales para remunerar la distribución de gas combustible por redes en poblaciones no conectadas físicamente al SNT, reconociendo los mayores costos de llevar gas mediante esquemas no convencionales (por carrotaques, sistemas virtuales de Gas Natural Comprimido – GNC, etc.).

En desarrollo de estas políticas, varias empresas distribuidoras han implementado “gasoductos virtuales”: transportan gas natural comprimido o licuado por carretera hasta cabeceras municipales aisladas, donde lo inyectan a pequeñas redes locales de distribución. Este mecanismo ha permitido que municipios como Dagua (Valle del Cauca) reciban gas domiciliario por camión cisterna (GNC)¹, a pesar de no estar conectados a ningún ducto principal. La CREG 137 de 2013 también incentivó la creación de nuevas Áreas de Servicio Exclusivo o concesiones que incluyan municipios antes marginados, obligando a los operadores a cumplir metas de cobertura. En resumen, el marco normativo vigente provee herramientas financieras y regulatorias para extender el servicio a las ZNI, alineadas con los objetivos de equidad territorial y sustitución de combustibles sólidos (CONPES 4075 de 2022, Política de Transición Energética).

Figura 1. Red de transporte de Gas Natural por transportador en Colombia año 2025



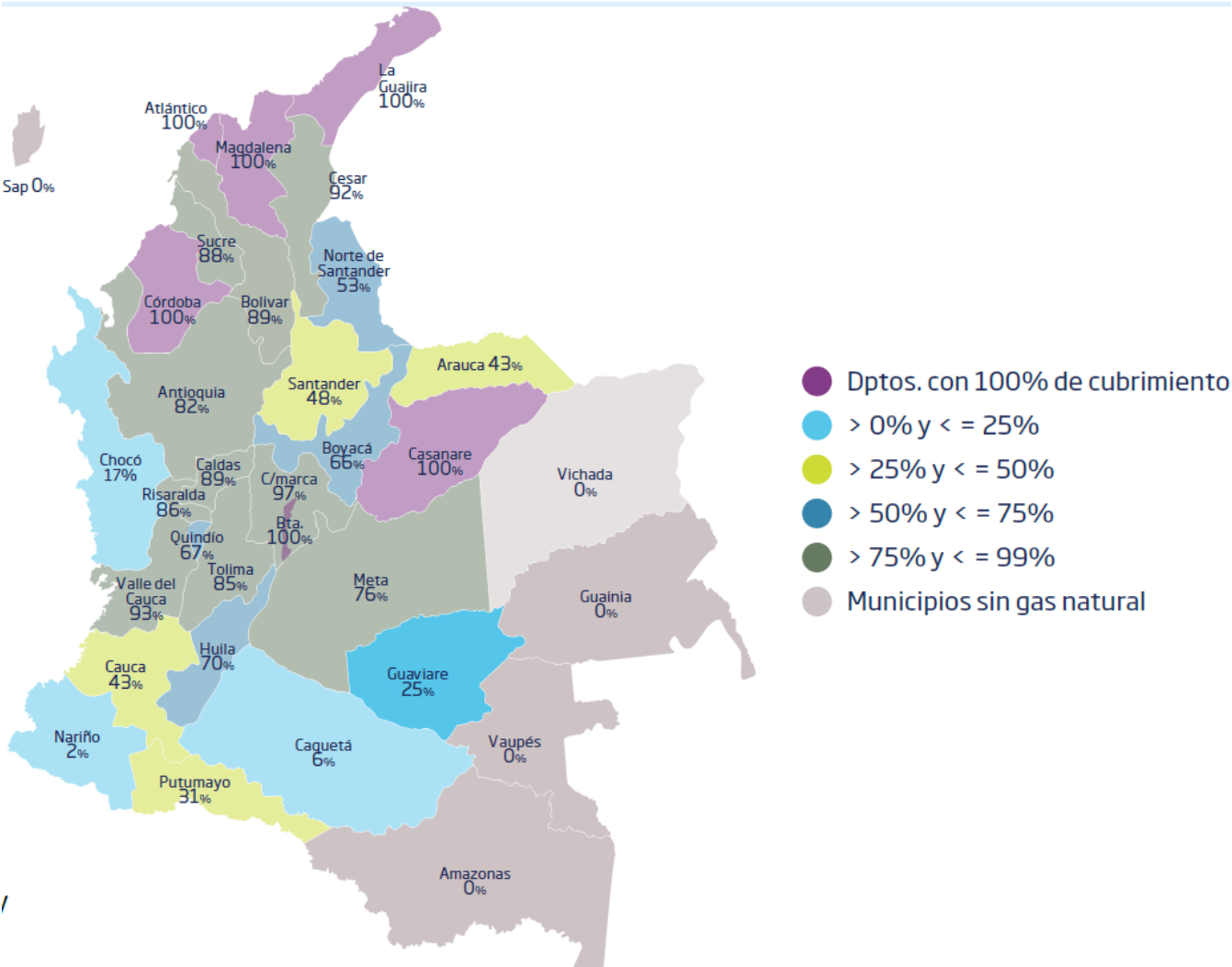
Fuente: Promigas: Informe del Sector del Gas Natural 2025

Figura 2. Mapa de municipios clasificados como Zonas No Interconectadas (ZNI)



Fuente: Instituto de Planificación y Promoción de soluciones energéticas

Figura 3. Departamentos con servicio de gas natural, por departamento en 2024



Fuente: Promigas: Informe del Sector del Gas Natural 2025

En la figura 1. se presenta el esquema general del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, En la figura 2. El mapa de municipios clasificados como Zonas No Interconectadas (ZNI) según la caracterización oficial del IPSE (2023) y en la figura 3. Los departamentos con servicios de gas natural. Las figuras permiten identificar la brecha geográfica entre las zonas atendidas por gasoductos y los territorios sin acceso a esta infraestructura.

A continuación, se analizan las características de los municipios no interconectados agrupados por grandes regiones naturales.

4.2.2 Región Pacífica

Gran parte de la actividad de desconexión de gas más extrema se centra geográficamente en la Región del Pacífico. Esta área está compuesta por los departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño, con tierras complejas de selva y andinas hacia el oeste. La mayoría de sus municipios no están conectados al Sistema Nacional de Gas (SNT) debido tanto a la distancia de las líneas troncales actuales como a la dificultad de construir líneas troncales a través de la selva tropical, terrenos costeros empinados y la cordillera occidental.

En Nariño, de los 64 municipios, solo Pasto tiene red de gas natural y, como tal, 63 municipios en Nariño (98%) no tienen acceso al sistema de gas natural. Sin embargo, cabe señalar que el gobierno departamental ha priorizado inversiones para la conexión de redes domiciliarias de GLP en más de 43 municipios en Nariño. Esta desconexión abismal abarca las tierras altas andinas y las poblaciones costeras como Tumaco, todas ellas geográficamente distantes de los gasoductos centrales. El gasoducto sur termina en Pasto, lo que significa que muchas áreas de Nariño (por ejemplo, la cuenca del río Patía, la cordillera de Telembí) todavía se abastecen completamente con cilindros de GLP o leña.

Asimismo, mientras que en Cauca solo algunos de sus municipios del corredor central (Popayán, Santander de Quilichao) están cubiertos por estas redes a través de conexiones secundarias de Valle del Cauca. El resto del área, principalmente la costa pacífica del Cauca (Guapi, Timbiquí, López de Micay) y su frontera montañosa, aún sin servicio de gas. Se ha estimado que más de 30 de los municipios de Cauca de unos 42 son Zonas No Interconectadas de gas (ZNI), tanto las pequeñas capitales municipales como las comunidades afro e indígenas

remotas en la selva. Con tal lejanía de esas comunidades costeras del Cauca solo por río o aire, dejando grandes desafíos logísticos sobre lo que cualquier suministro de combustible tiene que compensar.

El caso de Chocó es paradigmático: históricamente ha estado aislado del interior, y ninguno de sus 30 municipios está conectado a los gasoductos nacionales. Incluso la capital Quibdó no tiene gas natural por tuberías (los hogares chocoanos usan GLP importado o leña). Eso ha hecho imposible que tanto los gasoductos como los camiones con gas natural lleguen a la región, cuya accidentada orografía (dominan el Darién y la cordillera del Baudó) y la ausencia de carreteras pavimentadas (muchas no son navegables excepto en verano o por río), ha detenido la intrusión de los primeros o los segundos. Aunque se han encontrado reservas de gas natural en el subsuelo de Chocó, no existe infraestructura de transporte, siendo así objeto de abandono histórico.

Buenaventura, ubicada en la costa del Pacífico de Valle del Cauca, también es económicamente importante (es el principal puerto hacia el Pacífico) y no está conectada al SNT. Buenaventura y sus zonas rurales (miles de aldeas ribereñas) han sido zonas ZNI tanto para electricidad como para gas. El gas natural no llega por tubería desde el interior (la tubería más cercana termina en Buga, a aproximadamente 120 kilómetros de distancia). Como resultado, la demanda local de combustible debe ser satisfecha mediante entrega desde Guadalajara de Buga a Buenaventura, un viaje desafiante a través de la Cordillera Occidental (caracterizada por pendientes pronunciadas, alta pluviosidad y la necesidad de mantenimiento regular de carreteras debido a deslizamientos de tierra). Esta ruta, notoria por el atraque de carga en los terminales del puerto, tiene varios peajes y cuellos de botella que contribuyen al alto costo del transporte. Los deslizamientos de tierra pueden bloquear la carretera durante días en la temporada de lluvias, lo que también interrumpe el suministro de GLP entre otros bienes a Buenaventura. Las

complicaciones de orden público (manifestaciones, bloqueos) también han aislado el puerto al subrayar la exposición logística de esta región. Se están considerando alternativas, como transportar GNL por camiones marítimos desde Cartagena a Buenaventura, y suministrar GNC por camión con plantas de regasificación, para garantizar el servicio de gas natural a la zona urbana. La demanda eventual de Buenaventura (estimada en alrededor de 400,000 personas) justificaría la inversión en un gasoducto separado, sirviendo también como una población intermedia de Valle y Chocó en su ruta.

La región Pacífica está en una situación de aislamiento extremo, un patrón geográfico caracterizado por muchas comunidades a las que solo se puede llegar por río o sendero, alta pluviosidad (entre 5,000 y 10,000 mm anuales en áreas de Chocó) que arrastra caminos, y una casi ausencia de infraestructura energética. Esto significa que el costo de suministrar energía es alto: por ejemplo, el precio de un cilindro de GLP o un metro cúbico de gas virtual en la costa del Pacífico puede ser el doble o el triple que en el interior. Toda la población afectada en la ZNI del Pacífico supera los 1,5 millones de personas (aglutinando el Nariño rural, Cauca, Chocó y Buenaventura). Como se sabe, serán relativamente pequeñas en términos absolutos (supongo no más de 20-30 MMCFD, si todos estuvieran en una línea debido a la baja industrialización), pero extremadamente importantes en términos de reemplazo de leña y en términos de calidad de vida. Hacer conexiones en tales áreas contribuiría a la conservación, en forma de reducción de la tala para leña en puntos críticos de biodiversidad, y a la equidad social.

4.2.3 Región Andina

Comprende los departamentos montañosos del interior (como Antioquia, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cundinamarca, Eje Cafetero, Huila y Tolima, entre otros) en general tienen redes de gas más extensas que las áreas periféricas del país, gracias a su proximidad

a los grandes gasoductos centrales. Sin embargo, hay un gran número de pequeños municipios andinos que aún carecen de conexión al sistema general del país, generalmente situados en valles remotos, páramos o áreas donde el acceso por carretera es difícil dentro de la cadena montañosa.

Ejemplos destacados son los departamentos de Boyacá y Santander, con docenas de municipios sin el servicio. En Boyacá, a pesar de las extensiones de red desde los gasoductos Centroriente y Cusiana, 48 municipios (34% del total en Boyacá) aún carecen de cobertura de gas natural. De igual manera, en Santander casi la mitad de los 87 municipios no cuentan con red de gas (46 municipios están desconectados). Entre ellos se encuentran pueblos en las provincias Veleña y Comunera (sur de Santander) así como en el Magdalena Medio de Santander, donde, aunque el gasoducto principal pasa por la zona, algunas zonas están lejos de él y no fueron incluidas en las concesiones originales. También, el Catatumbo (Norte de Santander) tiene varios municipios (como Teorama, El Tarra, etc.) sin acceso a gas natural a pesar de estar relativamente cerca de pequeños campos productores. En total, hay al menos 10-15 municipios desconectados en Norte de Santander, la mayoría en zonas de conflicto donde la prioridad histórica ha sido mínima.

En Antioquia, existe amplia cobertura gracias a Empresas Públicas de Medellín (EPM), las principales ciudades urbanas tienen gas y solo pocos municipios remotos carecen del servicio. Cabe destacar Murindó y Vigía del Fuerte, que limitan con Chocó sobre el valle del río Atrato, están completamente sin conexiones de red de gas desde los gasoductos o sistemas de suministro del norte de Antioquia (ambos son oficialmente ZNI). Otro caso es la zona del Bajo Cauca antioqueño y sur de Córdoba (aunque Córdoba es Caribe, geográficamente es transición Andina). Aquí, municipios como Ituango, Tarazá o Valencia aún no están conectados a la red nacional debido a la falta de ramales. Pero, según un anuncio reciente de EPM, ha implementado en años

recientes soluciones de GNC por carrotanque para abastecer varias de estas cabeceras antes desconectadas, mejorando la situación.

En el caso de Cundinamarca, la cobertura es bastante alta cerca de Bogotá, pero algunos municipios rurales de las provincias de Gualivá, Rionegro y oriente (p.ej. Ubalá, Gachalá) tampoco tienen servicio, generalmente por su lejanía a los trazados del gasoducto central o por la dificultad de extender redes en topografías quebradas con poca demanda. De igual forma, en departamentos cafeteros (Caldas, Quindío, Risaralda) prácticamente todos los municipios cuentan con gas, a excepción quizás de algún corregimiento aislado, gracias a la densidad de población y a la existencia de distribuidoras regionales fuertes.

En términos de demanda potencial, la región Andina ZNI abarca poblaciones medianas en algunos casos (varias con 10–20 mil habitantes, especialmente en Boyacá y Santander). Si se lograra expandir la cobertura al total de municipios pendientes en la región, se proyecta un aumento significativo en el consumo residencial de gas natural. Si se lograra expandir la cobertura al total de municipios pendientes en la región, se proyecta un aumento significativo en el consumo residencial de gas natural. Un cálculo aproximado sugiere que conectar los ~120 municipios andinos hoy desconectados podrían incorporar del orden de 200–300 mil nuevos usuarios residenciales, con un consumo agregado cercano a 0,8-1 millones de m³/día (aprox. 28–35 MMSCFD). Esto equivaldría a 5% del consumo residencial nacional actual, un incremento manejable desde el punto de vista de oferta, pero muy relevante socialmente.

4.2.4 Región Amazónica

En el sureste de la Región Amazónica de Colombia se encuentran cinco vastos departamentos selváticos: Amazonas, Vaupés, Guainía, Caquetá y Putumayo (y Guaviare, que es geográficamente transicional). Es, por excelencia, la Región de las Zonas No Interconectadas:

enormes áreas de selva tropical con densidades de población muy bajas y sin infraestructura vial que las conecte con el resto del país, y donde prácticamente no hay municipios con redes de gas natural.

En Amazonas, Guainía y Vaupés: ninguno de sus municipios está conectado al Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Además, sus capitales Leticia (Amazonas), Inírida (Guainía) y Mitú (Vaupés), todas aisladas por tierra, carecen de redes de distribución de gas natural. Los habitantes de estas ciudades amazónicas dependen del GLP que llega en cilindros por río o aire (a costos muy altos), o utilizan leña local en la medida de lo posible. Por ejemplo, Leticia importa cilindros de GLP desde el interior (a través del río Amazonas desde Perú/Colombia) para abastecer su consumo urbano, lo que incrementa el precio final al usuario. También se han considerado proyectos piloto de GNL, como llevar gas natural licuado río arriba hasta Leticia para generación eléctrica y consumo doméstico, pero hasta la fecha no se han realizado. En localidades selváticas más pequeñas (por ejemplo, Puerto Nariño, Cumaribo, Taraira), ni siquiera hay un mercado formal continuo de GLP; muchos residentes dependen completamente de la leña.

La situación en Caquetá y Putumayo es diferente. Aunque la mayoría de estas provincias aún no están en el Sistema Nacional de Transporte, desde 2008 las ciudades capitales Florencia (Caquetá) y Mocoa (Putumayo) han estado conectadas por gasoductos virtuales o sistemas tipo línea corta organizados en red. Por ejemplo, el servicio de gas natural a Florencia comenzó aproximadamente en 2018. Esto se debió a un gasoducto adicional desde Huila, que lleva cobertura en los departamentos a alrededor del 6% de los municipios. No obstante, 15 de los 16 municipios en Caquetá siguen sin gas. En Putumayo, Mocoa y quizás Orito tienen redes debido a su proximidad a campos petroleros (donde el gas es un subproducto del crudo). Pero el resto (11 municipios) no tienen. Estas poblaciones en Putumayo (como Puerto Leguizamo, Valle del

Guamuez, etc.) están separadas del centro por la cordillera, con caminos difíciles o acceso fluvial a través del río Putumayo, lo que hace que todos los proyectos de energía convencionales sean inviables.

