



Unidad de Planeación
Minero Energética



20
25

Plan Indicativo de Abastecimiento de **Gas Licuado de Petróleo**

PIAGLP 2025-2034





Unidad de Planeación Minero Energética



© UPME

Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9

Bogotá - Colombia

Tel.: +57 6012220601

upme.gov.co

EDWIN PALMA EGEA

Ministro de Minas y Energía

MANUEL PEÑA SUÁREZ

Director General UPME (E)

INGRID FERNANDA VÁSQUEZ MÉNDEZ

Subdirectora de Hidrocarburos

Colaboradores UPME

EIDER CAMILO QUINTANA

IVONN MARIÑO HIGUERA

CÉSAR AUGUSTO PINEDA

GRIGORY IBRAHIM MASSY

LINA MARCELA GÓMEZ

MAGDA SIERRA URREGO

RAÚL BÁEZ DELGADO

LINA CASTELLANOS URIBE

Comunicaciones:

JEIMMY POSOS RAMÍREZ

Profesional Especializado

DIEGO PEÑARANDA JUYÓ

Diseño y Diagramación

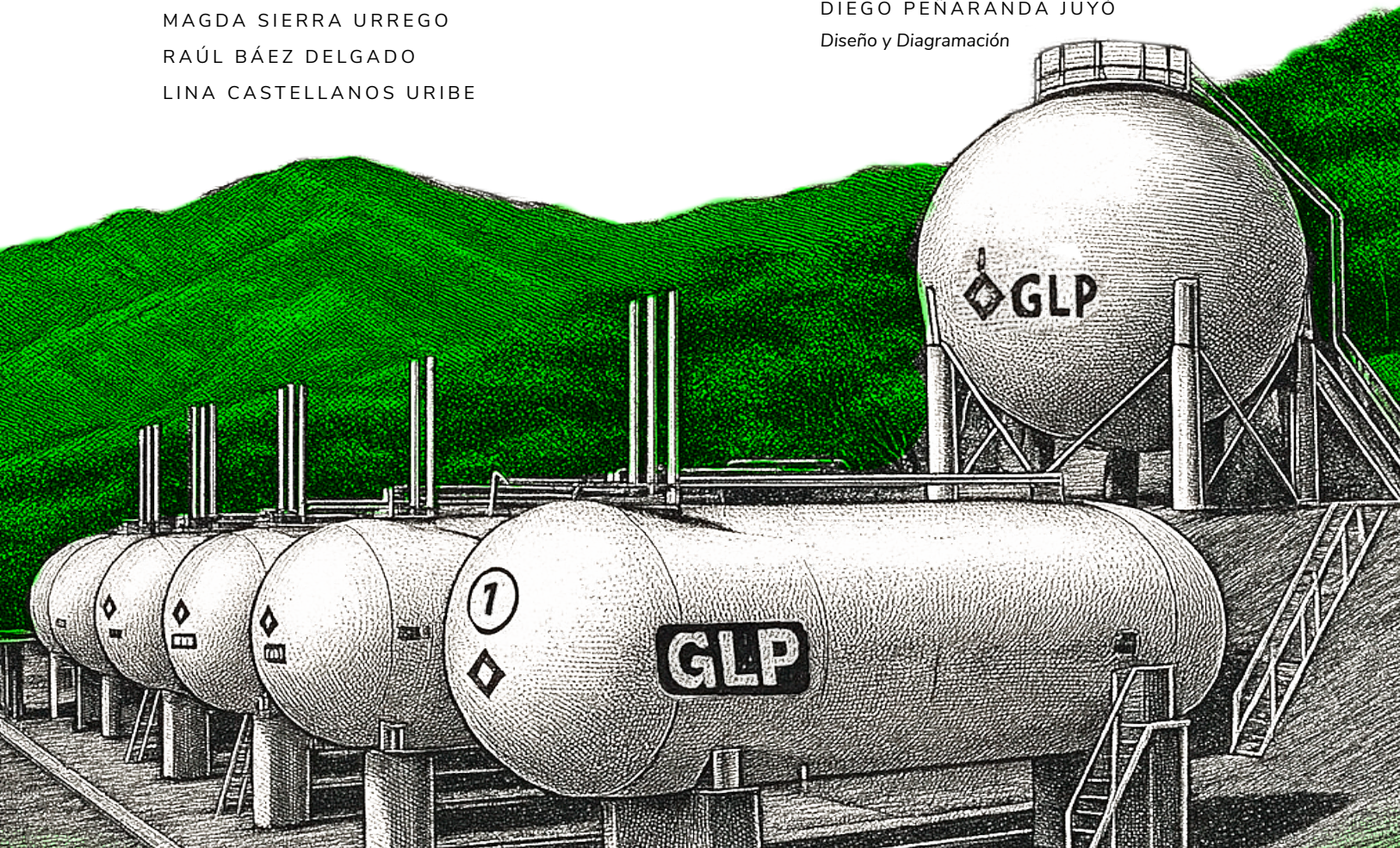


Tabla de Contenido

1.	MARCO NORMATIVO.....	14
2.	CONTEXTO INTERNACIONAL DEL GLP.....	19
2.1.	Consumo energético actual.....	19
2.2.	Entorno Internacional del GLP.....	21
2.2.1.	Oferta internacional de GLP.....	22
2.2.2.	Demanda internacional de GLP.....	25
2.2.3.	Mercado internacional de GLP.....	27
2.3.	Perspectivas del mercado mundial de GLP.....	28
3.	ENTORNO NACIONAL DEL GLP.....	31
3.1.	Oferta nacional de GLP.....	32
3.1.1.	Producción nacional de GLP	32
3.1.2.	Importaciones de GLP.....	35
3.1.3.	Calidad del GLP nacional.....	35
3.1.4.	Calidad del GLP importado.....	36
3.2.	Consumo nacional de GLP como servicio público domiciliario.....	37
3.2.1.	Consumo histórico de GLP.....	38
3.2.2.	Consumo histórico de GLP por región.....	41
3.2.3.	Consumo histórico de GLP por zonas.....	43
3.2.4.	Consumo de GLP per cápita.....	44
3.2.5.	Sustitución de Leña y otros CIAC por GLP.....	46
3.3.	Consumo de GLP en otros usos.....	49
3.3.1.	GLP en transporte.....	50
3.3.2.	GLP en generación eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI).....	52
3.3.3.	GLP en generación térmica.....	53
4.	ESCENARIOS DE OFERTA Y DEMANDA.....	54
4.1.	Declaración de producción de GLP.....	54
4.2.	Escenarios de oferta de GLP.....	60
4.2.1.	Escenario de Oferta 1: Tendencial.....	60
4.2.2.	Escenario de Oferta 2: Cobertura.....	61
4.2.3.	Escenario de Oferta 3: Optimista.....	63
4.2.4.	Escenarios de oferta consolidados.....	64
4.3.	Escenarios de demanda de GLP.....	66
4.3.1.	Escenario de Demanda 1: Tendencial.....	67
4.3.2.	Escenario de demanda 2: Cobertura.....	69
4.3.3.	Escenario de demanda 3: Crecimiento.....	71
4.3.4.	Escenarios de demanda consolidados.....	73
5.	BALANCE DE GLP.....	77

6.	TRANSPORTE DE GLP EN COLOMBIA.....	80
6.1.	Transporte terrestre.....	81
6.2.	Transporte por ductos.....	81
6.3.	Transporte Fluvial.....	83
6.4.	Transporte Marítimo.....	84
7.	PRECIOS DE GLP.....	86
7.1.	Precios internacionales del GLP.....	87
7.1.1.	Análisis de información para la proyección de los precios internacionales de GLP - Referencia Mont Belvieu.....	89
7.1.2.	Resultados de proyección precios internacionales de GLP.....	90
7.2.	Precios nacionales del GLP.....	91
7.2.1.	Resultados de proyección precios nacionales de GLP.....	93
8.	SIMULACIÓN DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DE LA CADENA DE SUMINISTRO DE GLP.....	95
8.1.	Objetivos del modelo de simulación.....	95
8.2.	Estructura general del modelo.....	95
8.3.	Metodología del modelo de simulación.....	99
8.4.	Análisis de Abastecimiento.....	102
8.4.1.	Supuestos variables del despacho de GLP.....	102
8.4.2.	Estimación de costos de la red de transporte.....	102
8.4.3.	Resultados de simulación por escenario analizado.....	103
8.4.3.1.	Escenario de simulación 1.....	103
8.4.3.2.	Escenario de simulación 2.....	106
8.5.	Análisis de confiabilidad.....	108
8.5.1.	Escenarios de Contingencia (N-1).....	109
8.5.2.	Cálculo del Volumen Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA).....	109
9.	ALMACENAMIENTOS ESTRATÉGICOS DE CONFIABILIDAD DE GLP (AE)	111
9.1.	Criterios de referencia para la definición de los AE.....	112
9.2.	Dimensionamiento de AE empleando el modelo de simulación.....	114
9.3.	Ubicación de los AE.....	115
10.	COSTOS INDICATIVOS Y BENEFICIARIOS DE INFRAESTRUCTURA.....	117
10.1.	Almacенamientos estratégicos de confiabilidad GLP.....	118
10.2.	Costos de racionamiento de GLP.....	119
10.3.	Beneficiarios de los AE.....	120
11.	RECOMENDACIONES.....	121
11.1.	Proyectos recomendados por el PIAGLP 2025-2034 para ser adoptados por el MME	121
12.	CONCLUSIONES	123
	BIBLIOGRAFÍA.....	126

GLOSARIO

Agente importador de GLP: Persona jurídica que importa GLP. Cuando el agente importador vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de distribución de GLP en cilindros y tanques estacionarios, se considera como un comercializador mayorista. (Resolución MME 40607 de 2016)

Análisis y estudio del GLP: Elementos con componente de confiabilidad y sus documentos complementarios relacionados al GLP, que hacen parte del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME. (Decreto 1310 de 2024)

Almacenamiento de respaldo de la demanda: Corresponde al volumen mínimo de GLP como producto almacenado según lo establecido por la Resolución CREG 050 de 2009 o aquella que la modifique o sustituya para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público domiciliario en cada territorio insular en donde se preste el servicio, en el evento en que por cualquier causa se presenten inconvenientes de transporte de este combustible hacia el territorio insular. Para el caso del Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina corresponde a lo previsto en la Resolución CREG 050 de 2009 o aquella que la adicione, modifique o sustituya. (Resolución MME 40246 de 2016)

AutoGLP: Gas Licuado de Petróleo (GLP) utilizado específicamente como carburante o combustible en vehículos automotores de circulación terrestre, de conformidad con la definición que establezca el Ministerio de Minas y Energía. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Centro poblado: Concepto construido por el DANE con fines estadísticos, para la identificación y localización geográfica de núcleos o asentamientos de población. Se define como una concentración mínima de veinte viviendas contiguas, vecinas o adosadas entre sí, ubicada en el área resto municipal o en un área no municipalizada (corregimiento departamental). Contempla los núcleos de población de los corregimientos municipales, inspecciones de policía y caseríos. Dicha concentración presenta características tales como la delimitación de vías vehiculares y peatonales.

Comercializador minorista: Actividad que consiste en la entrega de GLP en cilindros en el domicilio del usuario final o en expendios. Incluye la compra del producto envasado mediante contrato exclusivo con un distribuidor, cuando aplique, el flete del producto en cilindros, la celebración de los contratos de servicios públicos con los usuarios y la atención comercial de los usuarios. Cuando la comercialización de GLP se realiza a través de redes locales de gasoductos está sujeta a la Resolución CREG 011 de 2003, o aquella que la modifique o sustituya.