Por ejemplo, el suministro de combustible a estos lugares implica tránsitos de 500 a 1000 km en barco a través de la selva, o costosos vuelos chárter. Para llevar GLP a Inírida (Guainía), se navega por el río Orinoco desde Meta o Arauca durante semanas. A medida que llega la temporada seca, ríos como este bajan y no hay navegación continua. Hay un período de escasez, lo que fuerza la demanda de materiales geológicos inaccesibles o productos inexistentes. Su dependencia de las condiciones climáticas; su casi imposibilidad de transporte terrestre. La única opción para estos últimos lugares es enviar GNC en camión desde un compresor en Huila/Cauca a lugares como Puerto Asís o La Hormiga (Putumayo). Esta es solo una solución temporal hasta que se construyan gasoductos.

La demanda energética actual de la región ZNI amazónica se satisface principalmente a través de diésel y gasolina (para generación eléctrica aislada), GLP en cilindros (para cocinar, en ciudades más grandes) y biomasa (leña) para uso doméstico. Si el gas natural se establece en esta región, la mayor parte de su demanda potencial estará en las áreas de gas doméstico y generación eléctrica distribuida. Su impacto en volumen no será grande dado el bajo número de población en toda esta sección (el Amazonas colombiano en su totalidad no supera el 2-3% de la población nacional).

4.2.5 Región de la Orinoquía

La región de la Orinoquia tiene una topografía baja y alberga los departamentos de Meta, Arauca, Casanare y Vichada (ocasionalmente Guaviare se incluye en los datos de la cuenca del Amazonas). Las conexiones de gas natural se convierten en un panorama mixto aquí.

Al sur se encuentran las regiones productoras de gas y petróleo de Casanare y Arauca, que tienen una gran infraestructura de red: los campos de Cusiana y Cupiagua están en Casanare con sus tuberías asociadas hacia el interior, mientras que Arauca limita con Venezuela, de donde históricamente se ha comprado el flujo hacia el oeste. Debido a esto, el servicio de gas llega a la mayoría de las grandes ciudades en su capital y otros centros poblados que tienen suficiente poder financiero para extender redes por sí mismos donde sea necesario sin ninguna ayuda externa o subsidios: por ejemplo, en la provincia de Casanare, todos menos un pueblo (San Luis de Suárez en la ruta 80) pueden ser alcanzados por un gasoducto pagado principalmente con recursos de regalías. También se están financiando iniciativas de desarrollo de ciudadelas. Arauca tiene pequeños suministros de gases derivados de extensiones de tuberías desde el central Ballena – Barrancabermeja que pasan por áreas del norte.

Sin embargo, aún subsisten municipios sin conexión en la Orinoquía, sobre todo en áreas periféricas de Meta y en el aislado departamento de Vichada. En Meta, la zona sur (municipios como Mapiripán, Puerto Concordia) y la extrema frontera con Vichada carecen de redes de gas, dado que la infraestructura se concentra en el norte (Villavicencio y alrededores) y no se extendió hacia la cuenca del río Guaviare. Se calcula que unos 5–6 municipios metenses (de 29) siguen sin servicio domiciliario de gas natural, en su mayoría localizados en la Orinoquía profunda con vías de acceso difíciles o tramos fluviales. Por ejemplo, Mapiripán es accesible principalmente por el río Guaviare, lo que encarece todo suministro. En Vichada, la situación es análoga a la Amazonía: ninguno de sus 4 municipios (Puerto Carreño, La Primavera, Santa Rosalía y Cumaribo) tiene conexión al SNT. Son poblaciones muy distantes (Puerto Carreño está a más de 700 km de Bogotá), con acceso por vía terrestre parcialmente trocha y principalmente por río Orinoco. Consecuentemente, dependen de GLP traído desde Meta/Arauca por río, y de leña en áreas rurales.

Cabe notar que Cumaribo, el municipio más extenso de Colombia, con comunidades indígenas dispersas, es totalmente ZNI sin presencia de prestadores formales de gas o energía.

En Vichada, la situación es similar a la Amazonia: ninguno de sus 4 municipios (Puerto Carreño, La Primavera, Santa Rosalía y Cumaribo) tiene conexión al SNT. Son pueblos muy distantes (Puerto Carreño está a 700 km de Bogotá), con acceso por fuente parcialmente sólida: caminos sucios o vías fluviales. Toda la gente depende del GLP traído desde Meta/Arauca por río, y de la leña en áreas rurales.

El transporte en la Orinoquía es difícil y combinado con las distancias involucradas crea una larga cadena de suministro. Durante el verano, las llanuras inundables producen suelos secos y transitables (aunque muy polvorientos), pero cuando llega el invierno, las áreas ampliadas tienden a inundarse y hacen que todos sus carriles desprotegidos sean imposiblemente fangosos. Mientras que el transporte terrestre de gas natural comprimido puede llegar a ciertos lugares (por ejemplo, Ecopetrol ha sacado módulos de GNC de Meta), para otros como Vichada el río es su única opción real. Puerto Carreño recibe suministros a través de barcazas que suben desde Villavicencio a través de los ríos Meta y Orinoco. El viaje toma varios días. Si la capital Orinoco tomara los suministros de GNL planeados desde hace mucho tiempo en contenedores isotérmicos a lo largo de esta ruta en el futuro, podría ser una posibilidad. Pero esto solo se realizará en un plan a mediano plazo en unos pocos años.

La población afectada en la ZNI de la Orinoquía no es grande en número o extensión. Solo unas 200,000 personas viven allí, incluidas aquellas desconectadas de Meta, Vichada y algunas de Arauca/Casanare. El gas que puedan necesitar sería principalmente para uso residencial y generación de electricidad rural en lugar de diésel. Dado que las temperaturas en las Llanuras son cálidas, en lugar de como combustible para calefacción, el gas se utilizaría para cocinar en lugar

de leña que todavía se usa en algunas zonas. Además, los sectores productivos como las ganaderías o agroindustrias podrían beneficiarse de un suministro de gas, por ejemplo, para el secado de granos o la generación de energía a un costo menor que con diésel. En la práctica, ya existen proyectos piloto en Meta y Casanare donde el gas asociado de pequeños pozos captura energía para llevar a comunidades rurales cercanas (micro redes de gas), lo que establece un precedente replicable en la Orinoquía.

Guaviare tiene 4 municipios, San José (la capital) siendo el único equipado con gas natural, gracias a una extensión del gasoducto virtual de Colombia desde Meta. Los otros tres (Calamar, El Retorno y Miraflores) aún no tienen el gas que necesitan debido a estar alejados de la civilización y profundamente dentro del terreno selvático. Sus realidades logísticas son muy similares a las del Trapecio Amazónico (transporte por agua y aire). Por lo tanto, Guaviare se encuentra en la transición entre la Orinoquía y la Amazonia: incluso donde las carreteras están deterioradas, la instalación de redes de gas necesita inversiones que apenas comienzan a materializarse.

4.2.6 Región Caribe rural

La región rural del Caribe, a pesar de contar principalmente con servicio de gas natural, es un término que representa aquellas áreas del Caribe colombiano que permanecen atrasadas debido a su naturaleza rural, insular y aislada. Como se puede ver en la Figura 1, todos los municipios de la región Caribe están conectados; varios departamentos han logrado una cobertura total. Esto es el resultado de unos pocos años pioneros de explotación de gas alrededor de La Guajira (campos de Chuchupa/Ballena) y una red de gas costera integral construida desde la década de 1990. Pero todavía hay algunas deficiencias específicas por superar: en el sur del departamento de Bolívar,

áreas rurales que limitan con las provincias de Sucre y Cesar, así como el archipiélago departamental de San Andrés y Providencia.

En Bolívar, la empresa distribuidora Surtigas proporciona cobertura para la mayoría de los pueblos y ciudades, mientras que ciertas áreas rurales en la subregión de Montes de María o el sur de Bolívar estaban fuera de su alcance. Tiquisio, Montecristo o Santa Rosa del Sur no han sido atendidos por redes de tuberías en el Magdalena Medio debido a su distancia de las líneas principales y problemas de orden público que en el pasado habrían hecho imposible construir allí. En los próximos años, quizás un poco más de la mitad de los 5 o 6 municipios no conectados de Bolívar deberían eventualmente estar conectados.

Algo similar ocurre en Sucre y Cesar, donde casi todos los municipios cuentan con gas, salvo acaso alguno extremadamente pequeño o de acceso complicado en serranías. Por ejemplo, en Cesar, la zona montañosa de la Serranía del Perijá (frontera con Venezuela) incluye pueblos indígenas y campesinos donde la red de gas no ha llegado debido a la dificultad de tender gasoductos en esa cordillera y al limitado tamaño del mercado. No obstante, incluso allí se han implementado soluciones con GNC por camión para cascos urbanos como González (Cesar). En Sucre, prácticamente todos los 26 municipios disponen de gas natural en sus cabeceras gracias a la cobertura de Surtigas; si existiera alguna excepción serían corregimientos muy aislados.

El Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina presenta un caso especial. No solo son islas, también están en medio del Caribe, a unos 700 kilómetros de la costa, donde no se puede hacer conexión a la red de gas principal. Actualmente, no existen redes de distribución de gas natural para uso residencial en ninguna de las dos islas principales. La demanda de energía doméstica se satisface con electricidad (se debe usar diésel importado) y con GLP en cilindros traídos por barco. Dado el alto costo de la energía en el archipiélago y la falta de

fuentes locales, se ha estudiado la importación de GNL a pequeña escala para producir energía eléctrica más barata o para un posible consumo residencial, pero la primera consideración es obtener electricidad. Se propuso después del huracán Iota (2020) que devastó Providencia que la isla se reconstruyera con soluciones energéticas modernas. Estas podrían incluir redes de gas propano en sectores turísticos, pero hasta ahora no se ha concretado nada. Y así, San Andrés y Providencia forman un grupo aislado o una colección de grupos aislados que, a diferencia de la costa, dependen del transporte marítimo para cualquier solución.

En el Caribe rural y continental, las condiciones para la logística son relativamente buenas en comparación con regiones remotas: tanto las costas como los valles tienen una densa red de carreteras pavimentadas, además de que el terreno es en su mayoría plano. Desde Bolívar, Cesar o Sucre hay carreteras hacia prácticamente todos los municipios rurales sin gas; por ejemplo, el gas se entregó por camión a través de camiones de GNC preensamblados a estaciones satélite en esos municipios mientras se construyen los gasoductos definitivos. Los problemas logísticos aquí son más sociales (conflicto armado, vandalismo) y económicos (la baja capacidad de pago de los habitantes rurales para el gas) que de aislamiento geográfico estricto. En muchas partes del Caribe, debido al clima cálido y la baja precipitación, la gente ya no necesita leña para calentar sus hogares. Sin embargo, todavía se usa ampliamente como combustible en áreas rurales pobres; está satisfaciendo los programas de reemplazo de gas de los gobiernos locales. Los datos de la Superintendencia de Servicios Públicos y CONPES sobre Universalización de la Energía muestran que el Caribe ha aliviado en gran medida su uso de leña, pero aún quedan bolsillos rurales aislados como aquellos (por ejemplo, comunidades en la depresión Momposina, Alta Guajira rural) donde se sigue quemando leña porque no tienen otra opción.

En cuanto a la demanda esperada, el Caribe rural no interconectado vería solo un pequeño aumento marginal en el consumo nacional. Algo así como cuántos son los condados relevantes. Quizás en el orden de 0.1 – 0.2 millones de M3/días adicionales si se contactan todos estos municipios desconectados, pero se concentra principalmente en hogares de bajos ingresos.

4.2.7 Comparativo regional y conclusiones

El número de municipios que esperan interconexiones es mayor en el Pacífico y los Andes, el área del Caribe tiene la cobertura prácticamente resuelta, salvo en casos muy particulares. La Amazonía y la Orinoquía, aunque tienen menos municipios en términos absolutos, son las áreas con las mayores brechas de infraestructura, dado que no hay acceso vial convencional en estas regiones.

En la Tabla 1. se presenta un resumen de la caracterización por regiones de los municipios no interconectados al SNT y en la Figura 4. tomada de los anexos del informe del sector energético de Promigas los usuarios de gas natural distribuidos por departamento.

Tabla 1. *Municipios no interconectados al gas natural por región, población y condiciones logísticas.*

Región	Municipios ZNI (aprox.)	Población total estimada	Accesibilidad principal	Ejemplos de condiciones logísticas	Demanda de gas proyectada
Pacífica	130 (Chocó, Cauca, Nariño, Valle)	1,5–2 millones hab.	Vías precarias, ríos, transporte marítimo en costa	Lluvias intensas, derrumbes frecuentes; municipios sin vía terrestre (ej. Guapi)	Alta necesidad para reemplazar leña

Andina	120 (Boyacá, Santander, N. Santander, interior)	1,8–2,5 millones hab.	Carreteras pavimentadas en general; trochas en zonas páramo	Terreno montañoso dificulta extensiones de red; algunos con vías estrechas y riesgos geológicos	Demanda moderada por uso residencial y calefacción
Amazónica	35–40 (Amazonas, Vaupés, Guainía, Putumayo, Caquetá)	0,5 millones hab.	Fluvial y aérea (casi sin carreteras)	Aislamiento extremo; dependencia de ríos (bajos niveles en verano complican suministro); costos logísticos altísimos	Baja a moderada pero vital para eliminar leña y diésel
Orinoquía	10–15 (Meta sur, Vichada, Guaviare)	0,3–0,4 millones hab.	Carretera parcial (verano), fluvial (invierno)	Llanos inundables, tramos sin pavimentar; distancias >500 km a centros de suministro; peajes escasos, pero vías deterioradas	Baja, uso puntual en generación rural

Fuente: elaboración propia con datos de Portafolio (2022), Promigas (2022), Superservicios e informes UPME

Figura 4. Usuarios de gas natural distribuidos por departamento de Colombia en 2024.

Departamento	Potencial usuarios	Residencias anillados	Residenciales conectados por estrato							Residencias conectados	Comerciales conectados	Industriales conectados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
Antioquia (103)	2.337.987	1.855.171	203.706	595.592	519.505	177.020	98.217	42.188	1.636.228	29.448	1.841	1.667.517	79%	70%	
Arauca (3)	29.877	14.722	7.596	5.913	912	0	0	0	14.421	124	0	14.545	49%	48%	
Atlántico (23)	839.042	807.148	309.687	227.224	121.814	57.043	19.969	13.872	749.609	12.122	658	762.389	96%	89%	
Bogotá D.C.	2.606.296	2.568.183	186.416	774.393	806.680	305.243	94.437	68.307	2.235.476	57.832	437	2.293.745	99%	86%	
Bolívar (41)	515.967	491.473	233.398	138.800	56.833	22.262	12.737	14.560	478.590	8.087	237	486.914	95%	93%	
Boyacá (81)	328.542	303.463	36.277	145.433	67.619	17.907	7.437	82	274.755	9.563	48	284.366	92%	84%	
Caldas (24)	321.505	285.918	40.354	82.223	79.346	22.964	7.747	11.452	244.086	4.975	143	249.204	89%	76%	
Caquetá (1)	55.711	51.645	36.582	11.266	2.539	782	1	0	51.170	146	1	51.317	93%	92%	
Casanare (19)	199.377	117.093	42.500	51.367	16.499	10.619	37	10	121.032	5.111	12	126.155	59%	61%	
Cauca (18)	210.105	162.089	56.791	54.623	25.882	12.419	3.619	528	153.862	1.462	41	155.365	77%	73%	
Cesar (23)	305.074	294.956	142.712	84.410	29.446	9.275	3.562	1.147	270.552	3.019	64	273.635	97%	89%	
Chocó (5)	41.808	41.434	3.968	336	6	0	0	0	4.310	0	0	4.310	99%	10%	
Córdoba (30)	280.460	267.976	153.288	67.084	24.055	6.473	1.960	1.998	254.858	4.240	58	259.156	96%	91%	
Cundinamarca (113)	1.369.006	991.614	108.886	371.741	314.995	99.236	12.558	3.212	910.628	16.177	350	927.155	72%	67%	
Guaviare (1)	15.490	6.204	2.920	3.128	477	8	0	0	6.533	74	0	6.607	40%	42%	
Huila (26)	304.891	282.576	104.884	132.604	31.108	10.237	2.612	116	281.561	2.597	42	284.200	93%	92%	
La Guajira (15)	166.913	162.842	68.370	54.110	14.824	2.700	275	1	140.281	1.650	84	142.015	98%	84%	
Magdalena (30)	372.695	359.172	145.032	78.888	50.696	12.791	6.284	12.343	306.034	4.286	371	310.691	96%	82%	
Meta (22)	383.031	286.812	79.550	97.538	85.304	11.034	4.429	1.398	279.253	8.653	23	287.929	75%	73%	
Nariño (1)	110.266	73.430	18.728	25.941	6.824	1.383	383	1	53.260	113	0	53.373	67%	48%	
Norte de Santander (21)	362.339	301.292	107.996	129.370	47.189	15.090	1.638	132	301.415	2.076	29	303.520	83%	83%	
Putumayo (4)	21.847	20.425	12.493	3.713	228	0	0	0	16.434	28	0	16.462	93%	75%	
Quindío (8)	220.029	209.125	40.609	69.805	43.359	15.211	13.912	2.121	185.017	3.636	86	188.739	95%	84%	
Risaralda (12)	386.391	352.876	48.141	109.074	86.183	41.699	15.606	10.991	311.694	5.873	131	317.698	91%	81%	
Santander (42)	656.550	577.692	109.782	159.078	142.495	92.300	16.216	12.609	532.480	10.081	94	542.655	88%	81%	
Sucre (23)	182.390	175.807	106.685	47.176	9.868	4.113	896	421	169.159	3.150	39	172.348	96%	93%	
Tolima (40)	438.853	371.528	90.927	173.753	76.250	24.412	3.372	559	369.273	5.100	97	374.470	85%	84%	
Valle del Cauca (39)	1.616.627	1.351.086	261.217	477.445	332.962	132.779	72.352	22.454	1.299.209	20.017	499	1.319.725	84%	80%	
Total país (769)	14.679.069	12.783.752	2.759.495	4.172.028	2.993.898	1.105.000	400.256	220.502	11.651.180	219.640	5.385	11.876.205	87%	79%	

Fuente: Informe del Sector Gas Natural 2025

En resumen, los municipios sin conexión al SNT comparten el hecho de estar geográficamente aislados o tener un bajo retorno cercano, lo que históricamente ha impedido que los municipios se integren en el sistema de tuberías de gas natural. Sin embargo, su definición muestra un esquema regional diferenciado: el Pacífico aislado por la selva y la lluvia, los Andes por bolsillos montañosos desatendidos, la Amazonía cortada por completo excepto por sus capitales, la Orinoquía con extensiones aún por completar en la llanura fronteriza, y el Caribe rural en el borde del retraso. Las especificidades de todos estos contextos imponen un conjunto distinto de restricciones logísticas, desde el transporte en canoa de cilindros hasta las travesías en mula a través de páramos, pasando por el transporte de cilindros a través de cuerpos de agua, que influyen en los costos y la viabilidad para la entrega de gas.

Este resumen regional es la base para el análisis en otros capítulos de esta monografía, donde se busca aplicar modelos de costos para servicios de transporte que conecten con estas regiones ZNI, utilizando información sobre los costos del modo terrestre de transporte de gas natural.

La información procesada sobre distancias, acceso y población, y las estimaciones actuales de demanda permitirán parametrizar estos modelos y encontrar las mejores alternativas de suministro (por ejemplo, comparando el costo por km de un gasoducto con el costo por m³ de gas transportado por camión). Además, el apoyo regulatorio identificado (por ejemplo, fondos de desarrollo o resoluciones regulatorias especiales) sugiere que existen instrumentos que pueden, económicamente, hacer viables estos proyectos, internalizando sus fuentes de aprovisionamiento social.

5. Evaluación de modalidades de transporte terrestre de gas natural en Colombia

El transporte de gas natural en Colombia se realiza mediante gas natural comprimido (GNC), gas natural licuado (GNL) e ISO Contenedores (contenedores estandarizados) para su movilización. Cada modo tiene sus propias características técnicas, capacidades de transporte específicas, restricciones operativas y una cadena de suministro particular desde el productor hasta el usuario final, restricciones y consideraciones operativas, normatividad y regulación aplicable. A continuación, se detalla cada uno de los modos de transporte del gas natural:

5.1 Gas Natural Comprimido (GNC).

5.1.1 Características técnicas:

El Gas Natural Comprimido (GNC) es gas metano almacenado a alta presión (200–250 bar) en cilindros o módulos de cilindros, para su transporte en camiones; El gas es comprimido en una estación de compresión (también conocida como estación madre), en donde el gas es suministrado a los módulos de transporte desde la red de gas (o una red de tuberías conectada) y se comprime a 250 bar (36,000 psi) por los compresores de GNC, dichos módulos (a menudo denominados "GTM's" o "SKIDS") se instalan típicamente en camiones rígidos o remolques. Por ejemplo, un camión rígido (capacidad de 12 t) puede transportar alrededor de 1500 m³ (condiciones estándar) de gas por viaje. Con camiones articulados 3S3 (combinación de tractor-remolque + remolque de 40 toneladas), es posible cargar alrededor de 5,400 m³ de gas en cada carga. El gas permanece en estado gaseoso, a alta presión (comprimido); por lo que se necesitan facilidades para contener el gas natural.

5.1.2 Capacidad de transporte:

La baja densidad del gas en fase comprimida restringe la cantidad de energía en un camión que se puede transportar en comparación con otros modos de transporte. Cada remolque de GNC tiene una capacidad de gas de 5,000–5,400 m³. Típicamente, el remolque estará compuesto por varios cilindros de gas individuales, cada uno con su propia válvula de aislamiento y cierre. Un remolque de GNC puede llenarse a una presión más alta, además, debido a la longitud de la ruta y la demanda local, la autonomía del suministro depende de las capacidades de almacenamiento de cada localidad y frecuencia de suministro. En la práctica internacional con los gasoductos virtuales de GNC, las rutas son generalmente viables a distancias de alrededor de 350–400 km de la estación madre, ya que distancias mayores aumentan los costos y la coordinación logística. En Colombia, esta simplificación se debe a poblaciones alimentadas mediante GNC relativamente más cercanas (un par de cientos de kilómetros o menos) a algún punto de la red troncal de gasoductos. Por ejemplo, el GNC automotriz puede entregar gas a centros de población distantes, hasta unos 250 km, proporcionando también servicio de gas doméstico público. Las rutas geográficamente favorables permiten más viajes de reabastecimiento diarios y suministro ininterrumpido.

5.1.3 Cadena de suministro:

La logística del GNC está formada por una estación madre (compresión) desde la cual el gas se envía por carretera en tractocamiones a una estación hija, que tiene una descompresión en un proceso satélite para inyección en tuberías. En la estación madre, que generalmente está cerca de una tubería o ciudad con una red de gas, el gas se comprime y se llena en los módulos. Estos se cargan en camiones para ser transportados a la población usuaria final, con descompresión y regulación que tienen lugar en la estación satélite en espacio abierto: las válvulas reguladoras permiten que el gas comprimido escape del recipiente, para disminuir la presión a niveles

aceptables 4–5 bar e inyectarlo en una red local o directamente a la industria. Esta estación satélite de GNC comprende, entre otras cosas, rampas de descarga de módulos, colectores de conexión, válvulas de reducción de presión, sistemas de medición. El gas expandido se transmite a los usuarios finales (residenciales, comerciales o industriales) dentro del municipio servido a través de una red de tuberías. Esto establece un gasoducto virtual: el camión sirve como intermediario móvil entre la red central y el uso local. El grupo idéntico de módulos puede ser retirado vacío y reemplazado con módulos llenos en una secuencia continua.

5.1.4 Restricciones y Consideraciones operativas:

Existen muchas restricciones en el transporte terrestre de GNC. La capacidad, que depende del peso y volumen de los cilindros está limitada debido al hecho de que gran parte de lo que se transporta no es carga, sino que consiste, en un 70-80% de su propio peso (infraestructura). Además, el transporte de gas natural comprimido es clasificado según las normas internacionales como transporte de mercancías peligrosas (gas inflamable comprimido, categoría 2.1 según especificaciones internacionales).

Operativamente, existen restricciones tanto en la ruta como en los horarios: los vehículos de GNC a menudo tienen prohibido circular por ciertas carreteras urbanas o durante las horas pico y deben evitar condiciones que representen una amenaza para su seguridad en las carreteras, el tránsito en áreas montañosas, la accesibilidad es un problema, carreteras estrechas o topografía empinada significan que en ciertos lugares no se pueden usar vehículos de mayor capacidad.

Finalmente, el reabastecimiento está sujeto a condiciones climáticas o sociales: por ejemplo, la ciudad de Florencia (Caquetá) ha visto su suministro de GNC interrumpido si los deslizamientos de tierra bloquean el acceso a Huila. Este tipo de riesgo logístico hace importante

tener existencias de respaldo en estaciones satélite alrededor de las Estaciones Madre de GNC para que sea posible cierto grado de operación autónoma en caso de que algo salga mal.

5.1.5 Normatividad y regulación aplicable:

Aparte de la regulación de transporte relacionada, el servicio público de gas ofrecido por el GNC pertenece al campo de la regulación energética. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha desarrollado metodologías tarifarias específicas que reconocen los costos en la tarifa final del usuario para compresión, transporte vehicular y descompresión. En la Resolución CREG 011 de 2003 (y actualizaciones a la misma, por ejemplo, Res. CREG 202 de 2013), se estableció la fórmula general para las tarifas de distribución, con componentes particulares para los mercados atendidos por GNC: un cargo por transporte vehicular (T_{vm}) y un cargo por compresión (P_m). Así, la infraestructura de la estación madre (compresores, cilindros) puede ser remunerada y los camiones operados, asegurando que el proceso sea económicamente viable.

La CREG también estandarizó tipos de camiones para el análisis de costos, dividiendo entre vehículos rígidos y articulados con capacidades de 1500 m³ y 5400 m³ respectivamente como se vio antes. Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía emitió regulaciones técnicas complementarias como la Resolución 40278 en 2017 (Reglamento Técnico de Estaciones de Servicio de GNC) que, aunque se centra en el uso de gas vehicular, también establece requisitos de seguridad para instalaciones de compresión y manejo de cilindros de gas. En resumen, el marco regulatorio busca asegurar que el transporte de GNC se realice en condiciones seguras, y que sus costos se reflejen adecuadamente en las tarifas reguladas para los usuarios.

5.1.6 Aplicaciones y casos en Colombia:

El uso de GNC transportado por camión ha sido fundamental para llevar gas natural a poblaciones no conectadas a los gasoductos. Numerosos municipios cuentan con gas domiciliario gracias a gasoductos virtuales de GNC. Muchos municipios disfrutan del GNC comercializado como si tuvieran un gasoducto real. Un caso del Valle del Cauca es ilustrativo: durante años, la empresa de gas Gases de Occidente ha mantenido un suministro exitoso a través de tractocamiones, llegando a localidades como Restrepo, La Cumbre, Dagua, Borrero Ayerbe, Calima-Darién además de Buenaventura. Gracias a los esfuerzos de la empresa, lo que ya se ha descrito como un "Gasoducto virtual" es un modelo eficiente y sostenible de operación. Todos allí están conectados a la red de gas a pesar de estar fuera del alcance del gasoducto convencional.

De manera similar, en el sur del país Alcanos de Colombia atiende a la ciudad de Florencia, Caquetá, con GNC traído desde Huila; esto ha sido acompañado con la instalación de estaciones de descompresión en Florencia que sirve a miles de usuarios urbanos donde antes eran totalmente dependiente del GLP. Tales experiencias también se encuentran en el resto de Meta y Putumayo para abastecer cabeceras municipales aisladas. Pero en departamentos como Caquetá, Putumayo y Nariño, que históricamente no habían tenido gasoductos (la cobertura de la red de gas registrando baja o muy baja), el gasoducto virtual ha comenzado a cerrar esa brecha. De hecho, el Gobierno Nacional ha identificado esos departamentos entre las áreas prioritarias y ha impulsado la expansión de esquemas no convencionales (GNC o GNL) para sustituir el uso de leña y cilindros de GLP. Esto muestra la importancia del transporte terrestre de GNC como una solución energética en localidades remotas.

5.2 Gas Natural Licuado (GNL)

5.2.1 Características técnicas:

El Gas Natural Licuado (GNL) es gas natural enfriado y condensado a aproximadamente a -162°C a presión atmosférica, lo que lo convierte en un líquido criogénico. En estado líquido, el gas natural reduce su volumen alrededor de 600 veces respecto al estado gaseoso, lo que permite transportar mayores cantidades de energía por viaje. Para obtener GNL se requiere una planta de licuefacción, donde el gas se somete a procesos de limpieza (remoción de agua, CO_2 , H_2S y mercurio) y luego a un ciclo de refrigeración y expansión para alcanzar la temperatura criogénica de licuefacción. En Colombia, las plantas de licuefacción operan a pequeña escala o se utiliza GNL importado. Un caso de obtención local es la planta de licuefacción en Cusiana (Casanare), instalada para aprovechar gas de campos remotos, mientras que a nivel de importación existe la terminal SPEC de Cartagena (Barú) con capacidad de regasificación y posibilidad de carga a camiones cisterna.

El transporte terrestre del GNL se realiza en camiones cisterna criogénicos: tractocamiones y tanques con aislamiento al vacío, similares a los usados para oxígeno o nitrógeno líquidos, pero diseñados específicamente para GNL (con materiales adecuados para mantener una temperatura de -162°C). Un camión cisterna típico tiene un tanque de acero inoxidable de doble pared, de capacidad entre 40 y 50 m^3 de líquido (alrededor de 18–20 toneladas de GNL). Esto equivale aproximadamente a 24.000–30.000 m^3 de gas natural en condiciones estándar una vez regasificado, superando ampliamente la cantidad transportable por un camión de GNC (por eso un solo viaje de GNL puede reemplazar varios viajes de GNC). Los tanques cuentan con sistemas de seguridad: válvulas de alivio de presión (para liberar vapor en caso de aumento de presión por calentamiento), medidores de nivel, y conexiones especiales para carga y descarga líquida y

gaseosa. Durante el transporte, inevitablemente ocurre vaporización parcial del líquido, generando gas en el espacio superior del tanque; este gas puede liberarse controladamente por las válvulas o incluso reutilizarse. Gracias al excelente aislamiento, las tasas de boil-off son bajas del orden de 0.1% a 0.25% del volumen por día, permitiendo que el GNL se transporte a distancias largas sin pérdidas significativas. En condiciones de referencia, el GNL tiene densidad alrededor de 450 kg/m³ y poder calorífico de ~21–24 GJ/m³ líquido, lo que evidencia su alta densidad energética.

5.2.2 Capacidad de transporte:

Un solo camión cisterna de GNL puede abastecer a varios miles de usuarios residenciales o a una industria de mediano tamaño debido a la gran cantidad de gas que lleva. La autonomía de las estaciones satélite abastecidas con GNL es muy superior a las de GNC: al tener 600 veces más gas por unidad de volumen, se requiere menor frecuencia de viajes para igual demanda. Esto fue un factor clave para que en Antioquia la empresa EPM migrara el suministro de varias localidades de GNC a GNL. Según reportes de EPM, el GNL permite mayor continuidad del servicio en regiones con vías difíciles, pues las estaciones pueden almacenar más gas y resistir más tiempo si hay interrupciones logísticas. En cuanto a distancias, el transporte de GNL por camión puede ser rentable incluso a distancias mayores de 350 km, llegando a varios cientos de kilómetros. En países con infraestructura, se realizan recorridos de 500 km o más. En Colombia, casos recientes incluyen envíos de GNL desde Cartagena hasta Antioquia (más de 600 km). Por supuesto, a mayores distancias aumentan costos y boil-off, pero la modalidad sigue siendo más eficiente que GNC en largo alcance.

5.2.3 Cadena de suministro:

La logística del GNL abarca las fases de producción de líquido, transporte criogénico y regasificación en destino. Primero, en la planta de licuefacción se produce el GNL (ya sea a partir de gas de red o de pozo), luego, el GNL se carga en camiones cisterna en la estación de origen, los camiones trasladan el líquido a las instalaciones del usuario final o a una estación satélite de regasificación de GNL. Esta estación satélite es una planta ubicada cerca del punto de consumo, que almacena el GNL en un tanque criogénico estacionario y lo convierte nuevamente en gas. Típicamente, la estación cuenta con uno o más tanques criogénicos verticales u horizontales equipados con válvulas de seguridad y sensores, para regasificar, se utilizan vaporizadores que toman el GNL del tanque y lo calientan hasta convertirlo en gas a temperatura ambiente, normalmente usando aire ambiente o agua caliente en sistemas más grandes. El gas resultante se odoriza y se regula a la presión requerida, luego se entrega a la red de tubería local o directamente a la fábrica/planta a servir.

En Colombia, este concepto ha tomado fuerza; por ejemplo, EPM instaló facilidades de GNL en 29 poblaciones de Antioquia como parte de su conversión a GNL. Igualmente, la empresa Promigas/Ecoagua implementó una estación satélite en Buenaventura. Vale destacar que la estación satélite puede recibir GNL de diversas fuentes: o bien de camiones que vienen de una planta interior, o incluso de buques a pequeña escala en puertos (en cuyo caso la estación satélite sería costera).

5.2.4 Restricciones y consideraciones operativas:

El transporte de GNL enfrenta también exigencias de seguridad y normatividad. Al ser un líquido inflamable criogénico, está clasificado como mercancía peligrosa (ONU 1972, gas natural refrigerado licuado, clase 2.1). Por consiguiente, los camiones cisterna de GNL se rigen igualmente

por el Decreto 1609/2002 (Mintransporte) y deben llevar rótulos de riesgo inflamable y la designación correspondiente.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía ha empezado a desarrollar reglamentación técnica específica para GNL en años recientes. Por ejemplo, la Resolución 40217 de 2023 (MinMinas) lanzó un plan piloto para el uso de GNL como combustible vehicular en transporte de carga, estableciendo lineamientos de seguridad para instalaciones de suministro de GNL y manejo de contenedores criogénicos; Si bien esta resolución se enfoca en la utilización de GNL en motores, contempla también estándares para el manejo seguro de tanques y contenedores, lo cual complementa la regulación existente. Entre las medidas de seguridad específicas para GNL se incluyen: procedimientos de purga inerte de tanques antes de mantenimiento o desmantelamiento, sistemas de detección de fugas de gas en las estaciones, zonas de seguridad alrededor de tanques y capacitación especial para el personal en riesgos criogénicos. En la operación diaria, un desafío es la gestión del boil-off gas (BOG): el gas evaporado debe disiparse de forma segura, muchas estaciones cuentan con chimeneas de venteo para liberarlo a la atmósfera en forma controlada cuando no se consume localmente. Otra consideración es el tiempo de llenado y descarga: cargar un camión cisterna de GNL puede tomar una o dos horas, y la descarga en la estación satélite otro tanto, requiriendo protocolos cuidadosos para evitar golpes de ariete o sobrepresiones.