Costo de racionamiento de GLP: El costo económico promedio que la sociedad le otorga al bienestar general perdido durante un racionamiento, depende directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice. (Estudio Técnico de la UPME, 2016)

Distribución de GLP: Actividad que comprende las actividades de: i) Compra del GLP en el mercado mayorista con destino al usuario final, ii) flete desde los puntos de entrega directa del producto o los puntos de salida del sistema de transporte hasta las plantas de envasado, iii) envasado de cilindros marcados, y iv) operación de la planta de envasado correspondiente. Comprende además las actividades de flete y entrega de producto a granel a través de tanques estacionarios instalados en el domicilio de los usuarios finales y de venta de cilindros a través de Puntos de Venta. (CREG, Resolución CREG 023 de 2008)

Gas combustible: Aquellos compuestos orgánicos formados principalmente por carbono e hidrógeno que conforman al Gas Natural - GN y al Gas Licuado del Petróleo - GLP. Es cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo)

y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC-3527, o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Gas Natural (GN): Es una mezcla de gases cuyo principal componente es el metano, seguido de otros gases como el etano, el dióxido de carbono y el vapor de agua, en pequeñas cantidades. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Gas Natural Licuado (GNL): Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, cuya temperatura se reduce a través de un proceso de criogenia y se almacena térmicamente. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Es una mezcla de hidrocarburos livianos constituidos principalmente por propano y butano, extraídos del procesamiento del gas natural y refinamiento del petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV): Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, conocido como Gas Natural, cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes cilíndricos de alta resistencia, para ser utilizado como combustible en vehículos automotores. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Líquidos de Gas Natural (NGL, por sus siglas en inglés): Hidrocarburos líquidos extraídos del gas natural, incluyendo etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) y pentanos+ (C_5H_{12} y superiores).

NautiGLP: Gas Licuado de Petróleo - GLP utilizado específicamente como carburante o combustible en embarcaciones marítimas o fluviales a motor, de conformidad con la definición que establezca el Ministerio de Minas y Energía. (Art 2, Ley 2128 de 2021)

Planta almacenadora de GLP: infraestructura física mediante la cual un comercializador mayorista puede recibir GLP, directamente por tubería bajo el sistema de trasiego o por otro sistema que se requiera implantar para garantizar el suministro por parte de los grandes comercializadores, con el fin de almacenarlo y suministrar a granel a los distribuidores de GLP. (Res. MME 40246 de 2016)

Plan de Continuidad de Combustibles Líquidos: Expedido por el Ministerio de Minas y Energía y se construye a partir de los proyectos que adopte el plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos de la UPME. (Artículo 2.2.1.1.2.2.1.6. Decreto 1073 de 2015)

Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos: Contendrá el listado de proyectos y servicios elegibles y requeridos para asegurar el abastecimiento, y la confiabilidad de la cadena de combustibles líquidos en el corto, mediano y largo plazo, así como sus esquemas y periodo de remuneración, los tiempos requeridos para su planeación, ejecución y puesta en operación. Dicho plan deberá tener en cuenta, con la mejor información disponible: las proyecciones de niveles de oferta y demanda de crudo, de combustibles líquidos derivados del petróleo y de biocombustibles, las condiciones actuales de la infraestructura de la cadena de abastecimiento. El Ministerio de Minas y Energía o la entidad en que se delegue esta función, establecerá los demás criterios que se deberán tener en cuenta en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos, y desarrollará lo necesario para la implementación de estos, incluyendo todo lo requerido para el desarrollo de los proyectos allí adoptados y su esquema de remuneración. (Artículo 2.2.1.1.2.2.1.6. Decreto 1073 de 2015)

Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP: Contendrá el análisis y estudio del Gas Licuado de Petróleo - GLP- y en su componente de confiabilidad o sus documentos complementarios, identificará las zonas para la construcción y/o ampliación de infraestructura de almacenamiento estratégico en el país, las zonas para la construcción de infraestructura nueva, existente o existente con necesidad de obra y que haya sido construida mediante convocatorias o el mecanismo de asignación que haga sus veces, priorizando las zonas de frontera, para el Gas Licuado del Petróleo - GLP, en función de la capacidad de almacenamiento y el inventario requerido, así como de los puntos críticos de abastecimiento y confiabilidad que defina el Ministerio de Minas y Energía. Es un componente de Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (Artículo 2.2.2.7.1.3., Decreto 1073 de 2015)

Planta de envasado: Infraestructura física, comprendida en un solo predio, que cumple con lo establecido en el reglamento técnico para plantas de envasado de GLP, usada para envasar GLP en cilindros, para cargar cisternas y carrotaques destinados a servir tanques estacionarios en los domicilios de usuarios finales. (Artículo 3, Resolución 40247 de 2016)

Oferta Pública de Cantidades: La comercialización en el mercado mayorista del GLP en Colombia se encuentra regulada en su integridad por la Resolución CREG 053 de 2011, en virtud de la cual Ecopetrol ostenta la calidad de comercializador mayorista de GLP y debe realizar la declaración de las cantidades de GLP que comercializa semestralmente, a la CREG.

Sistema Único de Información: Sistema oficial del sector de servicios públicos domiciliarios del país que recoge, almacena, procesa y publica información reportada por parte de las empresas prestadoras y entidades territoriales; la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, según la Ley 689 de 2001, tiene la responsabilidad de establecerlo, administrarlo, mantenerlo y operarlo para que sirva de referencia verdadera para el sector de servicios públicos domiciliarios del país.

Tanque estacionario: Recipiente utilizado para contener GLP, que por su tamaño y peso permanece fijo en su sitio de emplazamiento, y cuyas características son las establecidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Transporte de GLP: Actividad complementaria al servicio público domiciliario de GLP, que consiste en movilizar grandes cantidades de GLP a granel, entre un Punto de Recibo del Transportador y un punto de Entrega del Transportador (Resolución CREG 053 de 2011), que se realiza por poliductos, propanoductos, vehículos-tanque y planchones en el caso de transporte fluvial. (Resolución CREG 074 de 1996)

SIGLAS

AEO:	Perspectiva Energética Anual, por sus siglas en inglés (Annual Energy Outlook)
AIE:	Agencia Internacional de Energía
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BPD:	Barriles por día
BRENT:	Petróleo de referencia europea
BTU:	Unidad Térmica Británica, por sus siglas en inglés (British Thermal Unit)
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CIAC:	Combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DOE:	Departamento de Energía de Estados Unidos
EDS:	Estación de servicio
ETPAGN:	Estudio Técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural
EIA:	Administración de Información Energética de Estados Unidos
FNCER:	Fuentes no convencionales de energía renovable
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
GNCV:	Gas Natural Comprimido Vehicular
GNL:	Gas Natural Licuado
IPSE:	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas
kg:	kilogramos
kt:	kilotoneladas
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MTPA:	Millones de toneladas métricas por año
MT:	Millones de toneladas
NGL:	Líquidos de gas natural, por sus siglas en inglés (Natural gas liquids)
ONU:	Organización de las Naciones Unidas
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SUI:	Sistema Único de Información de la SSPD
OPC:	Oferta Pública de Cantidades de GLP con precio regulado
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PAGN:	Plan de Abastecimiento de Gas Natural
PCH:	Pequeñas centrales hidroeléctricas
PIACL:	Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos
PIAGLP:	Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo
PIB:	Producto Interno Bruto
PND:	Plan Nacional de Desarrollo
PNSL:	Plan Nacional de Sustitución de Leña
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SNT:	Sistema Nacional de Transporte
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STEO:	Perspectivas energéticas a corto plazo (Short Term Energy Outlook)
t:	Tonelada métrica
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
VSS:	Viviendas sin servicio
WTI:	West Texas Intermediate
WLGA:	World Liquid Gas Association
ZNI:	Zonas No Interconectadas

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1-1. Directrices según Decreto 1135 de 2022 y 1281 de 2020.	16
Gráfico 1-2. Consideraciones generales al PIAGLP	17
Gráfico 1-3. Línea del tiempo normativa a la planeación indicativa del abastecimiento de GLP	18
Gráfico 2-1. Cambio anual en el consumo de energía primaria.....	19
Gráfico 2-2. Suministro mundial de energía primaria por fuente - 2024	20
Gráfico 2-3. Producción mundial de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año)	22
Gráfico 2-4. Producción mundial de GLP en 2024, por fuente.....	22
Gráfico 2-5. Distribución regional a nivel internacional de producción de GLP	23
Gráfico 2-6. Principales países productores de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año).....	23
Gráfico 2-7. Producción de GLP en Latinoamérica 2014-2024 (Millones de toneladas/año).....	24
Gráfico 2-8. Consumo de GLP por país, 2014-2024 (Millones de toneladas/año).....	25
Gráfico 2-9. Consumo internacional de GLP por sector en 2024.....	25
Gráfico 2-10. Consumo mundial de GLP en petroquímica 2014-2024.....	26
Gráfico 2-11. Consumo histórico de GLP en transporte a nivel internacional, 2014-2024 (Millones de toneladas por año)	26
Gráfico 2-12. Exportación internacional de GLP, 2014-2024 (Millones de toneladas/año).....	27
Gráfico 2-13. Importación internacional de GLP, 2014-2024 (Millones de toneladas/año).....	27
Gráfico 2-14. Proyección de consumo de GLP por sector, 2024-2040.....	29
Gráfico 2-15. Proyección de consumo de GLP, 2025-2040 (Millones de toneladas/año)	30
Gráfico 3-1. Producción nacional histórica de GLP por tipo de fuente.....	33
Gráfico 3-2. Producción histórica de GLP a partir de fuentes nacionales	33
Gráfico 3-3. Distribución de la producción de GLP entre Ecopetrol y otros agentes.....	34
Gráfico 3-4. Importación histórica de GLP (Toneladas/año)	35
Gráfico 3-5. Calidad de las principales fuentes de GLP en 2024	37
Gráfico 3-6. Consumo histórico de GLP 2014-2024 (Toneladas/año).....	38
Gráfico 3-7. Participación sectorial en consumo de GLP 2014-2024 (Toneladas/año).....	39
Gráfico 3-8. Consumo histórico de GLP por sectores (%).....	39
Gráfico 3-9. Consumo histórico de GLP por cilindros, tanques estacionarios y redes (Toneladas/año)	40
Gráfico 3-10. Comparativo del consumo de GLP según presentación entre 2014 vs. 2024 (Toneladas/año).....	40
Gráfico 3-11. Consumo de GLP por departamento en 2024 (toneladas por mes)	41
Gráfico 3-12. Consumo de GLP por departamento, 2014 Vs. 2024 (Toneladas por año)	42
Gráfico 3-13. Consumo de GLP en cilindros y tanques, por departamento en 2024 (Toneladas/año)	42
Gráfico 3-14. Consumo de GLP por redes de distribución por departamento en 2024.....	43
Gráfico 3-15. Participación zonal de cilindros y tanques estacionarios en el consumo de GLP en cilindros y tanques estacionarios en 2024 (%).....	43
Gráfico 3-16. Participación zonal de GLP por redes de distribución en el consumo de GLP en 2024 (%)	44
Gráfico 3-17. Consumo de GLP per cápita por departamento en 2024	45
Gráfico 3-18. Mapa de consumo de GLP per cápita por departamento en 2024	45
Gráfico 3-19. Población que depende principalmente de combustibles y tecnologías contaminantes para cocinar, por departamento (% y No. de habitantes). Año 2023.....	47