Finalmente, el transporte de GNL por carretera en Colombia debe tener en cuenta las restricciones de vías (peso y dimensiones de los tanques criogénicos, que suelen ser de 40 pies).

5.2.5 Normatividad y regulación aplicable:

Además de la regulación de transporte general ya mencionada, el GNL está alcanzando un marco normativo más específico. Colombia viene adoptando estándares internacionales para

diseño y operación de instalaciones de GNL. Por ejemplo, la norma NTC 6276 (derivada de ISO 16903) establece características del GNL que influyen en el diseño y selección de materiales de tanques y equipos, y se han identificado áreas para complementar esta norma en el contexto colombiano. La CREG, por su parte, ha incorporado el GNL en la regulación de comercialización de gas: definió que un distribuidor puede abastecer mercados relevantes mediante GNL o GNC y recuperar sus costos, siempre que cumpla condiciones de seguridad y continuidad. El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40284 de 2022, que agiliza trámites para proyectos de GNL a pequeña escala, y la Ley 2128 de 2021 promueve explícitamente el uso de gas combustible para ampliar cobertura incluso mediante GNL en Zonas No Interconectadas. Aunque todavía no existe un “Reglamento Único de GNL”, se aplican normas como las del Código de Tanques a Presión ASME (sección VIII) para los recipientes criogénicos, y códigos NFPA 59A e NFPA 52 (adoptados en parte vía normas técnicas) para seguridad en plantas satélite y en vehículos de GNL. También, entidades como la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) han generado lineamientos; un informe de 2019 recomendó estándares y distancias de seguridad para estaciones satélite y resaltó la necesidad de regulación en aspectos como calificación de proveedores y certificación de equipos. En síntesis, la normatividad está evolucionando para abarcar todo el ciclo de GNL, con énfasis en garantizar que su uso sea seguro, eficiente y promovido como parte de la matriz energética.

5.2.6 Aplicaciones y casos en Colombia:

El transporte terrestre de GNL es relativamente nuevo en el país, pero ya muestra resultados tangibles en la continuidad del servicio de gas y la atención de usuarios remotos. Un hito importante fue la migración de GNC a GNL en Antioquia: entre 2019 y 2021, EPM implementó el uso de GNL para abastecer 29 poblaciones antioqueñas que antes recibían GNC. En estas

localidades (Yarumal, Santa Rosa de Osos, Don Matías, Valdivia, Frontino, Santa Fe de Antioquia, entre otras), se instalaron estaciones satélites con tanques criogénicos y vaporizadores, de modo que ahora llegan camiones cargados de GNL que aseguran un suministro más autónomo y confiable. EPM reportó que cerca de 48.988 familias y comercios, así como un cliente industrial, disfrutaban las ventajas del GNL distribuido por la empresa. La densidad energética del GNL (600 veces menor volumen que el gas en estado natural) optimiza el transporte y garantiza la continuidad incluso si hay afectaciones en vías por clima o factores sociales. Un ejemplo industrial citado es la compañía bananera Uniban en Urabá, que empezó a recibir GNL de EPM en su planta de Carepa; esto no solo le proveyó energía más limpia, sino que permitió extender la red para beneficiar a 90 familias de la vereda cercana.

Otro caso emblemático es el suministro de GNL a Buenaventura (Valle del Cauca). Buenaventura, principal puerto sobre el Pacífico, nunca había contado con gas natural domiciliario por estar desconectado del Sistema Nacional de Transporte de Gas. En 2022, Ecopetrol junto con AES Panamá realizaron un piloto para llevar GNL a Buenaventura: el gas licuado se importó desde la planta AES Colón (Panamá) en contenedores de pequeña escala, se transportó vía marítima y terrestre, y al llegar a Buenaventura se regasificó in-situ mediante una planta satélite provista por PRF Gas Solutions. Este GNL regasificado se inyectó en la red domiciliaria de Buenaventura por primera vez, permitiendo abastecer a usuarios residenciales de la ciudad. El proyecto – un plan piloto de seis meses – demostró la viabilidad de suplir a regiones del Pacífico sur colombiano mediante GNL, sin esperar la construcción de costosos gasoductos. De ser exitoso a largo plazo, iniciativas así podrían extenderse a localidades alejadas del sistema troncal de gas, por ejemplo, en Nariño o Cauca, contribuyendo al desarrollo sostenible de comunidades antes aisladas.

En el interior, también se está usando GNL para aprovechar gas de campos remotos: en el Meta, empresas privadas han empleado unidades móviles de licuefacción en cabezales de pozo (tecnología tipo “Virtual Pipeline GNL”) para transportar en camión el gas licuado hacia generadores eléctricos o clientes industriales locales, convirtiendo gas antes quemado en energía útil. Si bien son proyectos piloto, señalan un potencial de GNL para dar uso a pequeños yacimientos dispersos. En conclusión, la modalidad de GNL terrestre está emergiendo en Colombia como solución para llevar gas natural a donde el gasoducto no llega, mejorando la confiabilidad y alcance del servicio, con casos de éxito ya concretos en Antioquia y Buenaventura.

5.3 Transporte en ISO Contenedores de GNL.

Una variante particular del transporte de GNL es el uso de Contenedores criogénicos, también conocidos como ISO Contenedores. Se trata de contenedores estandarizados (normalmente de 40 pies o 20 pies de longitud, conforme a normas ISO para contenedores) que incorporan un tanque interno de acero inoxidable superaislado para almacenar GNL líquido. Estos ISO Contenedores permiten movilizar el GNL de forma intermodal, es decir, pueden ser trasladados no solo por camión sino también por ferrocarril o barco portacontenedores. Su diseño con marco estándar facilita su manipulación con grúas y su apilamiento en buques, expandiendo el alcance del GNL a zonas donde quizás un camión cisterna convencional no podría llegar fácilmente.

5.3.1 Características técnicas:

Los ISO Contenedores para Gas Natural Licuado (GNL) operan bajo el principio de aislamiento térmico criogénico, configurados estructuralmente como un recipiente de doble pared. El tanque interior, responsable de contener el hidrocarburo a temperaturas cercanas a los $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$,

se fabrica en aceros con alto contenido de níquel (usualmente 9% Ni) o aceros inoxidable austeníticos (como el 304L), materiales seleccionados para evitar la fragilización y pérdida de tenacidad en condiciones de frío extremo. Por su parte, el tanque exterior se construye en acero al carbono para soportar los esfuerzos mecánicos del chasis, mientras que el espacio anular entre ambos se somete a un alto vacío y se rellena con material súper-aislante (como perlita expandida o aislamiento multicapa) para minimizar la transferencia de calor convectiva y radiante.

Estructuralmente, este ensamble cilíndrico se integra dentro de un bastidor metálico estandarizado bajo las normas ISO (generalmente de 20 o 40 pies), lo que le otorga su característica intermodal. En su interior, el tanque cuenta con deflectores o "rompeolas" diseñados para mitigar el desplazamiento brusco del líquido durante la aceleración, frenado o tránsito en topografías complejas. Además, la unidad incorpora un gabinete de control o manifold de válvulas criogénicas e instrumentos de medición, y válvulas de alivio duales para garantizar la integridad mecánica frente a las inevitables tasas de evaporación natural.

5.3.2 Capacidad de transporte:

Desde la perspectiva volumétrica y energética, el uso de ISO Contenedores de GNL maximiza drásticamente la densidad energética por viaje en comparación con el gas comprimido (GNC). Debido a que el proceso de licuefacción reduce el volumen del gas natural en una proporción aproximada de 1 a 600, un ISO Contenedor estándar de 40 pies puede albergar geométricamente entre 40.000 y 46.000 litros de líquido criogénico. Esta compresión de volumen permite movilizar cantidades masivas de energía térmica en un solo tractocamión, optimizando la rentabilidad en trayectos de larga distancia donde el flete terrestre dictado por el SICE-TAC penalizaría financieramente a tecnologías de menor densidad.

Sin embargo, para la correcta estructuración del modelo de costos y tarifas, la capacidad geométrica total no equivale a la capacidad útil entregable. Por restricciones termodinámicas y operativas, es necesario dejar un remanente generalmente entre el 5% y el 10% del volumen después del descargue en la localidad destino.

5.3.3 Cadena de suministro:

El empleo de ISO Contenedores introduce flexibilidad en la cadena. Un esquema típico es: se carga un ISO Contenedor con GNL en la planta de licuefacción o terminal (montado sobre chasis de camión), luego se transporta por carretera al puerto o estación destino; allí puede ser descargado de la tractomula y colocado en las instalaciones del cliente. Se conecta entonces a un vaporizador y sistema de regasificación local, suministrando gas al usuario. Cuando el ISO Contenedor se vacía deja un remanente entre el 5%-10% del volumen nominal del ISO Contenedor para garantizar la continuidad operativa y evitar el calentamiento del tanque evitando sobrecostos por necesidad de enfriamiento. De esta manera, el cliente no necesita un tanque fijo propio, reduciendo costos iniciales. Este modelo es muy útil para consumidores industriales medianos (por ejemplo, fábricas, hoteles o generadores aislados) que quieren gas natural pero no tienen acceso a tubería. También ha sido explorado para abastecer comunidades pequeñas de difícil acceso: por vía fluvial o marítima, se pueden enviar ISO Contenedores a localidades ribereñas o insulares.

Entre las ventajas destacan la versatilidad modal (camión, tren, barco) y la capacidad de servir como unidad de almacenamiento in situ.

5.3.4 Restricciones y consideraciones operativas:

El principal reto logístico en la operación de ISO Contenedores de GNL es la gestión de la ventana de tiempo térmico. A pesar de la alta eficiencia del aislamiento al vacío, el ingreso de

calor desde el ambiente es inevitable, lo que provoca la evaporación gradual del líquido y la generación de *Boil-Off Gas* (BOG). A medida que el BOG se acumula, la presión interna del contenedor aumenta. Si los tiempos de tránsito se extienden significativamente debido a bloqueos viales, mala infraestructura o demoras en la ventana de descargue, la presión puede alcanzar el punto de seteo de las válvulas de seguridad, forzando un venteo a la atmósfera. Esto se traduce en una merma volumétrica y una pérdida directa de producto facturable.

Adicionalmente, el transporte de líquidos criogénicos impone restricciones severas en términos de maniobrabilidad y seguridad vial. El efecto ola del remanente líquido altera dinámicamente el centro de gravedad del tractocamión, requiriendo pericia especializada por parte del conductor, especialmente en la compleja geografía Colombiana. A nivel de infraestructura, las dimensiones y el peso bruto vehicular del conjunto (tractocamión más ISO Contenedor cargado) deben someterse a un estricto control de básculas para no exceder los límites máximos permitidos por la autoridad de tránsito, requiriendo configuraciones vehiculares robustas (ej. C3S3) que incrementan el costo operativo fijo de la flota.

Desde el punto de vista regulatorio, los ISO contenedores de GNL están sujetos a normas internacionales de transporte: deben cumplir los estándares del Código IMDG (para transporte marítimo) y RID/ADR (para terrestre/férreo en Europa, equivalente a nuestras normas locales derivadas de la ONU). El Decreto 1609/2002 de Mintransporte exige que los contenedores estén firmemente sujetos al vehículo (amarres en esquinas, etc.), lo cual ya está contemplado en el diseño ISO. También requieren placas identificadoras del producto y capacidad, inspecciones periódicas de integridad (pruebas hidráulicas e hidrostáticas cada cierto número de años según reglamento).

Un posible desafío operacional es la necesidad de equipos de manipulación (grúas) en destino para mover los contenedores; no todos los sitios remotos disponen de ello, por lo que en algunos casos se optaría por dejar el contenedor sobre el chasis del camión actuando como tanque móvil (el camión estacionado todo el tiempo de suministro, lo cual inmoviliza el vehículo). Para maximizar ventajas, se planifica la logística de forma que los contenedores roten: mientras uno está suministrando en sitio, otro lleno viene en camino y así sucesivamente.

5.3.5 Normatividad y regulación aplicable:

En Colombia, el uso de ISO Contenedores para GNL no tiene una reglamentación exclusiva, pero se inserta en las mismas disposiciones de GNL y transporte de mercancías peligrosas. El Ministerio de Transporte acepta la homologación internacional de los contenedores tanque ISO (certificados bajo normas ASME/DOT/TC, etc.) siempre que cumplan lo estipulado en acuerdos internacionales que Colombia suscribe. Adicionalmente, la autoridad portuaria (Dimar) y de aduanas (DIAN) deben autorizar el movimiento de estos contenedores si vienen del exterior, considerándolos unidades selladas de producto. Cabe mencionar que los programas piloto de GNL han abierto la puerta a la importación temporal de ISO Contenedores: el caso de Buenaventura implicó traer contenedores desde Panamá bajo un plan aprobado por MinMinas y la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Esto sienta precedente para futuras operaciones. No obstante, para un uso más extendido, podrían requerirse lineamientos específicos en materia de estandarización (p.ej., adopción de normas ISO 10976 para contenedores criogénicos) y procedimientos aduaneros más ágiles para rotación de contenedores con GNL.

5.3.6 Aplicaciones y casos en Colombia:

A nivel nacional, el uso de ISO Contenedores está en etapa inicial. El primer envío de GNL en ISO Contenedores desde Panamá a Colombia en 2022 – destinado a Buenaventura – marcó un hito en la integración logística regional. Asimismo, empresas de logística energética exploran llevar GNL en ISO Contenedores desde la importadora de Cartagena hacia zonas del interior por vía terrestre. En proyectos privados, se sabe de la utilización de ISO Contenedores para abastecer minas y campos petroleros con GNL importado: por ejemplo, Ecopetrol realizó pruebas para suministrar gas a maquinaria remota empleando ISO Contenedores provistos desde la planta de AES Colón (Panamá) en coordinación con Total Energies.

En la frontera oriental, no se descarta la importación de GNL de Venezuela usando ISO contenedores si fuera necesario abastecer departamentos limítrofes. Hacia el futuro, esta modalidad tiene gran potencial para mercados no interconectados: lugares como Mocoa (Putumayo) o Tumaco (Nariño) podrían beneficiarse si se envía GNL en contenedores a un puerto o por carretera, habilitando el servicio de gas domiciliario en esas ciudades. Incluso en San Andrés Isla, se ha estudiado la viabilidad de llevar ISO Contenedores en buques pequeños desde Cartagena o Panamá, para reemplazar la generación eléctrica a diésel por generación a gas natural licuado – un proyecto que alinearía con la transición energética y reducción de costos en islas. Estos desarrollos requerirán coordinación logística y garantías de seguridad, pero ilustran la flexibilidad que los ISO Contenedores brindan para extender la cadena de suministro del gas natural más allá de los gasoductos.

5.4 Comparativos modos de transporte.

La evaluación estratégica de las modalidades de transporte confirma que la expansión de la frontera gasífera en Colombia no depende de una tecnología logística universal, sino del diseño de esquemas de "gasoductos virtuales" modulares y adaptables. A continuación, en la Tabla 2. Se evidencia la comparación entre los diferentes modos de transporte.

Tabla 2. *Comparativo de modos de transporte de gas natural.*

Ítems	Gas Natural Comprimido (GNC)	Gas Natural Licuado (GNL) Cisternas Criogénicas	ISO Contenedores Criogénicos
Características Técnicas	• Estado: Gaseoso a temperatura ambiente. • Presión: Muy alta (200 – 250 bar). • Contención: Arreglos de cilindros (Tipo I al IV) interconectados por un manifold. • Regulación: NTC 5773.	• Estado: Líquido criogénico. • Temperatura: -162 °C. • Presión: Baja (inferior a 10 bar). • Contención: Tanques cilíndricos de doble pared con aislamiento al vacío (acero inoxidable/carbono). • Regulación: ISO 16903.	• Estado: Líquido criogénico o Gaseoso alta presión. • Estructura: Tanque interior criogénico confinado dentro de un bastidor metálico estandarizado (20 o 40 pies). • Manejo: Válvulas y sistemas de control integrados en un gabinete posterior estandarizado.
Capacidad de Transporte	• Densidad Energética: Baja. • Volumen: Entre 1.500 y 5.000 m³ estándar por viaje (dependiendo de la tara de los cilindros).	• Densidad Energética: Muy alta (reducción de volumen 1 a 600). • Volumen: Aprox. 40.000 a 50.000 litros de líquido (equivalente a más de 24.000 m³ de gas).	• Densidad Energética: Muy alta (para versión GNL). • Volumen: Entre 40.000 y 46.000 litros de líquido (contenedor de 40 pies).

Ventajas Estratégicas	• Menor inversión inicial (CAPEX) en la estación madre al no requerir licuefacción. • Proceso de regasificación/descompresión simple y económico en el destino. • Ideal para distancias cortas y medias.	• Maximiza la entrega de energía por cada viaje, optimizando el OPEX logístico en rutas largas. • Reduce el tamaño de la flota necesaria operando en la ruta. • Diseño aerodinámico y chasis optimizado exclusivamente para transporte terrestre.	• Intermodalidad: Permite transferencia fluida entre barco, tren y tractocamión sin trasegar el producto. • Modularidad: Funciona como unidad de almacenamiento temporal plug-and-play en la estación hija, posponiendo inversiones en tanques fijos. • Escalabilidad progresiva del proyecto.
	• Alta relación peso muerto vs. Carga útil (especialmente con cilindros Tipo I y II). • El flete (SICE-TAC) encarece drásticamente el costo por m³ en trayectos largos. • Requiere mayor frecuencia de viajes para suplir altas demandas.	• Alto CAPEX en plantas de licuefacción y terminales de recepción. • Riesgo de mermas volumétricas por evaporación (Boil-Off Gas – BOG) frente a demoras en ruta. • Requiere dejar un remanente frío (heel) para el viaje de retorno.	• El bastidor ISO añade peso muerto adicional frente a una cisterna dedicada, reduciendo levemente el payload útil por restricciones de báscula. • Si se requiere desmontar en destino, exige grúas o equipos de izaje especializados (alto costo de maniobra).
Flexibilidad Operativa	Baja (El tractocamión está atado al módulo de cilindros)	Media (Cisterna dedicada exclusivamente a transporte)	Muy Alta (Intermodalidad y almacenamiento temporal <i>plug-and-play</i>)
Escenario Ideal de Aplicación	Distancias cortas/medias y demanda urbana moderada.	Distancias largas y alta demanda industrial base.	ZNI con demanda escalable y necesidad de logística bimodal (ej. Terrestre/fluvial).

Fuente: Elaboración Propia.

6. Actualización del modelo CREG 2014

6.1 Descripción técnica del modelo de costos CREG 2014

El modelo original de la CREG para calcular costos de transporte terrestre de Gas Natural Comprimido (GNC) fue establecido alrededor de 2014 como parte de la fórmula tarifaria para llevar gas a mercados no conectados por gasoducto, este modelo tarifario contempla las particularidades técnicas y operativas del transporte de GNC, diferenciándolo de otros combustibles.

En particular, se asumió el uso exclusivo de vehículos tipo 3 (tractocamiones de seis ejes con semirremolque 3S3) debido a requisitos especiales de seguridad y capacidad para GNC. Asimismo, se consideraron sistemas de almacenamiento especializados (tráileres verticales u horizontales) según su capacidad volumétrica, la unidad de medida base del modelo es el metro cúbico (m^3) de gas transportado a diferencia de galones en combustibles líquidos. Adicionalmente, el modelo incorpora componentes específicos como el tanque de alta presión requerido y el costo del cupo de operación habilitante que las empresas deben pagar para operar en transporte de GNC, un costo fijo exclusivo de esta actividad. Todos estos elementos fueron incluidos para reflejar fielmente los costos logísticos de llevar gas a poblaciones aisladas no conectadas al Sistema Nacional de Transporte (SNT).

Técnicamente, el modelo de 2014 estructura el costo unitario máximo de transporte en categorías desagregadas, cada una con sus propios parámetros de cálculo. Las principales categorías de costos definidas son: Combustible, peajes, gastos de viaje, mantenimiento, lubricantes, filtros, llantas, personal, capital, seguros, administración, utilidad, imprevistos y otros costos fijos. Esto permite distinguir la participación porcentual de cada rubro en el costo total. El costo de combustible usualmente considera el consumo de ACPM (diésel) por kilómetro; los

peajes dependen de la ruta, número de peajes y tarifa por categoría vehicular; los gastos de viaje incluyen viáticos, si aplican; mantenimiento, lubricantes, filtros y llantas se calculan típicamente con costos por kilómetro recorrido según frecuencias de recambio o vida útil técnica; el rubro de personal abarca salarios de conductores y prestaciones; el componente de capital representa la recuperación de la inversión del vehículo (depreciación) y eventualmente un costo de oportunidad de capital; los seguros se refieren principalmente al seguro del vehículo (póliza todo riesgo y responsabilidad civil); la administración recoge costos indirectos de gestión de la flota; la utilidad refleja un margen de rentabilidad permitido; imprevistos cubren contingencias; y otros fijos pueden incluir costos como el mencionado cupo de operación, impuestos vehiculares, y otros gastos fijos mensuales.

El modelo original de la CREG propone una metodología de recuperación de capital típica de carácter regulatorio para vehículos de transporte, se utilizó depreciación lineal del activo (tractocamión + tráiler) a lo largo de su vida útil estimada en 10 años, consistente con los criterios contables de la regulación. No se contempla un flujo de caja con tasa de descuento explícita para el transportador, sino que la remuneración del capital invertido se reconoce mediante depreciación lineal anual y en algunos casos, un porcentaje de utilidad regulada.

En síntesis, el modelo 2014 de la CREG brinda una estructura detallada de costos que reconoce todos los elementos operativos y financieros relevantes del transporte terrestre de GNC bajo condiciones promedio eficientes.

6.2 Variables actualizadas para el año 2025

Entre 2014 y enero de 2025 ocurrieron cambios económicos y técnicos significativos que inciden en cada componente del modelo de costos, para actualizar el modelo CREG a enero de 2025, se revisaron todas las variables claves, ajustándolas con fuentes de datos recientes y

justificaciones claras, como fecha de referencia para la actualización del modelo se tomó el mes de enero de 2025. A continuación, se detallan las principales variables actualizadas, indicando sus valores base de 2014 versus enero de 2025, junto con las fuentes y razones del ajuste:

Combustible (ACPM – Diésel): El precio del diésel ha tenido incrementos moderados pero sostenidos. En enero de 2014, el precio de referencia del ACPM en Bogota era de aproximadamente \$8.358 COP/galón, para enero de 2025, tras años de variaciones y ajustes de subsidios, el precio del diésel ha aumentado y se encuentra alrededor de \$10.500–\$11.000 COP/galón, dependiendo de la ciudad. Esto representa un alza del orden del 30–35% en términos nominales.

La actualización utiliza cifras oficiales del Ministerio de Minas y Energía y la CREG, para el mes de enero de 2025 el ACPM en Cali promedió \$10.867/galón. La razón principal de este ajuste es el incremento en los precios internacionales del petróleo y la devaluación del peso colombiano en la última década; Por lo tanto, el componente de combustible en el modelo 2025 se recalculó con un precio por galón de 33% superior al de 2014. Lo que tiene un impacto directo en el costo operativo por km, aunque parcialmente mitigado por mejoras de eficiencia en motores modernos.

Tabla 3. *Precio del Diésel (ACPM) – Comparativo*

Nº	Año	2014	ene-25	Variación	%
8	Combustible (<i>Diesel</i>) (<i>Ref.: Cali-enero</i>)	\$ 8,15	\$ 10.867	\$ 2.716	33%

Fuente: Elaboración propia.

Mantenimiento y repuestos: Los costos de mantenimiento vehicular (Mano de Obra y Repuestos) se incrementaron acorde con la inflación y la devaluación, dado que muchos repuestos son importados. Entre 2014 y enero de 2025 la inflación acumulada en Colombia fue significativa, solo de 2015 a 2024 sumó cerca de 60%, con varios años de inflación anual >5%. Además, la tasa

de cambio de acuerdo con la información del Banco de la Republica pasó de \$2297.14 COP/USD en diciembre de 2014 a \$4409.15 COP/USD en enero de 2025, lo cual incremento el precio de los repuestos importados. En consecuencia, para el modelo se actualizó costos unitarios de mantenimiento considerando la inflación y no los índices de precios del sector transporte.

Adicionalmente, en modelos empresariales recientes se observa la práctica de estimar mantenimiento preventivo y correctivo como un porcentaje alrededor de 4.5% anual del valor del vehículo, otra practica es trabajar con los históricos del costo por kilómetro asociado al rubro de mantenimiento y repuestos de acuerdo con la operación.

Tabla 4. *Históricos de los principales indexadores para la actualización del modelo CREG.*

Año	Inflación (%)	ICTC	Salario Mínimo	TRM	Fecha
2014	3.66%	2.51%	4.50%		
2015	6.77%	2.89%	4.60%	\$ 3,149.47	31/12/2015
2016	5.75%	1.67%	7.00%	\$ 3,000.71	31/12/2016
2017	4.09%	4.72%	7.00%	\$ 2,984.00	31/12/2017
2018	3.18%	5.14%	5.90%	\$ 3,249.75	31/12/2018
2019	3.80%	3.49%	6.00%	\$ 3,277.14	31/12/2019
2020	1.61%	-2.61%	6.00%	\$ 3,432.50	31/12/2020
2021	5.62%	6.59%	3.50%	\$ 3,981.16	31/12/2021
2022	13.12%	11.20%	10.07%	\$ 4,810.20	31/12/2022
2023	9.28%	2.32%	16.00%	\$ 3,822.05	31/12/2023
2025	5.20%	8.47%	12.07%	\$ 4,409.15	1/01/2025
Total	62.08%	46.39%	82.64%		

Fuente: Elaboración propia con base en DANE.

Seguros: El seguro del vehículo y otros seguros asociados (Póliza de responsabilidad civil extracontractual, póliza de mercancías Peligrosas, póliza Todo riesgo) también han aumentado de costo. Esto obedece a dos factores: el incremento del valor asegurado (vehículos más costosos) y el índice de siniestralidad e inflación en el ramo de autos. Entre 2014 y enero de 2025, los precios de las pólizas para vehículos de carga se ajustaron cada año conforme a la inflación y a la

sinistralidad del sector. En términos generales, se estima que las primas anuales de seguros de transporte aumentaron en torno a un 50% en este periodo. El modelo 2025 actualiza el rubro de seguros de manera proporcional al valor comercial a enero de 2025 del camión y tráiler, y asume tarifas de seguro típicas.

Peajes y condiciones de ruta: La estructura de peajes para la ruta analizada (Guadalajara de Buga a Buenaventura) cambió debido a nuevas concesiones viales. En 2014, un camión de categoría 7 (3S3) pagaba peajes en los puntos de El Cerrito, Rozo y Loboguerrero, entre otros, sumando aproximadamente \$83.200 COP por trayecto de ida. Para enero de 2025, con la vía concesionada “Rutas del Valle”, se eliminaron los peajes de Cerrito y Rozo (por cambios en el trazado y unificación de cobros) y se añadió un nuevo peaje en Media canoa, además del existente en Loboguerrero. Las tarifas también aumentaron. En enero de 2025, el peaje de Loboguerrero cuesta \$40.700 (antes \$23.200 en 2014) y el nuevo peaje de Media canoa \$60.900.

Tabla 5. *Peajes Guadalajara de Buga a Buenaventura: 2014 vs enero de 2025 muestra el contraste:*

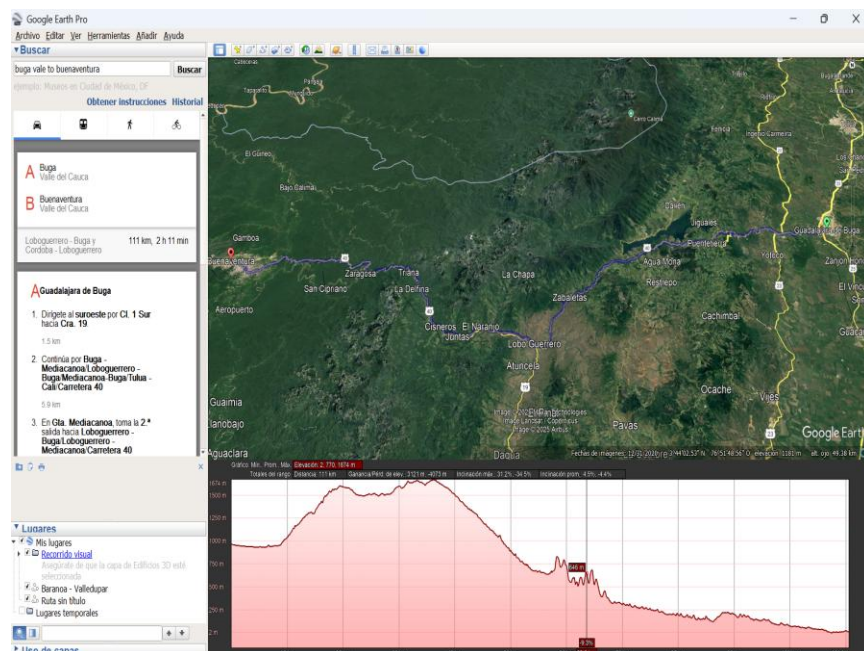
Peaje	Valor 2014 (COP)	Valor enero 2025 (COP)	Variación
El Cerrito	\$ 30,00	\$0 (eliminado)	–100%
Rozo	\$ 30,00	\$0 (eliminado)	–100%
Loboguerrero	\$ 23,20	\$ 40,700.00	75%
Media canoa	\$ 0	\$ 60,900.00	–

Fuente: Invias, elaboración propia

En la estructura de peajes de la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura, comparando valores 2014 (modelo CREG) y actualización a enero de 2025 se evidencia la eliminación de dos peajes intermedios y la introducción de un nuevo peaje con tarifa significativa, resultando en un aumento neto de 22% en el costo total de peajes por viaje de ida.

En términos operativos, además, la distancia de la ruta se ajustó, el modelo CREG 2014 consideraba 183 km (solo ida) entre Guadalajara de Buga y Buenaventura, asumiendo probablemente un cálculo genérico. Con herramientas modernas se determina que la ruta actual es de 111 km en su trayecto principal gracias a variantes y mejoras viales. Esto reduce la distancia en un 40%. El perfil topográfico también mejoró: antes se catalogaba 60% terreno montañoso y 40% ondulado; ahora es 35% montañoso, 65% ondulado, lo que implica velocidades promedio mayores y menor consumo específico. Estos cambios de ruta se incorporaron en el modelo 2025. En resumen, aunque cada peaje es más caro en enero de 2025, se pagan menos peajes y la ruta es más corta; sin embargo, como veremos, la reducción de kilómetros recorridos no reduce los costos totales de forma proporcional porque muchos costos son fijos por viaje (personal, preparación) y otros han crecido por otras razones. Aun así, al adaptar el modelo a cualquier ruta distinta, se puede cambiar parámetros como la distancia, número de peajes y tipo de terreno para recalcular los costos.

Figura 5. Nueva ruta actualizada Guadalajara de Buga a Buenaventura



Fuente: Google Earth

Mano de obra (salarios): El costo de personal conductor se actualizó considerando el incremento significativo del salario en Colombia. El salario mínimo mensual era \$616.000 COP en 2014 más \$72.000 COP de auxilio de transporte y subió a \$1.423.500 COP en enero de 2025 más \$200.000 COP de auxilio de transporte, lo que representa un aumento acumulado de alrededor del 131% a enero de 2025. En términos porcentuales, mientras la inflación acumulada 2014- enero 2025 ronda el 62.08%, el salario mínimo creció más del 130% en el mismo periodo, impulsado especialmente por alzas reales en (2019, 2022, 2023, 2024 y 2025). Este incremento, más alto que la inflación, impacta directamente el rubro de personal, ya que los conductores generalmente ganan el salario mínimo mensual legal vigente más comisiones prestacionales. El modelo 2025 ajustó el costo de mano de obra considerando un sueldo base de conductor acorde al mercado de enero 2025, más los costos prestacionales (seguridad social, prestaciones legales, horas extras viaticas si corresponden). En general, el costo mensual de personal por vehículo en el modelo actualizado resultó aproximadamente al doble de lo que era en 2014, acorde a las estadísticas salariales nacionales, esto asegura suficiencia financiera para cubrir los pagos de conductores en condiciones actuales.

Valor del vehículo y recuperación de capital: El valor comercial de un tractocamión tipo 3 y su tráiler especializado para GNC en enero de 2025 es muy superior al de 2014, factores como la devaluación y disponibilidad de vehículos de carga elevó los precios. Teniendo en cuenta los datos de la revista motor y mercado de segunda de tractocamiones, un tractocamión nuevo 6x4 en 2014 podía costar del orden de USD \$100.000 unos (\$300 millones COP a tasa de la época). En enero 2025, un vehículo similar nuevo cuesta fácilmente USD \$150.000–\$180.000, que a la tasa

actual supera los \$600–\$700 millones COP. Adicionalmente, el módulo de transporte de gas tiene un costo significativo de alrededor de tráiler de USD \$100.000 COP. El modelo original asume depreciación lineal del capital, manteniendo ese método, pero actualizando el valor base, la depreciación mensual se incrementó notablemente. Por ejemplo, si en 2014 el modelo reconocía alrededor de \$4-5 millones COP/mes por depreciación de un equipo usado, en enero de 2025 se reconocen del orden de \$6–7 millones COP/mes por vehículo, este aumento refleja el mayor valor a reponer teniendo en cuenta que para el modelo se está tomando una depreciación del activo en 20 años; Por ahora, la actualización se limita a revalorizar el activo a precios de enero de 2025, lo que es imprescindible para no subestimar el costo de capital.

Otros costos fijos y parámetros operativos: Dentro de otros costos fijos se incluyen diversos ítems que también fueron ajustados. Por ejemplo, los costos administrativos (gestión, logística, oficinas) crecieron con la inflación; en modelos empresariales se suele asignar un porcentaje sobre costos operativos o sobre el valor del activo para administración. Igualmente, rubros como impuestos vehiculares o permisos especiales se actualizaron a tarifas vigentes de enero de 2025. El factor de disponibilidad de flota (utilización) se considera en ambos casos (2014 y enero de 2025) asumiendo el vehículo en operación permanente; sin embargo, cabe mencionar que en la práctica este factor podría ser de aproximadamente el 95% por mantenimientos preventivos, lo cual se analiza en limitaciones. Finalmente, se decidió no incluir utilidad en el cálculo actualizado dejándola en “0” igual que en el ejercicio original de 2014, interpretando que el modelo busca obtener un costo “eficiente” puro. No obstante, se puede permitir una utilidad razonable (5-10%) adicionada a los costos para incentivar la prestación del servicio.

6.3 Aplicación del modelo actualizado a la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura

Para validar y ejemplificar los cambios, el modelo actualizado a enero de 2025 se aplicó a la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura con las nuevas variables. Esta ruta, de importancia estratégica en el Valle del Cauca, sirve como caso de estudio para ver el impacto en costos. Es importante resaltar que el modelo actualizado es adaptable a cualquier otra ruta: simplemente se debe alimentar con la distancia específica, la configuración de peajes de esa ruta, el volumen a transportar y los parámetros operativos, para obtener los costos unitarios correspondientes. En este caso, mantendremos el volumen de referencia del ejercicio original: 1.000.000 m³ de GNC transportados mensualmente, a fin de comparar equivalentes.