Gráfico 3-20. Viabilidad técnica para la sustitución de combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes. 2023.....	48
Gráfico 3-21. Generación en ZNI por tipo de energético en 2024	52
Gráfico 4-1. Comparativo del Potencial de Producción de GLP entre 2020 y 2025	55
Gráfico 4-2. Comportamiento PTDV vs PP, DP 2025-2029.....	55
Gráfico 4-3. GLP como gas de operación (Ton/mes).....	56
Gráfico 4-4. Comportamiento anual de PTDV	56
Gráfico 4-5. Comportamiento de Cusiana, DP 2025-2029	57
Gráfico 4-6. Comportamiento de Cupiagua, DP 2025-2029.....	57
Gráfico 4-7. Comportamiento de la Refinería de Barrancabermeja, DP 2025-2029.....	58
Gráfico 4-8. Comportamiento de la Refinería de Cartagena, DP 2025-2029.....	58
Gráfico 4-9. Comportamiento del campo Dina, DP 2025-2029.....	59
Gráfico 4-10. Comportamiento del campo Capachos, DP 2025-2029	59
Gráfico 4-11. Escenario de Oferta 1 - Tendencial	61
Gráfico 4-12. Escenario de Oferta 2 - Cobertura.....	62
Gráfico 4-13. Escenario de Oferta 3 - Optimista	63
Gráfico 4-14. Descripción de escenarios de oferta GLP 2025-2034.....	64
Gráfico 4-15. Escenarios de Oferta de GLP, 2024-2034 (Toneladas/mes)	65
Gráfico 4-16. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 1 - Tendencial.....	68
Gráfico 4-17. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 2 - Cobertura.....	70
Gráfico 4-18. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 3 – Crecimiento.....	72
Gráfico 4-19. Descripción escenarios de demanda de GLP 2025-2034	73
Gráfico 4-20. Consolidado de escenarios de demanda de GLP, 2025-2034	73
Gráfico 4-21. Proyección nodal en el Escenario de Demanda 2	75
Gráfico 4-22. Participación regional en la proyección del Escenario de Demanda 2	76
Gráfico 5-1. Balance consolidado PIAGLP 2025-2034.....	77
Gráfico 5-2. Balance entre escenarios de Oferta 1 Vs. Demanda 1, 2 y 3.....	78
Gráfico 5-3. Balance entre escenarios de Oferta 2 Vs. Demanda 1, 2 y 3.....	78
Gráfico 5-4. Balance entre escenarios de Oferta 3 Vs. Demanda 1, 2 y 3.....	79
Gráfico 6-1. Estructura de la cadena de suministro de GLP en Colombia.....	80
Gráfico 6-2. Sistemas de Transporte de GLP a 2024.....	85
Gráfico 7-1. Evolución del precio del petróleo – Nov 2018 a May 2024	87
Gráfico 7-2. Precios históricos de referencia Mont Belvieu	88
Gráfico 7-3. Variaciones precios Brent y Propano.....	88
Gráfico 7-4. Proyección de precios anuales ajustados a partir de AEO 2025.....	90
Gráfico 7-5. Precio de suministro de GLP puesto en puerto – Referencia Mont Belvieu	90
Gráfico 7-6. Precios de GLP por campo nacional.....	91
Gráfico 7-7. Precio máximo regulado GLP de Refinerías	92
Gráfico 7-8. Precio máximo regulado GLP de otros campos nacionales.....	92
Gráfico 7-9. Proyección de precios de GLP por campo nacional	94
Gráfico 8-1. Ubicación espacial de nodos del modelo de simulación del PIAGLP 2025-2034.....	98
Gráfico 8-2. Nodos de oferta, nodos de demanda y rutas UPME.....	100

Gráfico 8-3. Diagrama de flujo de la herramienta de modelación PIAGLP	101
Gráfico 8-4. Costo flete de GLP por carretera Vs. distancia de carreteras.....	103
Gráfico 8-5. Despacho de GLP por nodos de oferta - Escenario de simulación 1 (kt/mes).....	104
Gráfico 8-6. Despacho de GLP por nodos de oferta en el Escenario de simulación 2 (kt/mes)	106
Gráfico 8-7. Elementos fallidos (nodos de demanda y/o tramos) con mayor aporte a VEDNA en 2025-2034	110
Gráfico 8-8. Evolución de VEDNA por región	110
Gráfico 10-1. Componentes CAPEX Almacenamiento de GLP.....	117
Gráfico 10-1. Ubicaciones de los AE.....	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1. Número de hogares a sustituir por GLP para el horizonte 2025 – 2034.....	46
Tabla 3-2. Departamentos con viabilidad técnica para sustituir uso de leña y otros CIAC por GLP según el PNSL (2023)	48
Tabla 4-1. Ampliación de capacidad de importación, a corto y mediano plazo	62
Tabla 4-2. Ampliación de capacidad de importación a largo plazo.....	63
Tabla 4-3. Comparación de escenarios de oferta de GLP	65
Tabla 4-4. Nodos de oferta PIAGLP 2025.....	66
Tabla 4-5. Metodología y variables para la proyección tendencial de demanda de GLP	68
Tabla 4-6. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 1 (Tendencial).....	69
Tabla 4-7. Proyección demanda de GLP en Transporte	69
Tabla 4-8. Aporte a la demanda debido a otros usos – Escenario de demanda 2	70
Tabla 4-9. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 2 (Cobertura).....	71
Tabla 4-10. Aporte a la demanda debido a otros usos – Escenario de demanda 3.....	72
Tabla 4-11. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 3 (Crecimiento).....	73
Tabla 4-12. Nodos de demanda UPME.....	74
Tabla 4-13. Distribución nodal de la demanda - Escenario 2 (kt por año).....	75
Tabla 6-1. Tarifas de transporte de GLP por ductos, vigentes a partir de marzo 15 de 2025.....	82
Tabla 7-1. Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP.....	89
Tabla 8-1. Nodos de oferta modelo de simulación PIAGLP 2025-2034.....	96
Tabla 8-2. Nodos de demanda – modelo de simulación PIAGLP 2025	97
Tabla 8-3. Cantidades abastecidas por cada nodo de oferta.....	104
Tabla 8-4. Demanda no abastecida por nodo de demanda – Escenario de Simulación 1	105
Tabla 8-5. Participación de las rutas en el Escenario de simulación 1	105
Tabla 8-6. Participación de los nodos de oferta en el Escenario 2 de simulación	107
Tabla 8-7. Nodos con mayor demanda atendida – Escenario de Simulación 2.....	107
Tabla 8-8. Participación de las rutas en el Escenario de simulación 2	108
Tabla 9-1. Ubicación de los AE obtenidos en el modelo de simulación de confiabilidad	115
Tabla 10-1. CAPEX Almacenamientos de GLP por región	118
Tabla 11-1. AE según PIAGLP 2025-203	121

Introducción

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) desempeña un papel estratégico en el sistema energético de Colombia debido a su versatilidad, facilidad de transporte, menor costo e impacto ambiental frente a otros energéticos, particularmente combustibles líquidos. Este recurso, ampliamente utilizado en todo el país, es vital en zonas rurales y de difícil acceso, donde otras fuentes de energía presentan mayores limitaciones logísticas, operativas y/o financieras para su implementación, y contribuye significativamente a la meta de generar progresivamente menos emisiones de gases de efecto invernadero, al reemplazar combustibles más contaminantes como la leña y el carbón, en el marco de la implementación de la transición energética nacional.

En el contexto de garantizar el suministro a la demanda nacional, el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado del Petróleo – PIAGLP 2025-2034, elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, presenta un análisis sobre las diversas variables que afectan actualmente al sector del GLP, con el objetivo de brindar recomendaciones al Ministerio de Minas y Energía - MME, en función del fortalecimiento del abastecimiento y la confiabilidad de este energético, en el mediano y largo plazo, bajo el marco de la seguridad energética nacional.

Es así como en este documento se analizan diversas alternativas de oferta de este energético, como medida para asegurar la cobertura de la demanda nacional. De esta manera, se desarrollaron tres (3) escenarios de análisis a nivel nacional que consideran tanto las fuentes nacionales como la infraestructura de importación existente y los proyectos relacionados que se encuentran en desarrollo por parte del sector privado. El primer escenario – Tendencial – considera las cantidades totales de GLP disponible para la venta (PTDV) según la Declaración de Producción 2025-2029 emitida por el Ministerio de Minas y Energía – MME en mayo de 2025 y la última Oferta Pública de Cantidades emitida por Ecopetrol; el segundo escenario – Cobertura – incorpora nueva oferta a partir del Potencial de Producción (PP) y ampliaciones a corto plazo en la capacidad actual de importación; y por último, el tercer escenario – Optimista – contempla tanto cantidades adicionales de GLP provenientes de áreas con prospectiva geológica favorable para la producción de gas natural rico en componentes livianos, como la ampliación de las capacidades de importación, por etapas, hacia el mediano plazo. Se destaca que los escenarios Tendencial y Cobertura son considerados para los análisis de balance volumétrico y de simulación, mientras que las cantidades prospectivas dimensionadas para el escenario Optimista no fueron integradas en el ejercicio de simulación, dada la incertidumbre asociada a su materialización.

Se estima que a nivel de oferta agregada entre nacional e importada, en el período 2025-2034, entre los tres escenarios establecidos, se contaría con cantidades totales entre 59.259 toneladas/mes para el escenario Tendencial, a 152.608 toneladas/mes para el escenario de mayor oferta.

Por otro lado, los escenarios de demanda tienen como punto de partida el comportamiento histórico del consumo y contemplan proyecciones bajo diferentes perspectivas de crecimiento, a través de supuestos particulares en los que las necesidades de GLP aumentan tanto en el servicio público domiciliario, considerando el crecimiento tendencial y el cumplimiento de las metas del Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de Uso Ineficiente y Altamente Contaminante – PNSL, como en los sectores de transporte y la generación de energía eléctrica tanto en Zonas No Interconectadas (ZNI) como en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). De esta manera, el primer escenario de demanda – Tendencial – se basa en la proyección del consumo histórico del GLP, asumiendo que continúa por la senda actual, es decir, no se considera la implementación de nuevas

políticas públicas ni cambios tecnológicos que motiven de forma significativa el incremento en su consumo durante la próxima década; el segundo escenario – Cobertura –, se construye a partir del primer escenario agregando una demanda adicional en los departamentos con mayor viabilidad técnica para la sustitución por GLP según el PNSL de 2023 y contando con la participación de este energético en el sector transporte, en generación de energía en ZNI y en generación térmica como combustible complementario al gas natural; por último, el tercer escenario – Crecimiento – tiene como propósito valorar el supuesto de “qué pasaría si” la participación del GLP resulta más significativa en el sector de generación de energía, tanto en ZNI como en generación térmica dirigida al SIN, además de considerar los efectos del cumplimiento de metas más ambiciosas en relación con el cubrimiento del PNSL.

A partir de los escenarios descritos se elaboran los balances de GLP a nivel nacional, los cuales permiten observar que, mediante la oferta nacional estimada junto con la capacidad de importación dada la infraestructura existente y las ampliaciones anunciadas por los diferentes agentes de la cadena, se garantizarían las condiciones de abastecimiento de la demanda nacional en los próximos diez años. Con base en esto, se desarrolló la simulación del sistema de transporte dada la cadena logística y de mercado específica para este energético, con el objetivo de plantear las capacidades y ubicaciones óptimas de almacenamientos estratégicos que permitan mantener la estabilidad del sistema y la confiabilidad ante posibles restricciones insalvables en la oferta. Lo anterior, considerando que la mayoría del producto es transportado por carretera en vehículos con capacidades limitadas, y que, para el 2034, se proyecta que alrededor de un 77% de la demanda nacional se atendería con oferta proveniente de Cartagena (incluyendo el GLP importado), y por lo tanto se requerirá de una capacidad logística y de almacenamiento más robusta, que mitigue los riesgos relacionados a eventos naturales, factores sociales, entre otras variables que pudieran afectar su operación. Adicionalmente, es importante considerar los retos que estos cambios representan en el suministro regional, teniendo en cuenta que los precios del GLP para el usuario final pueden verse afectados como consecuencia de las distancias locales desde las nuevas fuentes de suministro.