Parámetros operativos asumidos: Tiempo de viaje ida y vuelta 2 días (incluyendo cargue/descargue) según condiciones reales, disponibilidad de 30 días/mes; volumen mensual 1 millón m³ implica unos 137 viajes ida/mes con capacidad de entrega de 7.300 m³/viaje; en la práctica, si la operación estuviera limitada a menos viajes, el costo unitario sería mayor por la subutilización, pero para efectos de cálculo se asumen todos los viajes necesarios para mover el volumen. El terreno de la ruta ahora es mayormente ondulado 65% y 35% montañoso, mejorando rendimientos de combustible.

Tabla 6. *Parámetros Iniciales*

Parámetros	Versión Inicial CREG	Versión Ajustada CREG
Tipo de vehículo	Tractocamión	Tractocamión
Distancia - sólo ida (Km)	183	111
Volumen Transportado (M3/mes)	1,000,000	1,000,000
Capacidad de entrega (M3)	7,3	7,3
Número de viajes Requeridos por mes (sólo ida)	137	137
Tiempo real de viaje (ida y vuelta) - (días)	2	2
No. Peajes - sólo ida	3	2

Kilómetros recorridos/mes solo ido	25,068	15,205
Kilómetros recorridos/mes ida y vuelta	50,137	30,411
Viajes x vehículo	15	15
Vehículos requeridos	9	9

Fuente: Elaboración Propia

Tras actualizar todas las variables que hacen parte de la estructura de costos para la estimación de una tarifa competitiva y eficiente. En la Tabla 7. se presentan los valores comparativos y su variación entre el escenario base 2014 y el actualizado a enero de 2025 para la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura:

Tabla 7. *Comparativo Actualización de Costos por Componente GNC Guadalajara de Buga a Buenaventura (COP/M3).*

Costos de la ruta (COP/M3)	Versión inicial 2014	Versión final enero 2025	Variación	%
Combustible	\$ 66.09	\$ 49.67	-\$ 16.41	-25%
Peajes	\$ 17.45	\$ 27.84	\$ 10.38	59%
Gastos de viaje	\$ 9.59	\$ 16.44	\$ 6.85	71%
Mantenimiento	\$ 22.04	\$ 19.58	-\$ 2.46	-11%
Lubricantes	\$ 3.14	\$ 2.79	-\$ 0.35	-11%
Filtros	\$ 2.04	\$ 1.81	-\$ 0.23	-11%
Llantas	\$ 16.28	\$ 14.46	-\$ 1.82	-11%
Personal	\$ 31.06	\$ 38.84	\$ 7.78	25%
Recuperación de Capital	\$ 39.99	\$ 51.09	\$ 11.10	28%
Seguros	\$ 43.14	\$ 58.10	\$ 14.97	35%
Otros costos fijos	\$ 62.61	\$ 75.21	\$ 12.60	20%
Administración	\$ 16.01	\$ 18.12	\$ 2.11	13%
Utilidad	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Imprevistos	\$ 6.83	\$ 6.63	-\$ 0.20	-3%
Valor Total (COP/M3)	\$ 336.27	\$ 380.59	\$ 44.32	13%
Valor Total (COP/Viaje)	\$ 2,454,780.77	\$ 2,778,319.47	\$ 323,538.71	13%

Fuente: Elaboración propia con base en modelo CREG

Se aprecia un incremento de costos, siendo particularmente altos los aumentos en peajes, valor gastos de viajes, personal, recuperación de capital, seguros, otros costos fijos, administración, esto principalmente por la disminución de la ruta de 183 km a 111 Kms lo cual se ve compensado en los costos que son evaluados en COP/Kms como el combustible, mantenimiento, llantas y reparaciones.

Con estos parámetros y las variables de costo actualizadas, el modelo arroja el siguiente desglose mensual de costos en millones de pesos para la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura (enero de 2025):

Tabla 8. Costos en millones de pesos para la movilización de 1 millón de metros cúbicos mensual

Ítem	Versión Inicial	Versión Final enero 2025
Combustible	\$ 66,085,227.40	\$ 49,670,243.87
Peajes	\$ 17,452,054.79	\$ 27,835,616.44
Gastos de viaje	\$ 9,589,041.10	\$ 16,438,356.16
Mantenimiento	\$ 22,041,249.68	\$ 19,581,540.96
Lubricantes	\$ 3,143,032.02	\$ 2,792,283.16
Filtros	\$ 2,042,693.40	\$ 1,814,737.60
Llantas	\$ 16,276,633.78	\$ 14,460,231.41
Personal	\$ 31,060,343.89	\$ 38,842,467.12
Recuperación de Capital	\$ 39,987,563.04	\$ 51,087,754.00
Seguros	\$ 43,135,740.28	\$ 58,104,039.86
Otros costos fijos	\$ 62,613,340.94	\$ 75,211,372.98
Administración	\$ 16,012,920.85	\$ 18,123,414.70
Utilidad	\$ -	\$ -
Imprevistos	\$ 6,831,496.61	\$ 6,629,650.48
Valor Total (COP/M3)	\$ 336,271,337.77	\$ 380,591,708.74
Valor Total (COP/M3)	\$ 336.27	\$ 380.59

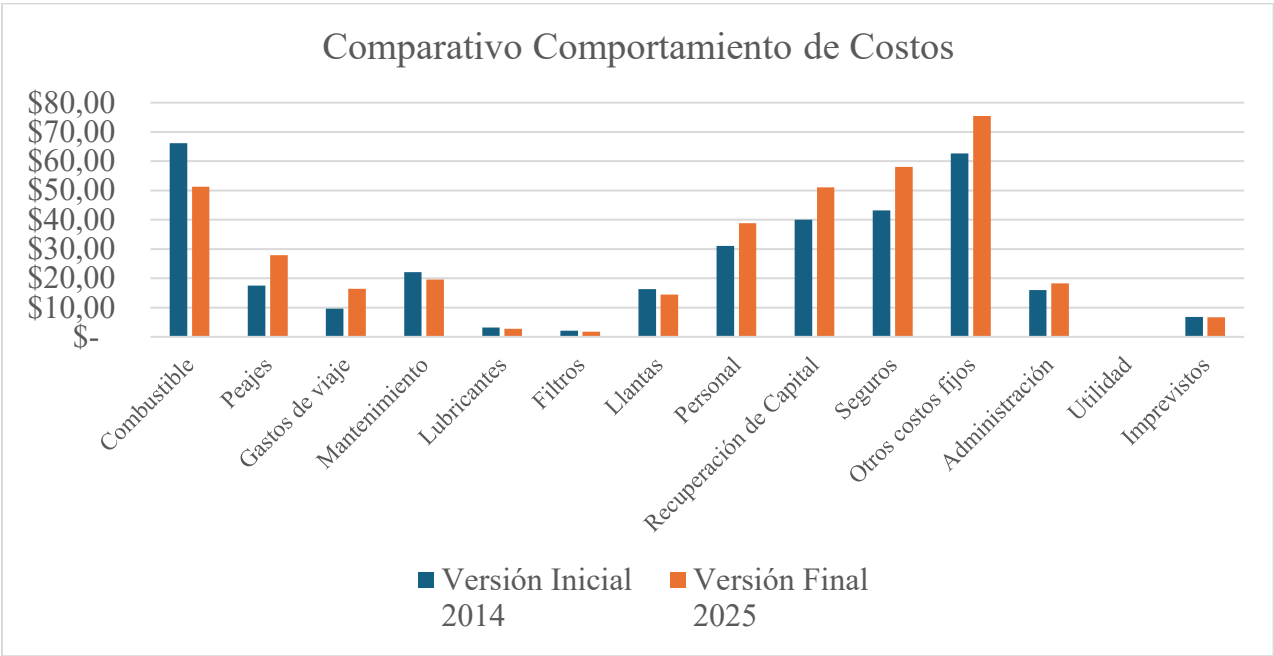
Fuente: Elaboración Propia

Sumando todo, el Costo total mensual de la operación se aproxima a \$380 millones COP para mover 1.000.000 m³ en el mes. Esto se traduce en un costo unitario de \$380.59 COP/M3

Podemos observar que el valor por metro cúbico en 2014 es de \$336.27 COP/M3 en comparación con los \$380.59 COP/M3 lo cual corresponde a un incremento del 13.18% en términos nominales. Este aumento se atribuye a la actualización de todos los componentes de costos, pese a la reducción en distancia y viajes más eficientes en enero de 2025.

La Figura 6. ilustra el aumento en el costo unitario total entre 2014 y enero de 2025, Aunque la ruta ahora es más corta en km, los costos son mayores debido a los incrementos en insumos, factores macroeconómicos y mayores componentes fijos por viaje.

Figura 6. Composición porcentual de los costos 2014 vs enero 2025.



Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a la composición porcentual de los costos para enero de 2025, los rubros de seguros, recuperación de capital y otros fijos ahora representan el 48% del costo por m³, esto contrasta con 2014 donde tenían una participación del 43%, con respecto al combustible tuvo una ligera disminución gracias a mejoras en eficiencia y a la menor distancia por viaje pasando del 20% a 13%.

En conclusión, la aplicación del modelo actualizado a Guadalajara de Buga a Buenaventura arroja un costo unitario de \$380.59 COP/M3, mostrando cómo las actualizaciones de variables impactan el resultado. Este modelo sirve de herramienta analítica para cualquier corredor de transporte de GNC en Colombia. No obstante, la incertidumbre en la estimación tarifaria es un factor que no podemos obviar debido a que la estructuración de costos logísticos en el transporte terrestre de hidrocarburos está inherentemente expuesta a la volatilidad de factores macroeconómicos y operativos, tales como las fluctuaciones trimestrales en el precio del combustible, el impacto de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) en la adquisición de activos y repuestos, y las imprevisibles alteraciones en los tiempos de ruta hacen necesario la actualización periódica modificando las variables de entrada para estimar el costo por m³.

7. Diseño del modelo de estimación de tarifas de transporte

7.1 Descripción técnica del modelo de costos realizado

Se desarrollo un modelo propio de estimación de tarifas y costos logísticos. Este modelo se ha estructurado considerando la dinámica operativa del transporte de gas natural comprimido y combustibles líquidos en Colombia, priorizando la ejecución práctica de proyectos de transporte.

La estructura del modelo se fundamenta en un diseño modular interconectado, donde cada bloque lógico procesa un conjunto específico de variables para la estimación de la tarifa de esta manera se garantiza una alta flexibilidad, permitiendo la actualización aislada de parámetros volátiles en la economía nacional, como el precio del galón de combustible o las fluctuaciones en las tasas de interés, sin alterar la integridad matemática del sistema.

El primer pilar técnico del modelo es el Módulo de Tiempos y Movimientos, el cual constituye el motor de cálculo de la capacidad real del sistema logístico. Este componente parametriza el ciclo operativo completo mediante el detalle cronológico de cada fase del servicio de transporte.

Dentro de esta parametrización temporal, el ciclo se fragmenta minuciosamente en horas exactas destinadas al cargue en origen, el tránsito con carga, el descargue en destino y el retorno en vacío. Un aspecto diferenciador y de alto valor de este modelo es la inclusión paramétrica de los "imprevistos en carretera" y los tiempos muertos, fenómenos altamente recurrentes en corredores logísticos de alta densidad o accesos a zonas portuarias.

El Módulo de Costos Directos aborda el consumo de recursos en la vía, con un tratamiento técnico exhaustivo de la variable de combustible. A diferencia de los modelos regulatorios que asumen un consumo homogéneo de la flota, este diseño incorpora parámetros de rendimiento diferencial expresados en kilómetros por galón. Se calculan de forma separada e independiente los

rendimientos del vehículo cuando transita a plena carga útil, frente al tránsito en vacío durante el retorno.

Paralelamente, el modelo integra una matriz de ruteo que mapea la ubicación y la tarifa exacta de cada estación de peaje en el corredor logístico evaluado. Este parámetro elimina la incertidumbre inherente a las estimaciones promedio por kilómetro, al ingresar directamente en el sistema los egresos reales que castigan el flujo de caja en cada despacho.

En cuanto al componente humano, la herramienta parametriza los costos laborales, incluyendo salarios y carga prestacional, así como los gastos de viaje o viáticos. Rubros como alimentación, alojamiento, auxilios en ruta y parqueos se vinculan de manera lógica a la duración del ciclo operativo. El modelo permite configurar estas variables para que se comporten como erogaciones fijas mensualizadas o como costos variables causados por cada viaje ejecutado, adaptándose fielmente a las diversas políticas laborales de las compañías operadoras.

El parámetro de mantenimiento se estructura bajo una filosofía tanto preventiva como correctiva, desagregando los sistemas mecánicos del tractocamión y del sistema de almacenamiento. El modelo calcula provisiones económicas específicas por cada kilómetro recorrido, esta técnica de provisión matemática asegura que el desgaste natural de la flota se recaude a través de la tarifa desde el primer viaje, garantizando la sostenibilidad y la disponibilidad técnica de los equipos a largo plazo.

El Módulo de recuperación de capital y estructuración financiera representa una de las innovaciones de mayor peso del modelo. Se descarta la visión exclusivamente contable de la depreciación en línea recta a veinte años, para adoptar un enfoque financiero real de servicio a la deuda.

Para ejecutar lo anterior, el modelo integra algoritmos de amortización que requieren la parametrización de variables macroeconómicas e interbancarias. Se deben ingresar el importe total a financiar, la tasa de interés anual aplicada y el plazo del crédito estipulado en meses. Con estos datos de entrada, se calcula la cuota mensual exacta, compuesta por el abono al capital y el pago de intereses que el proyecto logístico está obligado a cubrir, además se incluye en el modelo la opción de estimar el valor del costo de capital teniendo en cuenta el valor de salvamento, años de vida útil, tasa de descuento y el valor a recuperar.

Integrado a esta estructura de capital, se parametrizan los costos fijos asociados a la tenencia y protección del activo. Se incluyen pólizas de seguro de responsabilidad civil, seguros contra todo riesgo para el cabezote y el tráiler, SOAT, revisiones técnico-mecánicas, y la dotación obligatoria de seguridad.

Como componente de consolidación, el modelo procesa todas las variables y módulos descritos para cruzar el total de egresos (directos, indirectos, fijos, variables y financieros) contra el volumen mensual de GNC proyectado, arrojando métricas críticas para la evaluación de proyectos.

8. Validación del modelo a la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura

La validación del modelo se realizó mediante su aplicación empírica en el corredor vial Guadalajara de Buga a Buenaventura.

Funcionalidad comprobada: El modelo demostró que al fijar una distancia round trip de 222 km y un tiempo de ciclo de 16.6 horas, la flota está limitada a una frecuencia mensual específica de 15 viajes por vehículo.

Mapeo de costos reales: Se integró la estructura de peajes exacta del corredor y se validó el impacto de la cuota mensual de un tractocamión sobre los costos fijos de la operación.

Flexibilidad operativa: El modelo permite ajustar rápidamente variables como el precio del galón de combustible o los tiempos de espera por congestión en el puerto de Buenaventura, recalculando inmediatamente la tarifa mínima viable por viaje y por metro cúbico (M3) de GNC transportado.

Al contrastar el modelo operativo propio con el modelo estandarizado de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se identifican diferencias fundamentales en el enfoque, la estructura y la aplicación práctica para la gerencia logística operativa:

Tabla 9. Criterios de Análisis

Criterio Análisis	de Modelo Ajustada	CREG	Versión	Modelo Propio Operativo
Enfoque Principal	Regulatorio y macroeconómico. Orientado a fijar topes tarifarios nacionales.			Microeconómico y operativo. Orientado a la rentabilidad y viabilidad del flujo de caja del proyecto.
Recuperación de Capital	Utiliza una depreciación lineal estandarizada (20 años de vida útil, 10% de salvamento) y valores de equipos promediados (Revista Motor/UPME).			Utiliza el costo financiero real de adquisición (tablas de amortización, tasas de crédito comercial) impactando directamente el flujo de caja del transportador, además de incluir la opción de la depreciación económica y valor de salvamento.

Cálculo de Consumos y Mantenimiento	Basado en parámetros teóricos fijos de COP/Km actualizados y por inflación (IPC) y clasificados rígidamente por tipo de terreno (plano, ondulado, montañoso).	Basado en el rendimiento específico de la flota (Km/Gal cargado vs vacío) experiencia de empresas de transporte del sector.
Tiempos Operativos	Maneja el tiempo real del viaje en días.	Desglosa el ciclo logístico en horas.
Gestión de Ruta	Asigna valores promedio para peajes según la cantidad estipulada en la ruta.	Mapea las estaciones de peaje reales y sus tarifas actualizadas para un trayecto específico.

Fuente: Elaboración Propia

9. Comparación del modelo desarrollado con modelo CREG

La validación del modelo consiste en confrontar sus resultados con datos reales observados en 2025 para la ruta estudiada, verificando que las estimaciones sean razonables. En este caso, utilizamos la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura como banco de prueba, dado que existen datos operativos recientes de empresas que realizan este transporte.