Finalmente, este documento busca proporcionar recomendaciones para la construcción de lineamientos de política pública bajo un marco integral para la planificación del sector del GLP, con el objetivo de brindar condiciones que garanticen el abastecimiento y confiabilidad del mercado interno, las cuales, a su vez, requieren de señales normativas, regulatorias y mecanismos que propicien las inversiones y ejecución de obras correspondientes. Dichas acciones son fundamentales para reducir los riesgos asociados a la concentración de la producción en determinadas regiones del país, la movilización y/o transporte del producto hacia los diferentes centros de consumo, el reconocimiento de excedentes de producción no planeados, entre otras. Lo anterior, partiendo de un análisis robusto que permita anticipar las demandas futuras, identificar las oportunidades y desafíos que enfrenta el sector para asegurar la sostenibilidad del GLP como recurso clave para la transición energética y el desarrollo nacional.

1. MARCO NORMATIVO

El Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP - PIAGLP, como instrumento de planeación, se desarrolla a partir de elementos normativos que se han ramificado, en gran medida, del Plan Indicativo de Abastecimiento Combustibles Líquidos - PIACL.

Históricamente, el empleo del GLP en Colombia se remonta desde la década de 1930, cuando de manera informal se distribuían cilindros con este producto desde las refinerías de Barrancabermeja y Tibú¹. Como resultado de su precio competitivo y de la facilidad para transportarlo a cualquier ubicación dada su portabilidad, su uso se fue extendiendo a todo el territorio nacional con vocación para actividades de cocción de alimentos, como una alternativa al carbón, la leña, el queroseno y la energía eléctrica, lo que conllevó a la definición de disposiciones legales concordantes como el Decreto 1056 de 1953², donde se declaró de utilidad pública a la industria del petróleo, incluyendo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

En línea con esta regulación, en el artículo 80 de la Constitución Política de 1991, se estableció el rol del Estado en la planeación, manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución, y enfatizó en su artículo 365 que “(...) los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional(...)”.

Posteriormente, por medio del artículo 4 de la Ley 142 de 1994 se estableció la esencialidad de los servicios públicos, entre ellos el servicio público domiciliario de gas combustible, reiterando en el numeral 8.2 del artículo 8, la competencia de la Nación para “...planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible”.

Es entonces que, considerando las disposiciones plasmadas en la Ley 142 de 1994 en relación con las facultades conferidas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, se reguló el servicio público domiciliario del GLP, mediante Resolución CREG No. 74 de 1996³, donde se estableció que “la distribución de gases licuados del petróleo (GLP) y todas sus actividades complementarias, son un servicio público (...)”, dentro de la categoría de gas combustible.

A partir del desarrollo normativo presentado, el GLP toma un rol más relevante dentro de las estrategias de ejecución de política pública, lo que se ve reflejado en el Plan Nacional de Desarrollo (DNP) 2003-2006 aprobado por la Ley 812 de 2003 donde se promovió “(...) la integración energética regional para energía eléctrica, gas natural y GLP, donde esta sea posible y/o la construcción de pequeñas centrales de gas domiciliario, en las ciudades capitales de los departamentos no interconectados (...)”, toda vez que este energético era más utilizado en el proceso de cocción de alimentos, presentando, además, ventajas logísticas para su transporte a zonas de difícil acceso.

Posteriormente, el PND 2006-2010, adoptado mediante Ley 1151 de 2007, priorizó trabajar en la masificación del uso del GLP, sin afectar sus otros usos como el de la industria petroquímica.

Considerando el desarrollo normativo descrito, mediante Decreto 1617 de 2013⁴, se le otorga al Ministerio de Minas y Energía - MME, la función de “adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocom-

1 Ministerio de Minas y Energía. 2024. Consulta del 15 de marzo de 2025. Disponible para consulta en: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>

2 Decreto por el cual se expide el Código de Petróleos.

3 Modificada por la Resolución CREG 96 de 1996, la Resolución CREG 146 de 1997, la Resolución CREG 131 de 2001 y la Resolución CREG 71 de 2002.

4 Decreto 1617 de 2013 Artículo 1°. Funciones: Modifíquese y adicionase el Artículo 2° del Decreto 381 de 2012, el cual quedará así: (...)“32.

bustibles”. Este Ministerio, a su vez, y por medio del Decreto 1258 de 2013, hoy derogado por el Decreto 2121 de 2023, estableció como función de la Subdirección de Hidrocarburos de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, entre otras, el “(...) planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero energéticos, producir y divulgar la información requerida para la formulación de políticas y toma de decisiones, y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas” y el “(...) elaborar los planes indicativos de abastecimiento de hidrocarburos con base en los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía y proponer estrategias para satisfacer los requerimientos de la población”.

Ahorabien, en el PND 2014-2018, adoptado mediante Ley 1753 de 2015, se asignó al MME como el encargado de expedir la reglamentación de “(...) las condiciones de priorización en la utilización del GLP en situaciones de escasez, y en general la política energética aplicable al GLP en todo el territorio nacional”, identificando la necesidad de establecer lineamientos en relación con el abastecimiento de GLP a través del Decreto 2251 de 2015,⁵ instituyendo en términos de planeación las siguientes directrices:

- El MME declarará el inicio de un periodo racionamiento programado cuando se prevea que en futuro la oferta de GLP va a ser inferior a la demanda.
- Se prioriza el abastecimiento de GLP en periodo de racionamiento programado, una vez descontadas las cantidades mínimas de continuidad operativa de las refinerías.
- La UPME establecerá los costos de racionamiento de GLP, los cuales se calcularán por clase de usuarios y varios periodos de duración.
- La infraestructura para garantizar la seguridad de abastecimiento del GLP deberá ser contemplada en el PIACL.

Posteriormente, mediante documento base del PND 2018-2022, adoptado a través de la Ley 1955 de 2019,⁶ se estableció que “La UPME, con base en los lineamientos del MME, realizará cada dos años el balance de oferta y demanda del GLP y combustibles líquidos con un horizonte de planeación de 10 años e identificará proyectos de infraestructura necesarios para garantizar la seguridad de su abastecimiento y confiabilidad”.

Para el año 2020, mediante Decreto 1281 de 2020⁷ se desarrollaron las disposiciones generales aplicables al PIACL, donde establece que a partir de los proyectos que adopte el MME del PIACL, éste podrá expedir el Plan de Continuidad, así como el Plan de Expansión de la Red de Poliductos en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles. Así mismo, indica que el PIACL “...contendrá el listado de proyectos y servicios, elegibles y requeridos, para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad de la cadena de combustibles líquidos en el corto, mediano y largo plazo, así como sus esquemas y período de remuneración, los tiempos requeridos para su planeación, ejecución y puesta en operación. Dicho plan deberá tener en cuenta, con la mejor información disponible: las proyecciones de niveles de oferta y demanda de crudo, de combustibles líquidos derivados del petróleo y de biocombustibles, así como las condiciones actuales de la infraestructura de la cadena de abastecimiento”.

Es así como, en relación con la estructura del desarrollo e implementación del PIACL, el Decreto 1135 de 2022,⁸ estableció las directrices descritas en el Gráfico 1-1.

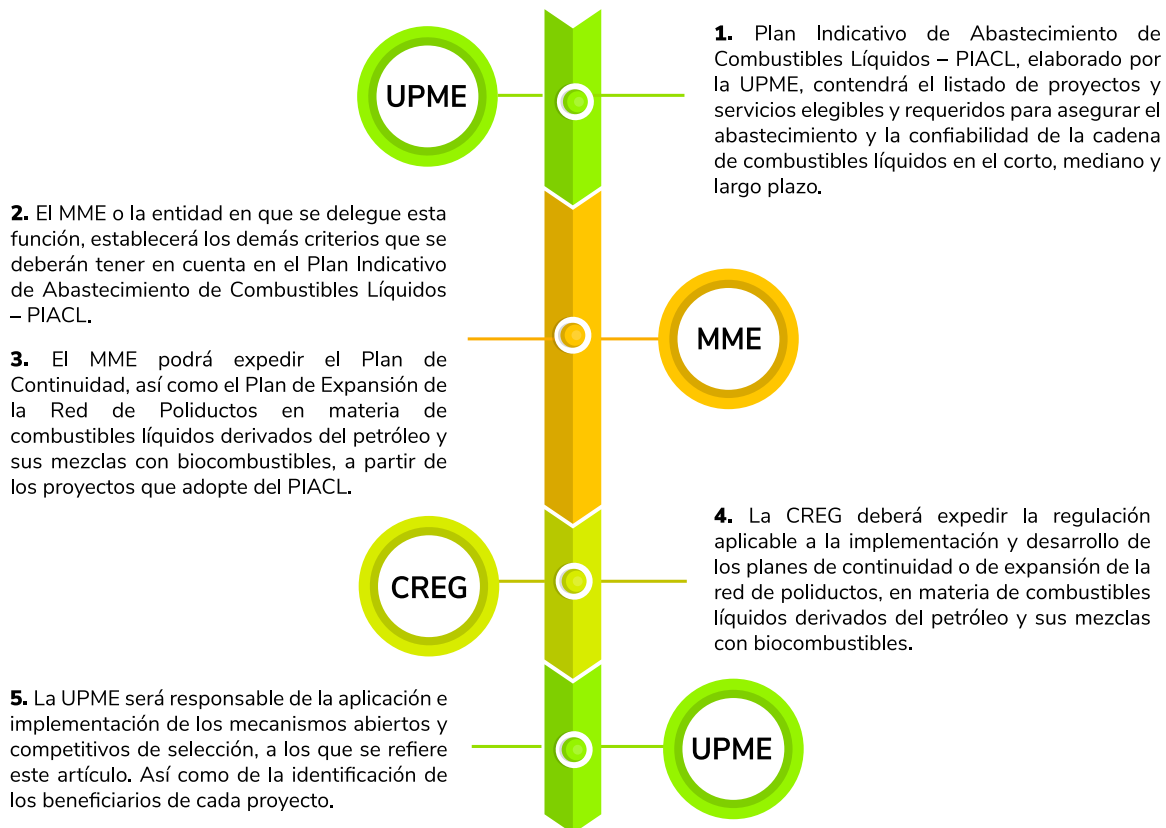
5 Compilado en Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

6 Artículo 2 de la Ley 1955 de 2019 “El documento denominado Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022: Pacto por Colombia, pacto por la equidad (...) es parte integral del Plan Nacional de Desarrollo, y se incorpora a la presente Ley como un anexo”.

7 Compilado en Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

8 Compilado en Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

Gráfico 1-1. Directrices según Decreto 1135 de 2022 y 1281 de 2020.



Fuente: Elaboración UPME considerando Artículo 4 Decreto 1135 de 2022 y Artículo 1 Decreto 1281 de 2020.

Debido a la dinámica de evolución normativa descrita para el GLP, se ha identificado un desarrollo complementario dentro del PIACL para su planeación, teniendo en cuenta que las actividades de suministro, producción, almacenamiento y distribución se efectúan en estado líquido, aunque se concibe como un servicio público domiciliario perteneciente al mismo sector de gases considerados en la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible⁹, toda vez que el GLP es y se consume en estado gaseoso bajo condiciones atmosféricas estándar.

Esta asimilación de GLP como gas combustible, es reforzada por medio de la expedición de la Ley 2128 de 2021 en donde se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país, y en términos de su desarrollo, establece a través de los artículos 3 y 4, directrices hacia el MME y entidades adscritas, para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en su suministro, así como la adopción de una política pública que establezca las condiciones para promover la masificación del uso de gas combustible como eje de la transición energética.

Partiendo de lo anterior, si bien dicha evolución normativa del GLP describe amplitud de definiciones, y generaliza la planeación del GLP en estudios y análisis que hacen parte del PIACL, es en el Decreto 1310 de 2024¹⁰, donde se sustraen indicaciones específicas al PIAGLP, las cuales se presentan en el Gráfico 1-2 y Gráfico 1-3.

⁹ (Corte Constitucional, 2020) Sentencia C-485/20. Bogotá D.C.

¹⁰ Modifica el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, en lo relacionado con el almacenamiento estratégico de combustibles líquidos, sus mezclas con biocombustibles y el Gas Licuado de Petróleo (GLP). Su objetivo principal es garantizar la seguridad energética nacional y asegurar un suministro continuo de estos combustibles, especialmente en zonas de frontera.