A continuación, se detallan los parámetros de comparación de los modelos:

Tabla 10. *Parámetros de evaluación*

Parámetros	Versión Inicial CREG	Versión Ajustada CREG	Modelo Nuevo
Tipo de vehículo	Tractocamión	Tractocamión	Tractocamión
Distancia - sólo ida (Km)	183	111	111
Volumen Transportado (M3/mes)	1,000,000	1,000,000	1,000,000
Capacidad de entrega (M3)	7,3	7,3	7,3
Número de viajes Requeridos por mes (sólo ida)	137	137	137
Tiempo real de viaje (ida y vuelta) - (días)	2	2	2
No. Peajes - sólo ida	3	2	2
Kilómetros recorridos/mes solo ido	25,068	15,205	15,207
Kilómetros recorridos/mes ida y vuelta	50,137	30,411	30,411
Viajes x vehículo	15	15	15
Vehículos requeridos	9	9	9

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 11. se presentan los valores comparativos y su variación entre el modelo base de la CREG 2014, el modelo CREG ajustada a 2025 y el modelo de desarrollo propio, aplicado para la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura:

Tabla 11. *Comparativo Actualización de Costos por Componente GNC Guadalajara de Buga a Buenaventura (COP/M3).*

Ítem	Versión Inicial CREG	Versión Final enero 2025	Modelo Propio
Combustible	\$ 66.09	\$49.67	\$ 70.94
Peajes	\$ 17.45	\$27.84	\$ 12.97
Gastos de viaje	\$ 9.59	\$16.44	\$ 34.25
Mantenimiento	\$ 22.04	\$ 19.58	\$ 29.63
Lubricantes	\$ 3.14	\$ 2.79	\$ 0.00
Filtros	\$ 2.04	\$ 1.81	\$ 0.00
Llantas	\$ 16.28	\$ 14.46	\$ 27.31
Personal	\$ 31.06	\$ 38.84	\$ 40.17
Recuperación de Capital	\$ 39.99	\$ 51.09	\$ 135.27
Seguros	\$ 43.14	\$ 58.10	\$ 13.61
Otros costos fijos	\$ 62.61	\$ 75.47	\$ 35.43
Administración	\$ 16.01	\$ 18.22	\$ 7.99
Utilidad	\$ -	\$ -	\$ -
Imprevistos	\$ 6.83	\$ 6.71	\$ 11.99
Valor Total (COP/M3)	\$ 336.27	\$380.59	\$ 419.52
Valor Total (COP/Viaje)	\$ 2,454,780.77	\$ 2,778,319.47	\$ 3,062,496.00

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 12. *Costos de la ruta (COP/M3) Para 1.000.000 M3*

Ítem	Versión Inicial	Versión Final enero 2025	Modelo Propio
Combustible	\$ 66,085,227	\$ 49,670,243	\$ 70,940,000
Peajes	\$ 17,452,054	\$ 27,835,616	\$ 12,970,000
Gastos de viaje	\$ 9,589,041	\$ 16,438,356	\$ 34,250,000
Mantenimiento	\$ 22,041,249	\$ 19,581,540	\$ 29,630,000
Lubricantes	\$ 3,143,032	\$ 2,792,283	\$ -
Filtros	\$ 2,042,693	\$ 1,814,737	\$ -
Llantas	\$ 16,276,633	\$ 14,460,231	\$ 27,310,000
Personal	\$ 31,060,343	\$ 38,842,467	\$ 40,170,000

Recuperación de Capital	\$ 39,987,563	\$ 51,087,754	\$ 135,230,000
Seguros	\$ 43,135,740	\$ 58,104,039	\$ 13,610,000
Otros costos fijos	\$ 62,613,340	\$ 75,211,372	\$ 35,430,000
Administración	\$ 16,012,920	\$ 18,123,414	\$ 7,990,000
Utilidad	\$ -	\$ -	\$ -
Imprevistos	\$ 6,831,496	\$ 6,629,650	\$ 11,990,000
Valor Total (COP/M3)	\$ 336,271,331	\$ 380,591,708.74	\$ 419,520,000
Valor Total (COP/M3)	\$ 336.27	\$ 380.59	\$ 419.52

Fuente: Elaboración Propia

Comparación del modelo desarrollado con modelo CREG (Versión Inicial y Versión Ajustada): El análisis comparativo entre el modelo de costos logísticos desarrollado (Modelo Propio) y las dos versiones del modelo de la CREG denominadas Versión Inicial y Versión Ajustada permite evidenciar las brechas existentes entre las estimaciones regulatorias macroeconómicas y la realidad operativa de los proyectos de transporte terrestre de hidrocarburos. La metodología de comparación se basa en la evaluación de los costos expresados en pesos colombianos por metro cúbico (COP/M3) y el costo total por viaje.

Al observar la estructura general de costos por unidad de volumen, se identifica una tendencia progresiva al alza entre los tres escenarios evaluados. La Versión Inicial de la CREG establece un valor total de \$336.27 COP/M3. Posteriormente, la Versión Ajustada de la CREG ajusta esta tarifa a \$380.59 COP/M3. Sin embargo, el Modelo Propio, estructurado bajo la metodología de costeo basado en actividades y tiempos reales, arroja un costo superior de \$419.52 COP/M3.

Esta misma jerarquía de valores se refleja directamente en el cálculo del costo total por viaje para un equipo tractocamión. El modelo inicial estima un costo por despacho de \$2,454,780.77 COP/Viaje, mientras que su versión actualizada asciende a \$2,778,319.47 COP/Viaje. Por su parte, la liquidación del Modelo Propio determina que la viabilidad real del

viaje exige una erogación de \$3,062,496.00 COP/Viaje. Esta diferencia subraya la sensibilidad de la rentabilidad por viaje frente al enfoque metodológico utilizado.

En el análisis detallado de los rubros operativos, destacan las discrepancias en componentes de alto impacto como el combustible y los peajes. Mientras que la Versión Final de la CREG estima el combustible en \$49.67 COP/M3, el Modelo Propio refleja un costo de \$70.94 COP/M3, capturando el consumo real en terrenos con pendiente. Inversamente, los peajes muestran un comportamiento donde el modelo CREG Ajustado a enero de 2025 asigna \$27.84 COP/M3, contrastando con los \$12.97 COP/M3 del Modelo Propio, el cual mapea exactamente las estaciones de la ruta específica.

Un aspecto metodológico divergente se evidencia en el tratamiento de los costos de mantenimiento y consumibles menores. Los modelos de la CREG desglosan rubros como lubricantes (\$3.14 y \$2.79 COP/M3) y filtros (\$2.04 y \$1.81 COP/M3). El Modelo Propio simplifica esta estructura consolidando dichos elementos de manera global (valorados en \$0.00 de forma aislada) y reconociendo el desgaste real en componentes críticos como las llantas (\$27.31 COP/M3 frente a \$14.46 COP/M3 de la CREG Ajustada), optimizando así el control gerencial de la flota.

El factor de mayor divergencia estructural entre los modelos radica en la concepción financiera de la Recuperación de Capital. Las versiones Inicial y Ajustada de la CREG asignan valores de \$39.99 y \$51.09 COP/M3 respectivamente, basados en depreciaciones lineales estandarizadas. En contraposición, el Modelo Propio parametriza el servicio real de la deuda y la amortización de la inversión de los equipos, disparando este rubro a \$135.27 COP/M3, consolidándose como el componente de mayor peso en la tarifa final.

Para dimensionar el impacto macroeconómico de estas diferencias metodológicas, se proyectó un escenario de movilización de 1.000.000 de metros cúbicos de gas. Bajo la Versión Inicial, este volumen representaría un costo de \$336,271,331 y con la Versión Ajustada alcanzaría los \$382,631,811. La aplicación del Modelo Propio revela que la ejecución real de esta movilización demandaría una inversión logística de \$419,520,000. Esto evidencia que los modelos regulatorios dejan un margen de riesgo considerable para la empresa transportadora que debe ser cubierto por la eficiencia operativa.

Variación Modelo Propio vs Modelo CREG Versión Inicial

Tabla 13. *Variación con respecto a modelo CREG 2014*

Ítem	Versión Inicial CREG	Modelo Propio	Variación	%
Combustible	\$ 66.09	\$ 70.94	\$ 4.85	7%
Peajes	\$ 17.45	\$ 12.97	-\$ 4.48	-35%
Gastos de viaje	\$ 9.59	\$ 34.25	\$ 24.66	72%
Mantenimiento	\$ 22.04	\$ 29.63	\$ 7.59	26%
Lubricantes	\$ 3.14	\$ 0.00	-\$ 3.14	0%
Filtros	\$ 2.04	\$ 0.00	-\$ 2.04	0%
Llantas	\$ 16.28	\$ 27.31	\$ 11.03	40%
Personal	\$ 31.06	\$ 40.17	\$ 9.11	23%
Recuperación de Capital	\$ 39.99	\$ 135.27	\$ 95.24	70%
Seguros	\$ 43.14	\$ 13.61	-\$ 29.53	-217%
Otros costos fijos	\$ 62.61	\$ 35.43	-\$ 27.18	-77%
Administración	\$ 16.01	\$ 7.99	-\$ 8.02	-100%
Utilidad	\$ -	\$ -	\$ 0.00	0%
Imprevistos	\$ 6.83	\$ 11.99	\$ 5.16	43%
Valor Total (COP/M3)	\$ 336.27	\$ 419.52	\$ 83.25	20%
Valor Total (COP/Viaje)	\$ 2,454,780.77	\$ 3,062,496.00	\$ 607,715.23	20%

Fuente: Elaboración Propia

El análisis de variación entre el Modelo Propio y la Versión Inicial del modelo CREG permite identificar las áreas específicas donde el modelo presenta las mayores brechas frente a la operación en campo.

La implementación del Modelo Propio evidencia una desviación tarifaria total positiva frente al modelo regulatorio inicial. El costo por metro cúbico sufre un incremento absoluto de \$83.25 COP/M3, pasando de \$336.27 COP/M3 a \$419.52 COP/M3. Esta diferencia representa una variación porcentual del 20%. Esta desviación del 20% tiene un impacto directo y cuantificable en la unidad básica de producción del servicio de transporte, mientras la estimación inicial sugería un costo por despacho de \$2,454,780.77 COP/Viaje, el modelo ajustado a la realidad requiere \$3,062,496.00. COP/Viaje En términos absolutos, el transportador asume un déficit de \$607,715.23 COP/Viaje realizado si se rige estrictamente por la Versión Inicial.

Al examinar los componentes que impulsan este incremento tarifario, la Recuperación de Capital se perfila como el factor determinante. Este rubro presenta una variación absoluta de \$95.24 COP/M3 a favor del Modelo Propio, traduciéndose en un incremento del 70% frente a la tarifa base de \$39.99 COP/M3. Simultáneamente, se identifican variaciones positivas significativas derivadas del esfuerzo físico y humano en la ruta. Los gastos de viaje experimentan un marcado aumento de \$24.66 COP/M3, equivalente a una subida del 72% respecto a los \$9.59 COP/M3 iniciales. De igual forma, el desgaste real de las llantas refleja un desfase, donde el rubro aumenta en un 40%.

No obstante, el Modelo Propio también corrige sobreestimaciones presentes en la Versión Inicial de la CREG, logrando eficiencias contables en ciertos rubros. La carga asignada a otros costos fijos se reduce sustancialmente en \$27.18 COP/M3 (-77%), mientras que el peso de los seguros evidencia una contracción tarifaria absoluta de \$29.53 COP/M3. Igualmente, los gastos de

administración central sufren un recorte de \$8.02 COP/M3 (-100%), optimizando la carga burocrática sobre la tarifa operativa directa.

Tabla 14. *Variación con respecto a modelo CREG Ajustado a 2025*

Ítem	Versión Final enero 2025	Modelo Propio	Variación	%
Combustible	\$ 49.67	\$ 70.94	\$ 21.27	30%
Peajes	\$ 27.84	\$ 12.97	-\$ 14.87	-115%
Gastos de viaje	\$ 16.44	\$ 34.25	\$ 17.81	52%
Mantenimiento	\$ 19.58	\$ 29.63	\$ 10.05	34%
Lubricantes	\$ 2.79	\$ 0.00	-\$ 2.79	0%
Filtros	\$ 1.81	\$ 0.00	-\$ 1.81	0%
Llantas	\$ 14.46	\$ 27.31	\$ 12.85	47%
Personal	\$ 38.84	\$ 40.17	\$ 1.33	3%
Recuperación de Capital	\$ 51.09	\$ 135.23	\$ 84.14	62%
Seguros	\$ 58.10	\$ 13.61	-\$ 44.49	-327%
Otros costos fijos	\$ 75.21	\$ 35.43	-\$ 39.78	-112%
Administración	\$ 18.12	\$ 7.99	-\$ 10.13	-127%
Utilidad	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Imprevistos	\$ 6.63	\$ 11.99	\$ 5.36	45%
Valor Total (COP/M3)	\$ 380.59	\$ 419.52	\$ 38.93	9%
Valor Total (COP/Viaje)	\$ 2,778,319.47	\$ 3,062,496.00	\$ 284,176.53	9%

Fuente: Elaboración Propia

La actualización de la metodología CREG logró reducir sustancialmente la brecha tarifaria global, aunque no logró cerrarla por completo. El desfase entre ambas proyecciones se acortó a un incremento absoluto de \$38.93 COP/M3, situando el indicador del Modelo Propio por encima del límite regulatorio final de \$380.59 COP/M3. Esta contracción en la diferencia ubica la variación total en apenas un 9%.

Trasladando este porcentaje de variación al costo unitario de la ruta, el impacto financiero por despacho se vuelve más estrecho, pero sigue siendo material. El diferencial proyectado se reduce a \$284,176.53 COP/Viaje realizado, manteniendo el 9% de variación. Aunque la Versión Ajustada a enero de 2025 estipula un costo de \$2,778,319.47 COP/Viaje, la estructura de la

operación aún requiere los \$3,062,496.00 COP/Viaje estipulados por el Modelo Propio para mantener la rentabilidad.

A pesar de los ajustes, la Recuperación de Capital se mantiene como el rubro más divergente del análisis. Si bien, al realizar la actualización del modelo CREG a enero de 2025 se aumentó la tarifa a \$51.09 COP/M3, el Modelo Propio exige \$135.23 COP/M3, lo que representa una variación absoluta de \$84.14 COP/M3. Esta diferencia porcentual del 62% reafirma que la normativa nacional actualizada sigue sin reflejar el impacto total de las condiciones crediticias vigentes para los vehículos pesados.

En la esfera netamente operativa, el Modelo Propio sigue identificando subestimaciones persistentes en rubros altamente volátiles. El costo del combustible refleja una variación positiva de \$21.27 COP/M3 (30%), sugiriendo que la indexación de la CREG no apropia correctamente las características de consumo del GNC en geografías con pendientes. De manera análoga, los gastos de viáticos continúan mostrando brechas, requiriendo un ajuste del 52% (+\$17.81 COP/M3) para cubrir la realidad de las paradas en ruta.

Por otro lado, la Versión Ajustada de la CREG a enero de 2025 presenta una notable sobreestimación en cargas indirectas frente a la eficiencia lograda por el Modelo Propio. Se evidencian desviaciones negativas pronunciadas en la estimación de seguros (-\$44.49 COP/M3), otros costos fijos (-\$39.78 COP/M3) y gastos de administración (-\$10.13 COP/M3). Asimismo, el costo de peajes es menor en la realidad operativa mapeada, arrojando una diferencia de -\$14.87 COP/M3 (-115%).

10. Limitaciones y Recomendaciones

Aun con la actualización, el modelo presenta limitaciones inherentes que es preciso reconocer para contextualizar sus resultados:

Enfoque determinista y estático: El modelo calcula costos bajo condiciones promedio (precios medios, sin variabilidad). No considera fluctuaciones de corto plazo, riesgos ni eventos aleatorios (por ejemplo, alzas súbitas del combustible, bloqueos en la vía, daños inesperados). Tampoco considera la variabilidad en eficiencia entre empresas (mantenimiento mejor o peor gestionado, etc.). Es, por diseño, un modelo de costos estándar eficientes, pero en la práctica los costos pueden desviarse. Esta falta de aleatoriedad o análisis probabilístico es normal en metodologías tarifarias, pero limita la apreciación de incertidumbres.

Aplicabilidad general vs. especificidad: Si bien adaptamos el modelo a la ruta Guadalajara de Buga a Buenaventura, se requieren ajustes adicionales para rutas muy distintas. Por ejemplo, en rutas con tramos destapados (no pavimentados) se sabe que el desgaste de llantas y consumo de combustible empeoran; el modelo actual contempla porcentajes de montaña vs ondulado, pero no diferencia pavimentado vs destapado específicamente. Algunas empresas, incorporan costo diferenciado por km destapado vs pavimentado en sus modelos. EL modelo actualizado y el modelo desarrollado no tienen un parámetro explícito para tipo de vía, lo que es una limitación para rutas rurales.

No considera economías de escala ni sinergias: el modelo actualizado y el modelo desarrollado calcula el costo para una ruta aislada, un vehículo típico. En la práctica, una empresa transportadora opera varias rutas y puede tener economías de escala administrativas, o compartir ciertos costos fijos entre varios vehículos. Tampoco considera la posibilidad de compensación (retorno con carga) porque en transporte de GNC usualmente no hay carga de retorno (los

vehículos vuelven vacíos). Si en algún caso se lograra aprovechar el viaje de regreso con otra carga, el costo neto efectivo disminuiría. Estas dinámicas no aparecen en el modelo lineal tradicional.

Desactualización entre revisiones: Hasta ahora, la metodología tarifaria de GNC se revisa cada varios años, el modelo base de la CREG era de 2014; en 2017 se hicieron consultas; en 2021 se emitieron criterios; en 2025 aún no se habían implementado. Esto implica que, en los periodos entre revisiones, el modelo puede quedarse corto para reflejar cambios bruscos como la inflación 2022. Aunque se realizó la actualización a enero de 2025, en la regulación real esta actualización podría venir con rezago. Es una limitación del proceso regulatorio más que del modelo en sí, pero impacta su vigencia.