Gráfico 1-2. Consideraciones generales al PIAGLP



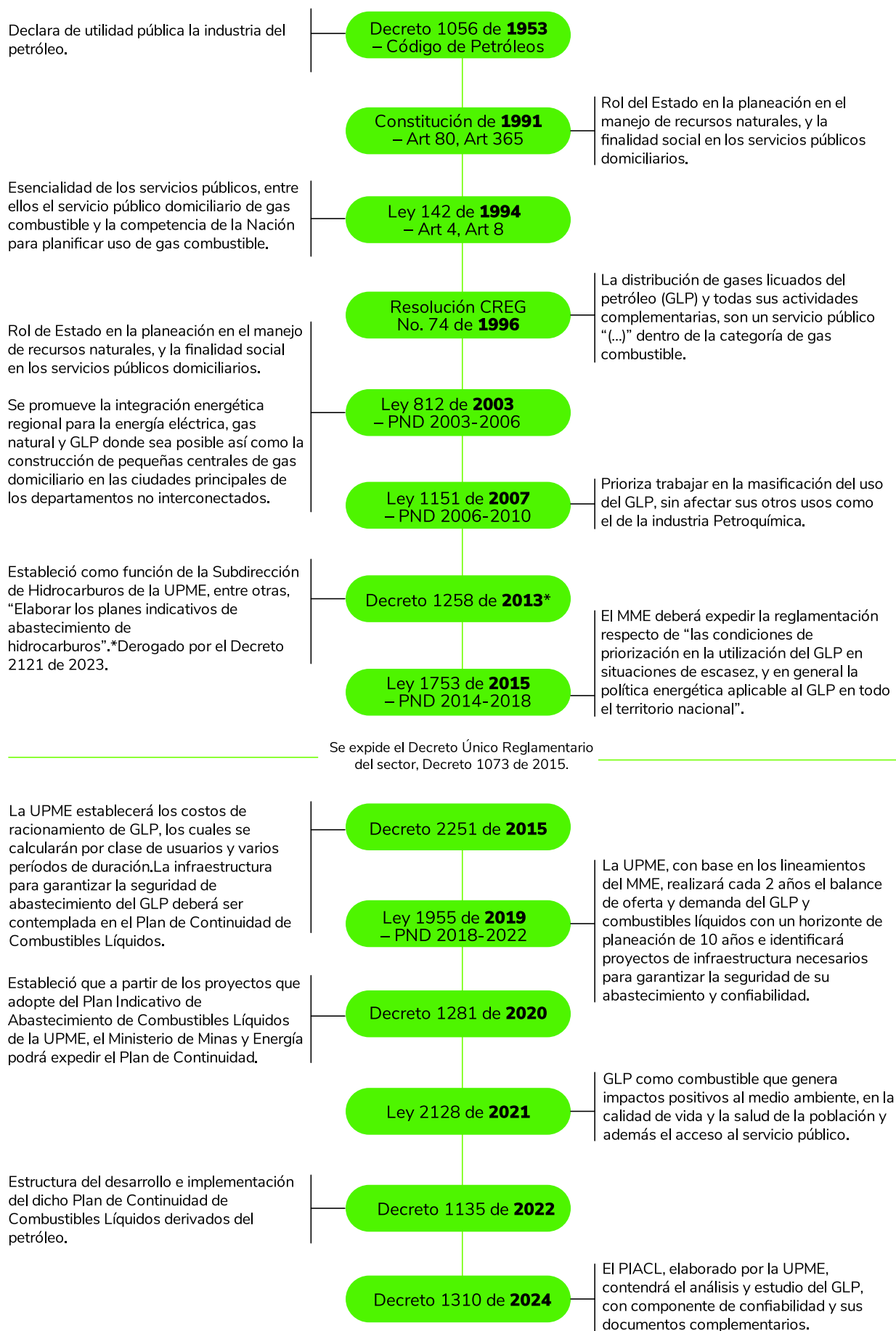
Fuente: Elaboración UPME con base en el Decreto 1310 de 2024.

En atención a las funciones conferidas a la UPME, y dado que la infraestructura para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del GLP debe ser considerada en el PIACL, este documento se constituye como complementario y parte integral del PIACL en lo referente al análisis y estudio específico del GLP en sus componentes de abastecimiento y confiabilidad.

En conclusión, la UPME desarrolla el estudio y análisis del GLP en coordinación con el PIACL, teniendo en cuenta la participación de las autoridades y agentes involucrados que confluyen en el marco institucional vigente, y se nutre de elementos normativos objeto de planeación, presentados en el Anexo 1 - Elementos normativos objeto de planeación al abastecimiento del GLP, con la finalidad de propender por el abastecimiento y la confiabilidad, planificados en términos de disponibilidad y suministro de GLP, "... como combustible que genera impactos positivos al medio ambiente, en la calidad de vida y la salud de la población mediante el acceso al servicio público"¹¹.

¹¹ Artículo 1, Ley 2128 de 2021.

Gráfico 1-3. Línea del tiempo normativa a la planeación indicativa del abastecimiento de GLP



Fuente: Elaboración UPME

2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL GLP

Este capítulo presenta de manera general, las condiciones del mercado internacional del GLP, identificando tanto las regiones que lideran su producción y consumo a nivel global, como las tendencias y factores que afectan actualmente su comercialización.

Por un lado, la oferta mundial de GLP está influenciada por factores tan diversos, como la capacidad de procesamiento de gas, la calidad y composición del gas húmedo que sirve de fuente, así como las inversiones en proyectos de exploración y producción de petróleo que proyectan futuras reservas; en este aspecto, Estados Unidos se destaca como el principal productor de GLP.

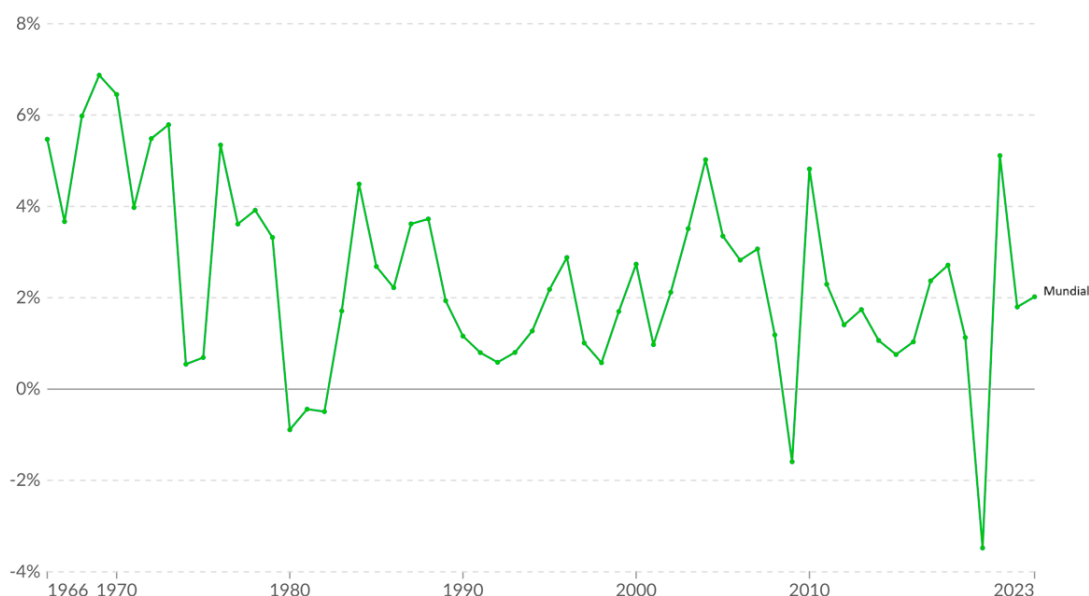
Por otra parte, la demanda mundial de GLP enfrenta desafíos a largo plazo, previendo una disminución de su consumo en sectores como la agricultura, la industria y el transporte, como resultado de la adopción de políticas gubernamentales que promueven una mayor electrificación y uso de energías renovables en la matriz energética mundial. No obstante, se espera que el uso de GLP en el sector petroquímico experimente un crecimiento progresivo hasta el año 2033, debido al rápido desarrollo de esta industria en la región Asia-Pacífico, especialmente en China.

2.1. Consumo energético actual

El sistema energético mundial se ha transformado drásticamente desde la Revolución Industrial. Desde entonces, se observa que la demanda de energía está en constante transformación a medida que las personas mejoran su calidad de vida y las poblaciones aumentan. De manera que, si esta demanda no se compensa con mejoras en la eficiencia energética, el consumo energético mundial seguirá creciendo año tras año, suponiendo mayor complejidad al desafío de la transición hacia la producción de energía con bajas emisiones de carbono.

En el Gráfico 2-1 se muestra cómo ha ido cambiando el consumo energético mundial de un año a otro, siendo el cambio expresado como porcentaje del consumo del año anterior. Se observa que el consumo mundial de energía ha aumentado casi todos los años desde la década de los 60, a excepción de la crisis del petróleo entre 1973-1979, la crisis financiera en 2009 y la pandemia del Covid-19 en 2020.

Gráfico 2-1. Cambio anual en el consumo de energía primaria



Fuente: Tomada y modificada de OurWorldinData.org/energy | CC BY; datos de U.S. Energy Institute – Statistical Review of World Energy (2024)

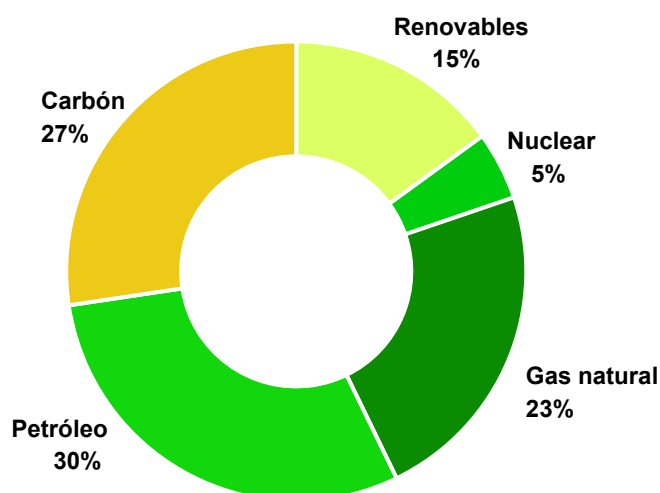
Según análisis del Instituto Goddard de Investigaciones Espaciales (GISS) de la Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA)¹², con un incremento de 1,55 °C en la temperatura promedio global, 2024 se registró como el año más cálido en la historia moderna del planeta. Este comportamiento, no sólo ha aumentado la creciente presión política para reducir las emisiones de carbono provocando profundos cambios en el mercado energético global, sino que conlleva que la necesidad de diversificar las fuentes de suministro energético que aseguren la seguridad energética se intensifique.

De acuerdo con el documento *Global Energy Review 2025*¹³, en 2024, el consumo mundial de energía primaria creció un 2,2% en comparación con 2023, llegando a los 650 EJ¹⁴. Su crecimiento se dio a una tasa superior que el promedio anual de incremento del 1,3% observado en la última década. Sin embargo, la demanda de energía creció menos que la economía global, la cual presentó un crecimiento de 3,2% en 2024.

La participación de los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) como porcentaje del crecimiento de la demanda de energía primaria se redujo, pasando de un 82% en 2023 al 54% en 2024, mientras que la participación de las energías renovables en este crecimiento incluyendo hidroelectricidad, solar y eólica aumentó del 14% al 38%; así mismo, la energía nuclear tuvo una participación del 8%, duplicando los niveles de crecimiento de 2023.