No inclusión de costo de compresión: Cabe señalar que el modelo CREG de transporte históricamente se complementa con un modelo de compresión. En nuestra monografía nos centramos en el transporte terrestre; el costo de comprimir el gas en origen no está considerado aquí. Si la compresión en planta y la descompresión en destino fueran incorporadas, el costo total puesto en el usuario final sería mayor. Esta separación puede llevar a infraestimar el costo completo de llevar gas a poblaciones aisladas si no se suman estos componentes. Es importante como aclaración metodológica, aunque no una limitación del modelo de transporte.

Reconocer estas limitaciones permite entender que, si bien el modelo actualizado de la CREG y el modelo desarrollado son herramientas valiosas y aproxima bien los costos, su uso debe complementarse con juicio experto y datos operativos para casos particulares.

10.1 Lecciones de los modelos empresariales de transporte de GNC

Como parte de este estudio, se analizaron modelos de costos provistos por empresas transportadoras de gas natural, Estos modelos empresariales ofrecen una perspectiva pragmática y permiten identificar variables adicionales o enfoques metodológicos que podrían incorporarse al modelo regulatorio CREG para enriquecerlo. Algunas observaciones relevantes obtenidas de dichas fuentes:

Mayor granularidad en mantenimiento: Las empresas descomponen el mantenimiento en subcategorías con frecuencias específicas. Por ejemplo, se listan partidas detalladas de cambio de aceite de motor, aceite de transmisión, filtro de aire, filtro de combustible, etc., cada una con su costo unitario y frecuencia en km. Esto permite calcular un costo de mantenimiento por km muy preciso. El modelo CREG podría incorporar un nivel de detalle similar, en lugar de un costo global por km, de modo que sea más fácil de actualizar cada parte individual cuando cambien precios. Además, los modelos empresariales mostraron que incluir mantenimiento preventivo y predictivo programado con su costo, mejora la estimación. En el modelo CREG se podría en sus fórmulas definir un paquete estándar de repuestos con frecuencias, actualizable mediante índices de precios de autopartes.

Distinción de tramos pavimentados vs destapados: En rutas reales mixtas, las empresas calculan el impacto de vías destapadas. Realizando ajustes a la vida útil de las llantas, en destapado 30.000 km vs 80.000 km en pavimento y se calculó costo por km diferenciado. Esta práctica muestra que la topografía no es el único factor; la calidad de la carretera influye fuertemente en los costos.

Costo de capital y financiación: Los modelos empresariales suelen considerar intereses si financian los equipos. En el modelo actualizado y el modelo desarrollado se podría evaluar incluir una tasa de retorno del capital o considerar arrendamiento financiero como alternativa.

Cálculo de costos en unidad energética: Algunas empresas convierten los costos a unidades energéticas (BTU) o a GLN (gas líquido equivalente) en sus análisis, para comparar con otros combustibles. Los modelos podrían complementarse con expresiones en COP/MMBTU transportado, facilitando comparaciones con transporte por gasoducto o con GLP. Si bien esto es más una presentación de resultados que una variable nueva, es una buena práctica observada que ayuda a comunicar el costo.

Incorporación de costos de gestión: En los modelos revisados se asigna un porcentaje del valor del equipo a “taller y administración” por ejemplo 0,45% mensual del valor del equipo, equivalente a 5% anual. Este rubro cubre gastos de gestión, logística, personal administrativo, garaje, etc. El modelo CREG incluye un ítem de administración, pero usualmente como porcentaje de costos operativos. Tomar la referencia empresarial de un porcentaje del capital puede ser útil para recalibrar ese valor administrativo en la metodología garantizando suficiencia financiera en administración, aunque bajen otros costos.

Provisión para reposición de flota y riesgo: En la práctica, las empresas crean provisiones para grandes reparaciones o renovación futura. Se podría tener en cuenta para la actualización de los modelos incluir un componente de provisión dentro de otros costos fijos, que actúe como colchón para renovación de flota.

Indicadores operativos de control: Los modelos empresariales manejan indicadores como costo por km, rendimiento combustible, etc., para diagnosticar eficiencia. Actualizar los modelos con estos indicadores permite uso como benchmarking entre empresas.

10.2 Propuestas de mejora metodológica

A partir de los análisis anteriores, se plantea las siguientes recomendaciones para mejorar la metodología regulatoria de costos de transporte terrestre de GNC en Colombia:

Actualización periódica automática: Incorporar un mecanismo de actualización anual de ciertos parámetros clave mediante índices oficiales. Por ejemplo, indexar combustible, lubricantes y repuestos al ICTC del DANE, y los costos de personal al Índice de Salarios o variación del salario mínimo. De esta manera, se evitaría el rezago de varios años en reflejar variaciones de costos, fijar una fórmula tarifaria con ajuste anual por fórmula que se ajustan por IPC.

Diferenciación por tipo de ruta: Incluir un factor de ajuste por condición de la vía. Propuesta: un coeficiente multiplicador para costos de mantenimiento y llantas si la ruta es destapada. Por ejemplo, aumentar en 20-30% esos costos por cada X% de la ruta sin pavimento, con base en estudios de desgaste. Esto haría más preciso el modelo para rutas en zonas apartadas evitando subestimar costos donde las vías son precarias.

Considerar costos financieros (WACC): Integrar en la remuneración un retorno al capital invertido. Esto incentivará inversión en nueva flota cuando sea necesaria y cubrirá costos de oportunidad. Actualmente nuestro modelo puso utilidad 0%, pero regulatoriamente sería sano permitir 8% del costo como utilidad.

Incluir seguros de manera indexada al valor y al riesgo: Dado el peso creciente de los seguros, la metodología podría estipular la tasa aseguradora de referencia por ejemplo 2% del valor del camión y 2.5% del tráiler por año, ajustado por IPC de seguros. Así, ante cambios en costos de seguros por siniestralidad del sector o inflación se puede revisar esa tasa.

Mejorar la representación de administración y gestión: Proponemos dividir el componente “Administración” en dos:

Costos de estructura administrativa: Fijos anuales, porcentaje del valor del activo.

Gestión logística: De esta forma, se garantiza remunerar la existencia de una base operativa y se hace transparente cuánto de la tarifa corresponde a administración.

Incorporar análisis de riesgo y volatilidad: Incluir escenarios de sensibilidad dentro del modelo, aunque no para la tarifa final, sí como referencia. Por ejemplo, calcular el costo unitario en un escenario de combustible 20% más caro, o de inflación anual 10%. Esto permite evaluar la robustez de la tarifa ante choques. Asimismo, podría agregarse un pequeño porcentaje por riesgos no asegurados (ej. orden público, demoras) dentro de “imprevistos”.

Implementar estas recomendaciones ayudaría a que la estimación de tarifas transporte terrestre de GNC reconozca adecuadamente todos los costos y riesgos, promoviendo a la vez la competencia donde sea posible y evitando cargas inequitativas a los usuarios finales.

El modelo de costos de transporte terrestre de GNC para 2025 actualizado en este trabajo demuestra ser una base sólida para la formulación tarifaria, reflejando los cambios económicos de la última década. La validación con datos reales respalda su precisión. No obstante, como toda herramienta, debe evolucionar: incorporar las mejoras metodológicas sugeridas permitirá responder a los desafíos actuales.

Conclusiones

El transporte terrestre de gas natural es una alternativa técnica y operativa viable para atender la demanda energética en municipios no interconectados al SNT, especialmente en regiones con dificultades geográficas o ausencia de infraestructura de gasoductos. Su implementación, sin embargo, requiere herramientas metodológicas precisas para estimar sus costos logísticos y evaluar su sostenibilidad.

La identificación y caracterización de las Zonas No Interconectadas (ZNI) en Colombia revela un mercado potencial para la expansión de la infraestructura de gas natural. La dispersión territorial y las deficiencias en la infraestructura vial imponen barreras significativas que hacen inviable la extensión física del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Se determinó que municipios en departamentos como Chocó, Guainía y ciertas regiones de la Amazonía presentan condiciones donde el transporte intermodal es la única alternativa viable. En este escenario, la implementación de "gasoductos virtuales" se consolida como la única alternativa técnica y económicamente viable para satisfacer los niveles de demanda proyectados en los sectores residencial y comercial de estas localidades, requiriendo esquemas logísticos altamente especializados y adaptados a las particularidades de cada microrregión.

La evaluación de las modalidades existentes para el transporte de gas natural en Colombia permite identificar que el sector opera bajo condiciones de alta inflexibilidad técnica y vulnerabilidad logística, sin embargo que se cuentan con facilidades que permiten definir estrategias logísticas para atender los requerimientos y potenciales clientes una vez revisadas las restricciones logísticas, el alto costo de los equipos especializados para el transporte de gas natural hace necesario una correcta evaluación de la necesidad y retorno de la inversión de cada proyecto.

El análisis del modelo de la CREG para el transporte terrestre evidenció que, si bien es una referencia fundamental, posee limitaciones estructurales frente a la volatilidad operativa actual. Se identificó que la estructura de indexación basada en parámetros de 2014, aunque actualizada por inflación a 2025, no captura adecuadamente las variaciones en los costos de capital y los insumos específicos del sector. Las variables críticas, como el mantenimiento y el combustible, presentan rezagos metodológicos al ser tratadas bajo promedios nacionales que no discriminan la severidad de las rutas hacia las zonas no interconectadas.

Se concluye además que la rigidez del modelo de la CREG en la clasificación de terrenos y el uso de la depreciación lineal de activos a veinte años distorsionan la realidad financiera de las empresas transportadoras. El modelo no incorpora la velocidad de rotación de activos ni las tasas de interés comercial vigentes para la adquisición de flota especializada. Esta limitación metodológica genera una brecha entre la tarifa máxima permitida y el costo real de operación, lo que puede desincentivar la inversión privada en proyectos de transporte de gas hacia localidades remotas que requieren equipos de alta tecnología.

La estructuración modular y flexible al momento de realizar el desarrollo propio sobre una hoja de cálculo permite una adaptabilidad superior frente a diversas configuraciones de transporte. El modelo logra capturar la singularidad de cada ruta y volumen. Esta flexibilidad garantiza que la gerencia logística pueda simular escenarios operativos en tiempo real, ajustando variables críticas de manera inmediata ante cambios en el entorno económico o físico de la vía.

La descripción técnica del modelo desarrollado confirma que la incorporación de la metodología de costeo basado en actividades es el enfoque más robusto para la industria al detallar el ciclo operativo en horas y segmentar el consumo de combustible por estado de carga. Un hallazgo técnico relevante del diseño es la integración del servicio de la deuda como eje de la

recuperación de capital. Se concluye que sustituir la depreciación contable por tablas de amortización financiera real permite una proyección de flujo de caja mucho más fidedigna para la toma de decisiones. Esta arquitectura modular no solo cumple con el objetivo de diseño, sino que se convierte en un activo estratégico para la estimación de proyectos, permitiendo a la organización licitar con márgenes de seguridad técnica y financiera claramente definidos.

La validación del modelo en un escenario real, como el corredor Guadalajara de Buga a Buenaventura, permitió concluir que la precisión en el mapeo de peajes y la configuración de equipos es vital para la sostenibilidad del negocio. Mientras que los modelos CREG inflan rubros indirectos y administrativos, el Modelo Propio redistribuye el peso económico hacia la operación directa y la recuperación del activo.

Asimismo, se concluye que la comparación de modelos puso de manifiesto que el costo de capital es la variable de mayor impacto en la brecha tarifaria. El Modelo Propio exige una remuneración del capital un 62% superior a la estipulada en la Versión Ajustada de la CREG, lo que demuestra que los marcos actuales no reconocen el riesgo y el costo del dinero en el tiempo de forma adecuada para el sector transporte.

Finalmente, como conclusión general que engloba el desarrollo de la investigación y responde al objetivo general, se establece que la optimización de la logística de transporte terrestre de gas natural en Colombia requiere de una transición hacia modelos operativos dinámicos. El cumplimiento de los objetivos específicos permitió demostrar que es posible diseñar una herramienta que, partiendo de la realidad de las Zonas No Interconectadas, sirva de apoyo para la estructuración de tarifas de transporte de gasoductos virtuales para la atención de las localidades no interconectadas.

La actualización de los parámetros de costos del modelo de la CREG para el periodo 2014-2025, redefine la forma en que se deben estimar las tarifas en un entorno de alta incertidumbre logística. Se concluye que el éxito de la masificación del gas natural en localidades aisladas depende de la capacidad de las empresas para gestionar sus costos con el nivel de detalle y flexibilidad propuesto en esta monografía. La herramienta entregada se consolida, por tanto, como un instrumento de gestión gerencial indispensable para la toma de decisiones estratégicas y la expansión de la frontera energética nacional.

Este trabajo de grado cumple con la premisa de aportar una solución a un problema real de la industria de hidrocarburos, el diseño de una herramienta propia y su validación cierra el ciclo de una investigación aplicada que fortalece las competencias en gerencia de hidrocarburos. El modelo propuesto queda validado como una metodología para la estimación de tarifas, garantizando que el transporte de gas natural sea una actividad económica sostenible, eficiente y alineada con los objetivos de desarrollo energético del país.

Referencias bibliográficas

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1999). *Anexo 3 – Documento CREG 040 de 1999: Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural*.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0040_1999_anexo3.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2013). *Resolución CREG 089 de 2013: Por la cual se establece la metodología para definir los costos logísticos de transporte de gas natural en zonas no interconectadas al SNT*. Bogotá, Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2013). *Resolución CREG 202 de 2013: Por la cual se establecen los criterios para la remuneración del servicio de distribución de gas combustible por red en zonas no interconectadas al Sistema Nacional de Transporte*.
<https://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2014). *Modelo de costos de transporte terrestre de gas natural*.
<https://www.creg.gov.co/sites/default/files/publicacion/pdf3538.pdf>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2014). *Resolución CREG 096 de 2014: Por la cual se establece el modelo de costos para determinar la remuneración del transporte terrestre de gas natural*. <https://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2014). *Resolución CREG 097 de 2014: Por la cual se establece la metodología para determinar el costo máximo de transporte terrestre de gas natural*. Bogotá, Colombia. <https://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2020). *Resolución CREG 073 de 2020: Por la cual se establecen cargos de distribución y condiciones para prestadores en zonas no interconectadas*. <https://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2022). *Informe de gestión anual*. <https://www.creg.gov.co>

Congreso de la República de Colombia. (1994). *Ley 142 de 1994. Régimen de los servicios públicos domiciliarios*. Diario Oficial No. 41.433.

Congreso de la República de Colombia. (2021). *Ley 2099 de 2021. Por la cual se dictan disposiciones para la transición energética y se fortalecen los fondos del sector minero-energético*. Diario Oficial No. 51.731.

Congreso de la República de Colombia. (2021). *Ley 2128 de 2021. Por la cual se regula el uso, la continuidad y expansión del servicio público domiciliario de gas combustible*. Diario Oficial No. 51.747.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. (2025). *Índice de Costos del Transporte de Carga por Carretera – ICTC*. <https://www.dane.gov.co>

Departamento Nacional de Planeación – DNP. (2022). *Documento CONPES 4085 de 2022. Política para la transición energética justa*. <https://colaboracion.dnp.gov.co>

ICONTEC. (2014). *Norma Técnica Colombiana NTC 4964: Transporte terrestre de gas natural comprimido en cilindros*. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

ICONTEC. (2014). *Norma Técnica Colombiana NTC 5652: Transporte de gas natural licuado (GNL) en cisternas criogénicas*. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE. (2023). *Informe de gestión 2022 y diagnóstico de cobertura energética en ZNI*. <https://www.ipse.gov.co>

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE. (2025). *Caracterización de Zonas No Interconectadas – ZNI*. <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía – Decreto 1073 de 2015*. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Natural – PIEC 2021–2035*. <https://www.minenergia.gov.co>

Ministerio de Transporte. (2025). *Boletín Técnico de Costos de Mantenimiento Vehicular Pesado – Resolución 000045 de 2025*. <https://www.mintransporte.gov.co>

Petromil S.A.S. (2025). *Modelo tarifario y estructura de costos de transporte terrestre: Ruta Sardinata–Zulia vía Ocaña*. Documento interno no publicado.

Promigas S.A. E.S.P. (2022). *Informe anual de gas natural en Colombia 2022: Avances en cobertura, demanda y retos logísticos*. <https://www.promigas.com>

Superintendencia de Transporte. (2024). *Informe de costos del sector transporte terrestre de carga en Colombia*. Bogotá, Colombia. <https://www.supertransporte.gov.co>

Transportadora de Gas Internacional – TGI. (2023). *Infraestructura y alternativas para ampliar cobertura de gas en Colombia*. Presentación institucional.

Ministerio de Transporte. (2025). *SICE-TAC 2.0: Sistema de Información de Costos Eficientes para el Transporte Automotor de Carga*. Portal Logístico de Colombia.
<https://plc.mintransporte.gov.co/SiceTAC>

Ministerio de Transporte. (2024). *Abecé Sistema de Información de Costos Eficientes para el Transporte Automotor de Carga SICE-TAC*. Repositorio Digital del Ministerio de Transporte. <http://web.mintransporte.gov.co/jspui/handle/001/10564>

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE. (2023). *Caracterización de las Zonas No Interconectadas (ZNI)*. <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1999). *Anexo 3 – Esquema general del sistema de transporte de gas natural en Colombia. En Resolución CREG 040 de 1999*.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0040_1999_anexo3.pdf;