Sumado a esto, el Gráfico 2-2 presenta la distribución del suministro total de energía primaria durante el 2024, por tipo de fuente:

Gráfico 2-2. Suministro mundial de energía primaria por fuente - 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos de International Energy Agency

Durante los últimos años se ha contado con importantes avances relacionados con la implementación de energías renovables, especialmente en energía eólica y solar, haciendo que en 2024 la demanda de electricidad haya crecido 4,3%, es decir más que la demanda energética general. Esto refleja tendencias al creciente uso de electrodomésticos de alto consumo energético como los aires acondicionados, la electrificación de las aplicaciones finales de productos y servicios, la digitalización de operaciones, centros de datos e inteligencia artificial.

12 Bardan, R. (2025, enero 10). Aumentan las temperaturas: La NASA confirma que el 2024 fue el año más cálido registrado. Disponible para consulta en:

<https://www.nasa.gov/news-release/aumentan-las-temperaturas-la-nasa-confirma-que-el-2024-fue-el-ano-mas-calido-registrado/>

13 International Energy Agency – IEA, 2025. *Global Energy Review 2025*, disponible para consulta en: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>

14 1 exajoule (EJ) equivale a 1 x 10¹⁸ Joules, y es una medida de cantidad de energía igual a 947,8 BTU o 277,8 TWh. Fuente: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/unit-converter>.

En particular, se destacan las siguientes estadísticas al respecto¹⁵:

- En 2024, la producción global de petróleo crudo alcanzó un récord de 103,3 millones de barriles/día, que representa un incremento de 390 mil barriles por día en comparación con 2023, siendo Estados Unidos la principal fuente de crecimiento, con un promedio de 13,2 millones de barriles diarios en 2024¹⁶.
- Según datos preliminares, el consumo mundial de gas natural creció 2,8% en 2024 (115 bcm) superando el 2% de crecimiento promedio entre 2010-2020 y cubriendo el 40% del aumento de la demanda energética mundial; así mismo, para 2025, la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), proyectó un aumento de la demanda mundial de gas natural impulsada por el crecimiento de los mercados asiáticos¹⁷. Estados Unidos se consolida como el mayor productor de gas natural, aportando al mercado mundial cerca del 25% de la demanda mundial.
- En Estados Unidos, el consumo de carbón ha estado en declive desde 2008 y en Europa, su demanda cayó 22% en 2023 y 19% en 2024.¹⁸ Por otra parte, desde 2023 el consumo de carbón en India superó al de Europa y Norteamérica juntos. Sin embargo, en 2024 el consumo de carbón a nivel mundial alcanzó un máximo histórico con 8.787 millones de toneladas, siendo empleado en las industrias de hierro/acero y generación de electricidad principalmente en China, India y Vietnam.
- Se estima que en 2024¹⁹, las emisiones de gases de efecto invernadero derivados del uso de energía, procesos industriales, quema y fugas de metano, excedieron las 41,6 Gton de CO₂e²⁰ a nivel mundial, excediendo los niveles alcanzados en 2023, de 40,6 Gton CO₂e.

Frente al GLP, un análisis del contexto internacional es requerido para realizar una comparación con la realidad nacional colombiana, de manera que a continuación, se presenta un breve análisis tanto de su oferta como su demanda, previo a la revisión y análisis del entorno nacional.

2.2. Entorno Internacional del GLP

Según estimaciones de *World Liquid Gas Association* o WLGA, para el periodo entre 2010 y 2019 la demanda de GLP creció ininterrumpidamente a un promedio de 3% por año; en 2020, sin embargo, ese crecimiento se detuvo como resultado de la crisis sanitaria y económica generada por la pandemia del Covid-19 que, aunque impactó la demanda del GLP con menor severidad que lo hizo con la demanda de otros derivados del petróleo, generó una reducción de su consumo en 1,3% durante ese año.

Su notable flexibilidad para ser empleado, tanto en sectores energéticos como no energéticos, fue uno de los factores que hicieron posible que la demanda de GLP se mantuviera en ese periodo, pues su consumo experimentó incremento en actividades domésticas durante los confinamientos y su uso en la industria petroquímica se intensificó, alcanzando una demanda superior a 90 millones de toneladas, al ser una de las materias primas en la producción de empaques, equipos médicos, mascarillas y guantes desechables, elementos indispensables para manejar la emergencia sanitaria.

Para el 2021, el GLP demostró ser un producto resiliente y su demanda global se recuperó a niveles de 2% más altos que en 2020, alcanzando 333 millones de toneladas al año; en 2022, cuando la inflación mundial se disparó y el producto interno bruto global se debilitó, la demanda de GLP llegó a 342 millones de toneladas anuales, impulsada por los flujos de líquidos de gas natural desde los campos de shale gas en Estados Unidos y la creciente producción de GLP en el Medio Oriente.

Por otro lado, el conflicto Rusia – Ucrania en 2022 trajo consigo nuevos horizontes geopolíticos y macro-económicos en el mercado global de la energía; en Europa, donde se limitó la compra de crudo y productos refinados rusos como consecuencia de las sanciones por parte de la Unión Europea, se continuó negociando en libertad el GLP, por lo que la demanda en ese continente se mantuvo por el rango de 35 millones de toneladas anuales, aun considerando los altos pero más competitivos precios con respecto al gas natural, que alentó a usar el GLP como combustible de respaldo, en su lugar.

15 Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2024), 73er edition.

16 U.S. Energy Information Administration, Diciembre 2024. Short-Term Energy Outlook.

17 Internacional Energy Agency – Gas Market Report, Q1 – 2025.

18 Internacional Energy Agency – Coal Mid-Year Update, Julio 2024

19 Global Carbon Budget, disponible para consulta en: <https://globalcarbonbudget.org/fossil-fuel-co2-emissions-increase-again-in-2024/>

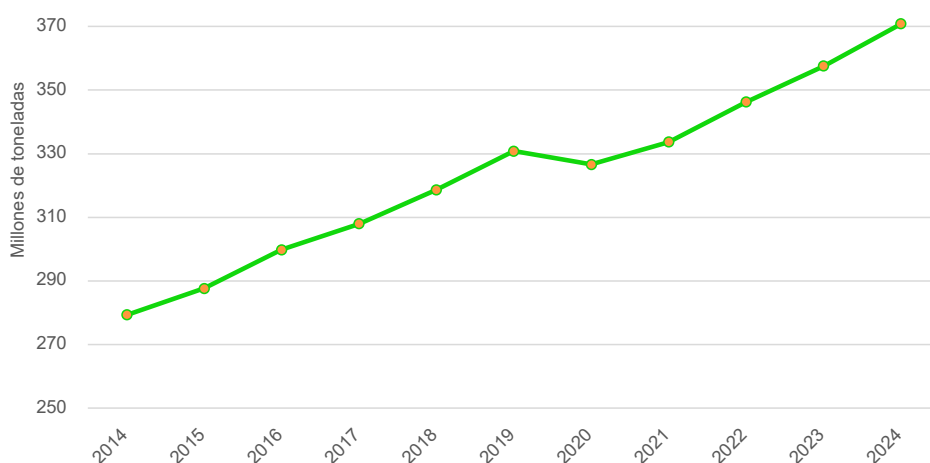
20 CO₂e – Dióxido de carbono equivalente.

2.2.1. Oferta internacional de GLP

El GLP a nivel global se obtiene principalmente durante la explotación de hidrocarburos, como resultado del procesamiento del gas asociado a yacimientos de crudo y/o de gas rico en condensados, o mediante la refinación de crudo. Ambas formas dependen principalmente del grado de inversión realizado en proyectos a largo plazo, bien sea para explorar y explotar crudo, gas asociado, gas húmedo o bien, para ampliar la capacidad de refinación existente.

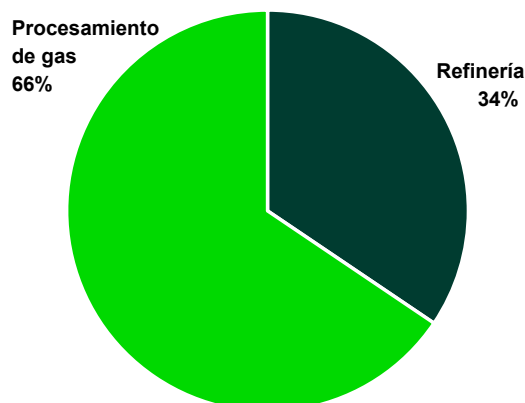
Según cifras del Argus LPG Analytics²¹, la producción mundial de GLP en 2024 presentó un aumento de 3,71% en comparación con 2023, cerrando en casi 371 millones de toneladas anuales (Gráfico 2-3), producción derivada principalmente del procesamiento de gas natural (66%) y el restante (34%), obtenido en refinería (Gráfico 2-4). Se estima que 2025 alcance el orden de 382 millones de toneladas/año, manteniendo la relación de 66/34, según la fuente de producción.

Gráfico 2-3. Producción mundial de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Gráfico 2-4. Producción mundial de GLP en 2024, por fuente

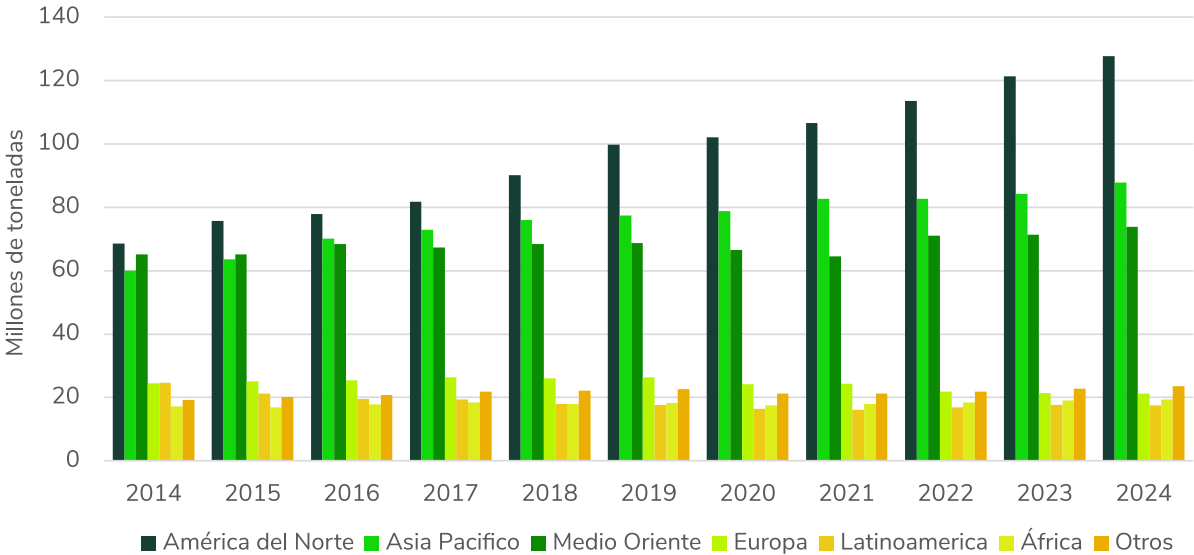


Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

²¹ ARGUS, Long-Term Global LPG Fundamentals – enero de 2025.

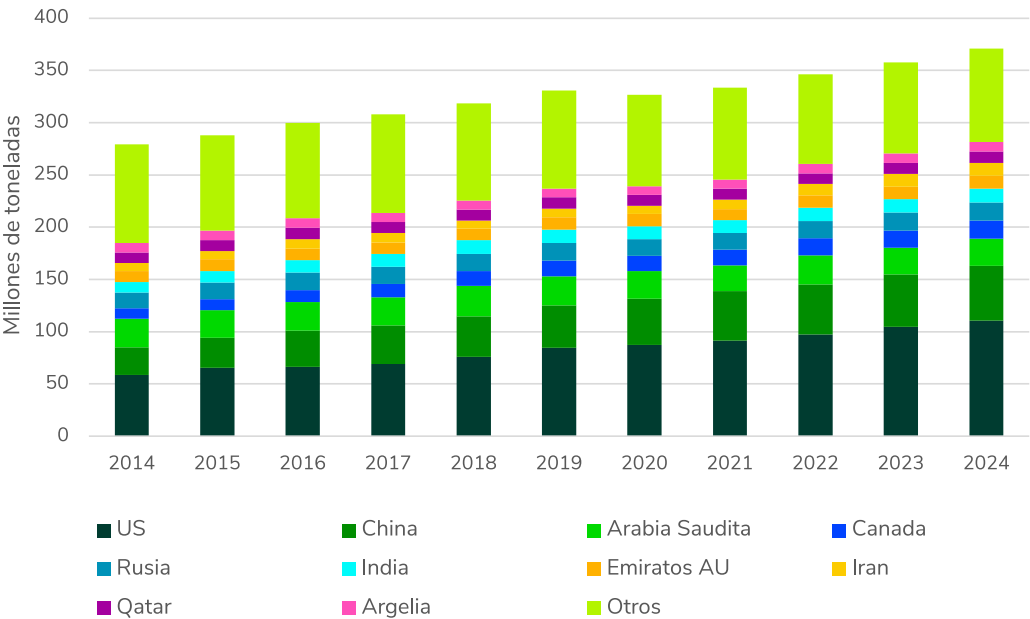
El Gráfico 2-5 presenta las principales regiones productoras de GLP, correspondientes a América del Norte, Asia y Medio Oriente, donde se encuentran los mayores productores de GLP: Estados Unidos, China, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos.

Gráfico 2-5. Distribución regional a nivel internacional de producción de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Gráfico 2-6. Principales países productores de GLP 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

En el Gráfico 2-6 se destacan los 10 países que más han producido GLP durante la última década siendo Estados Unidos, Irán y China, los que más han incrementado su producción en los últimos 2 años, con aumentos anuales promedio de 6,72%, 5,72% y 4,20%, respectivamente.

En el caso de Estados Unidos, aunque la recuperación de los niveles de producción de crudo ha sido lenta desde la pandemia del Covid-19, la producción de GLP en 2022 aumentó un 6,6% frente a 2021, hasta alcanzar 97 millones de toneladas/año, aportando cerca de un 28% de la producción global de GLP en ese año, y del cual un 89% se produjo como resultado del procesamiento de gas natural. En 2023 presentó un incremento destacado, cerrando en 104,7 millones de toneladas/año producidas y en 2024, superó esta cifra, con una producción total de 110,7 millones de toneladas.

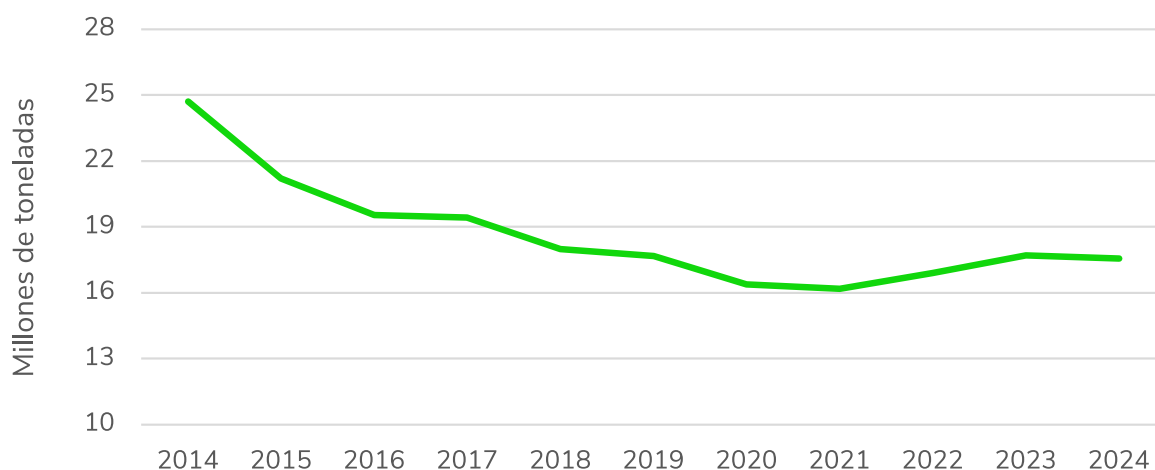
Lo anterior, en general, ha sido posible gracias a la producción de volúmenes, cada vez mayores, de líquidos de gas natural (NGL, por sus siglas en inglés) provenientes de yacimientos no convencionales y que, como consecuencia, hicieron posible que Estados Unidos sea a la fecha, el principal exportador de GLP del mundo. Lo anterior, apoyado también por la rápida ampliación de la infraestructura exportadora para atender inicialmente los mercados de México, el Caribe, Centro y Suramérica, para luego incursionar en el mercado asiático, con la ampliación del Canal de Panamá.

China, por su parte, sigue siendo el segundo mayor productor de GLP a nivel mundial, contribuyendo con el 15% de la oferta mundial en 2024, superando los 52 millones de toneladas anuales, que refleja un incremento del 4,98% en comparación con 2023, cifras derivadas totalmente de operaciones de refinería, las cuales han crecido a medida que se incrementan las importaciones de GLP desde Estados Unidos a la región asiática.

Arabia Saudita, siendo el tercer productor más grande a nivel mundial, aportó 26 millones de toneladas anuales en 2024, es decir, un 7,5% de la producción global de GLP. Esta cifra representa un incremento del 2,4% frente a la producción de 2023, cifra muy superior a la producción de los demás países que continúan en la lista de los mayores productores de GLP, pues Canadá, que es el 4to mayor productor, aporta cerca de 16,9 millones de toneladas/año.

En relación con la producción de GLP en Latinoamérica, la misma ha presentado tendencia a la baja desde 2014 con un decrecimiento de 3% promedio anual, registrando una producción de 17,6 millones de toneladas en 2024, cuando en 2014 se registraba producciones que sumaban más de 24 millones de toneladas (Gráfico 2-7).

Gráfico 2-7. Producción de GLP en Latinoamérica 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

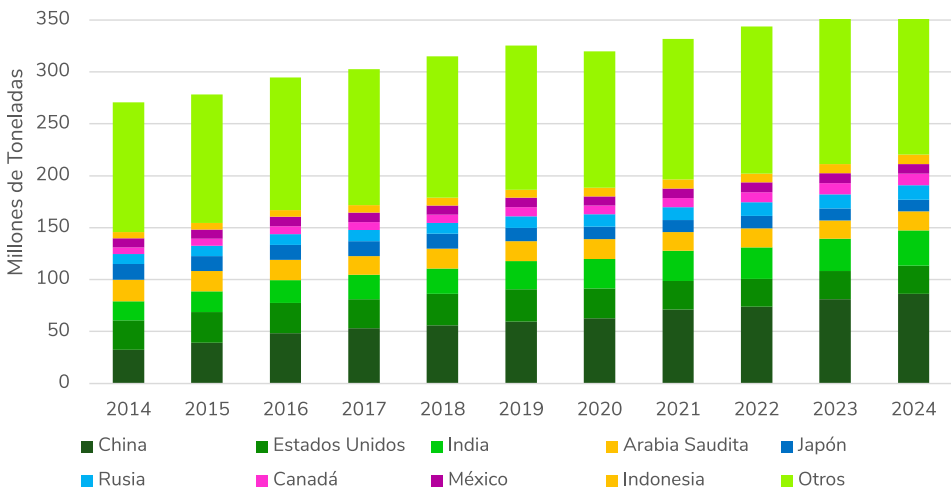
Entre los países que más GLP producen en Latinoamérica en 2024 se encuentran Brasil (6,2 millones de toneladas/año), México (3 millones de toneladas/año), Argentina (3 millones de toneladas/año), Perú (1,6 millones de toneladas/año) y Venezuela (1,07 millones de toneladas/año).

2.2.2. Demanda internacional de GLP

De acuerdo con los datos de la WLGA, se estima que el consumo global de GLP aumentó en 98 millones de toneladas entre 2014 y 2024; para 2024, superó los 369 millones de toneladas, presentando un crecimiento anual aproximado de 3,57% con respecto 2023, que registró un consumo de 356,5 millones de toneladas a nivel global.

Frente a los países que más consumen GLP, el Gráfico 2-8 presenta a China como líder del mercado mundial con una demanda de 86,2 millones de toneladas/año, es decir, un 23,4% del consumo global total de GLP en 2024; aunque durante la pandemia del Covid-19, su demanda se limitó considerablemente dado el lento crecimiento económico global durante ese periodo, en 2021 se incrementó en 13% con respecto a 2020 (71 millones de toneladas/año), motivado por una mayor demanda de energía y la introducción de nuevas plantas de deshidrogenación de propano (PDH)²² como valor agregado a su industria petroquímica. Desde entonces, ha aumentado su demanda en una tasa del 3,63% promedio anual.

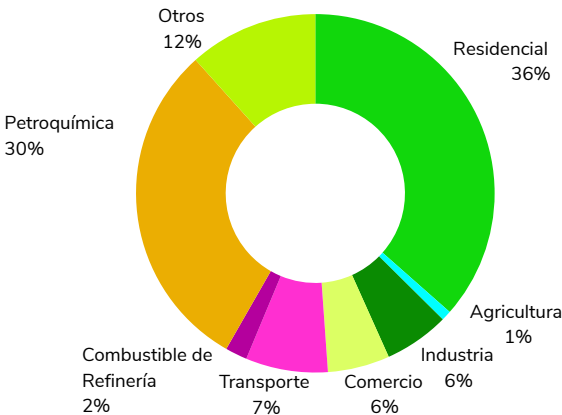
Gráfico 2-8. Consumo de GLP por país, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

En línea con esto, a nivel sectorial, la petroquímica es ahora el segundo mercado mundial más importante del GLP, luego del sector residencial, que registra un consumo de 134 millones de toneladas en 2024, representando el 36% de la demanda global y que, a su vez, representa alrededor del 60% en Latinoamérica, con un consumo de más de 18 millones de toneladas en el último año (Gráfico 2-9).

Gráfico 2-9. Consumo internacional de GLP por sector en 2024

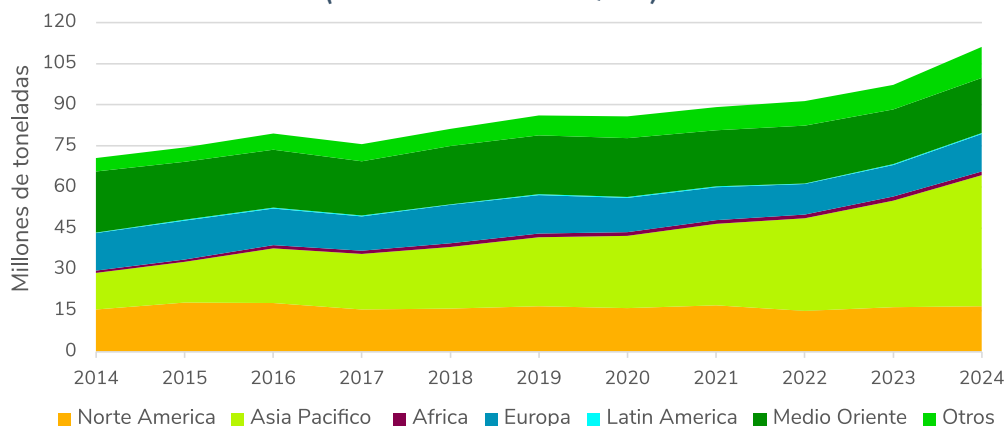


Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

²² Una planta de deshidrogenación de propano o PDH (por sus siglas en inglés), es una instalación industrial que convierte propano en propileno mediante un proceso químico llamado deshidrogenación, y que tradicionalmente se realiza en refinerías mediante el craqueo de la nafta.

La participación del GLP en petroquímica ha evolucionado substancialmente desde el año 2000, cuando se usaba principalmente en América del Norte, debido a la producción local a partir del procesamiento de gas. Sin embargo, en 2014, la demanda mundial del sector superó los 70 millones de toneladas y en 2024 sobrepasó los 111 millones de toneladas (Gráfico 2-10).

Gráfico 2-10. Consumo mundial de GLP en petroquímica 2014-2024
(Millones de toneladas/año)

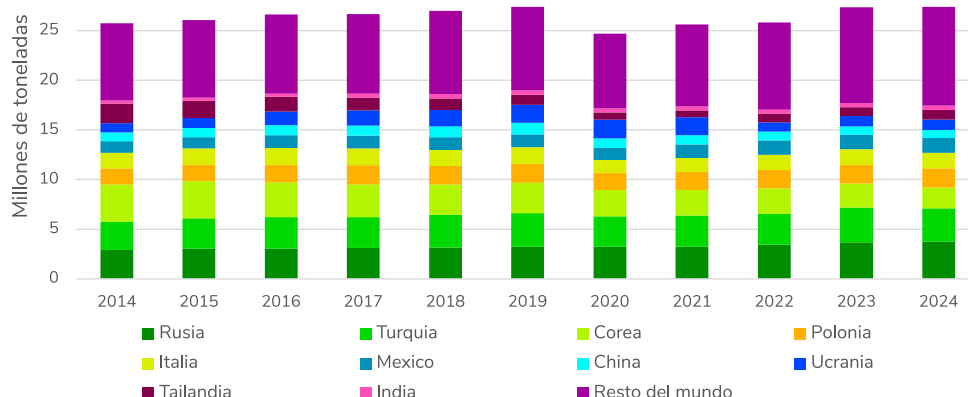


Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Medio Oriente es otro caso donde se prevé que el crecimiento de la demanda esté dominado por el consumo de GLP para la producción de petroquímicos, dada su intención de diversificar su economía más allá de la exportación de crudo, y teniendo en cuenta que esta estrategia implica una mayor inversión en infraestructura petroquímica para aprovechar el GLP como materia prima. Otro ejemplo es Europa, donde la incorporación de la planta de deshidrogenación de propano (PDH) de Polska en 2023, ha impulsado la demanda de propano, incrementando la capacidad de producción de etileno y propileno en la región. En contraste, en América Latina el uso de GLP para la producción química representa menos del 3% de la demanda total de GLP, lo que sugiere oportunidades para un potencial crecimiento en este sector, en el que la región podría beneficiarse de inversiones en infraestructura petroquímica que permitan aprovechar el GLP como materia prima, diversificando así la industria química regional. Estas tendencias regionales destacan la creciente importancia del GLP en la industria petroquímica global, con variaciones en su adopción y aplicación según las características y estrategias económicas de cada zona.

Por otro lado, el transporte se ubica como el tercer sector que más consumió GLP en 2024 ya que se posiciona a nivel internacional como una alternativa efectiva frente a los combustibles tradicionalmente usados para este fin, contando al cierre de 2023 con un consumo de casi 27 millones de toneladas (Gráfico 2-11), por parte de 27,4 millones de vehículos y más de 79 mil estaciones de servicio operando a nivel mundial, siendo Rusia, Turquía, Corea, Polonia y China, los países que más lo consumen, representando en conjunto, el 47% del consumo global²³.

Gráfico 2-11. Consumo histórico de GLP en transporte a nivel internacional, 2014-2024
(Millones de toneladas por año)



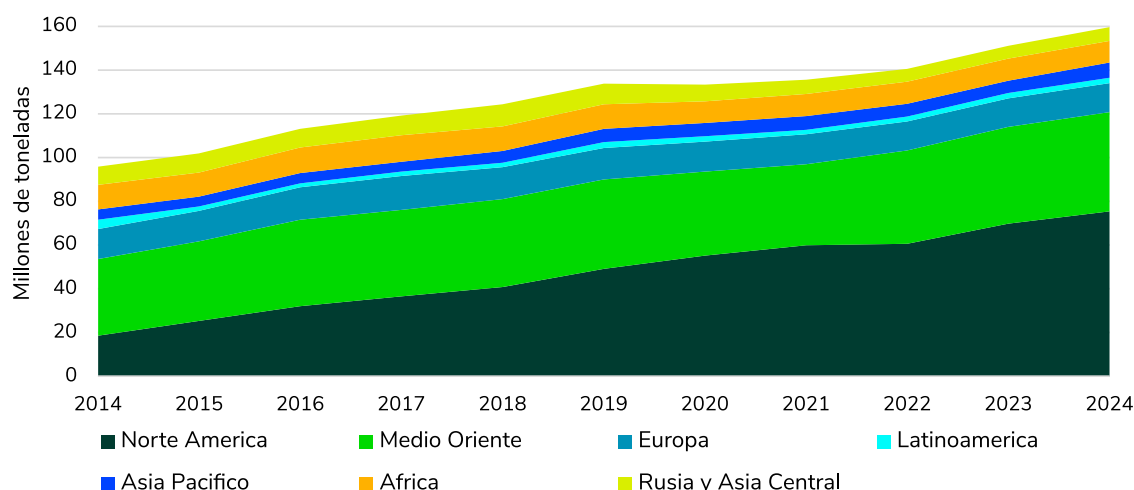
Fuente: Elaboración UPME con datos Argus Media Group 2025

²³ Autogas Incentive Policies, WLGA, 2023 Update.

2.2.3. Mercado internacional de GLP

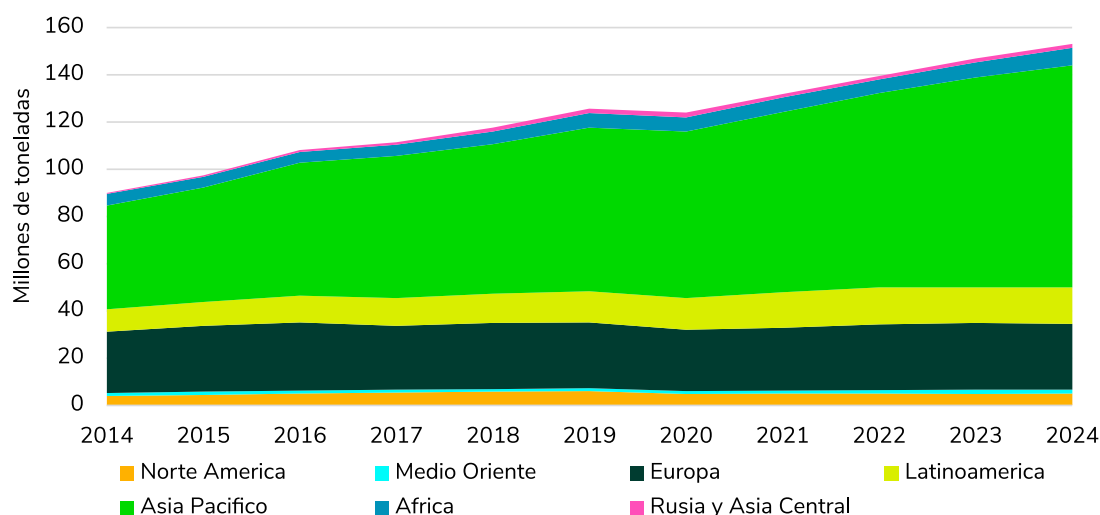
En términos regionales, Norte América es la región que más exportaciones registró en 2024 con un total de 75 millones de toneladas, presentando un superávit comercial de 70 millones de toneladas. Estados Unidos exporta cerca de 69 millones de toneladas e importa apenas 4,7 millones de toneladas en el último año. Medio Oriente es la segunda región que más exporta GLP con 45,4 millones de toneladas y junto con África, que exporta cerca de 10 millones de toneladas al año, presentan balance positivo del lado de las exportaciones. Las regiones de Europa, Latinoamérica y Asia Pacífico en cambio importan cantidades significativamente mayores frente a las que exportan (Gráfico 2-12).

Gráfico 2-12. Exportación internacional de GLP, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Gráfico 2-13. Importación internacional de GLP, 2014-2024 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

En este aspecto, se destaca la tendencia al alza de las importaciones de la región Asia-Pacífico (Gráfico 2-13), la cual en los últimos 10 años ha incrementado la importación de GLP un 114%, pasando de importar 44 millones de toneladas de GLP en 2014 a 94 millones de toneladas en 2024. Aunque Rusia y Asia Central son una región que ha incrementado sustancialmente sus importaciones de GLP (un 239%) pasando de 500 mil toneladas a 1,7 millones de toneladas, las cifras no son significativas en relación con las de otras regiones importadoras. Latinoamérica, por su parte, presenta un incremento acumulado de 63% en las cantidades que importa, presentando necesidades de GLP de origen internacional de al menos 15 millones de toneladas a 2024.

En 2025, ante la posibilidad de que Estados Unidos pueda imponer aranceles de importación, se evidencia el riesgo de que se encarezca el GLP importado si países como México, Brasil o China responden con un impuesto o medida similar al butano y/o propano. Esto podría afectar los precios a los que Colombia podría acceder al GLP de origen internacional, teniendo en cuenta que como consumidores de un mercado pequeño como lo es América Latina, el país no está en capacidad de interferir en los precios internacionales del propano y el butano.

Esto es especialmente importante considerando que América Latina importa cerca del 50% del GLP que consume y sus precios están atados a la paridad importación. En el caso de Colombia, un análisis más detallado de la importación de GLP presentado en la última década se encuentra detallado en el Capítulo 3.

2.3. Perspectivas del mercado mundial de GLP

A nivel global, se espera que para 2040 haya un crecimiento en la producción de GLP superando los 400 millones de toneladas anuales, considerando una tasa de crecimiento promedio anual del 0,8% para el período 2025-2040, según datos de la WLGA. Continuidad en la explotación de campos de producción de gas, futuros desarrollos de yacimientos no convencionales, incremento del GLP producido en refinerías y ejecución de nuevos proyectos de gas natural licuado, incrementarían la disponibilidad del GLP a nivel internacional.

Se espera que Estados Unidos siga siendo el mayor productor de GLP a nivel mundial, a partir de operaciones de procesamiento de gas, que se mantendría como la fuente del 90% de su producción, con un crecimiento anual promedio del 1%, correspondiente a 123,8 millones de toneladas/año hacia 2040. China se mantendría como el segundo mayor productor de GLP en el mundo, aunque considerando el déficit de 30 millones de toneladas promedio anual al que se enfrenta desde 2021, mantendrá también su rol como principal importador hacia 2033, teniendo en cuenta su prioridad por el crecimiento económico sobre la descarbonización.

Como se describió anteriormente, en la siguiente década se estima un crecimiento en el procesamiento de gas y en el sector petroquímico hasta alcanzar 48 y 41 millones de toneladas respectivamente, hacia 2035. La mayoría de los proyectos para impulsar el procesamiento de gas, previstos para los próximos 5 años, tienen diferentes fines, desde expansiones para incrementar las exportaciones de gas natural licuado o desarrollos para garantizar el gas natural para el sector eléctrico, hasta los esfuerzos en reducir la quema y liberación de gas natural a la atmósfera. Todo lo anterior con el mismo resultado: incremento acelerado de la producción de GLP.

En cuanto a la demanda de este energético, se presentan varios retos a largo plazo. Se estima, un crecimiento de la demanda mundial anual promedio de GLP de 1,1% hasta el año 2032. Luego de este año, se proyecta un decrecimiento promedio anual de 0,6% hasta 2040. Cifras que coinciden con un escenario donde la competencia con el gas natural y las energías renovables harían posible el desplazamiento del GLP en mercados ya maduros y/o saturados, como es el caso de India.

Así mismo, Estados Unidos se mantendrá como uno de los mayores consumidores de GLP requiriendo cerca de 43 millones de toneladas hacia 2040, de manera que, al contar con una producción que supera más del triple de sus requerimientos internos, contará con la más alta disponibilidad de exportación entre todos los productores de GLP, esto sin considerar el comportamiento estacional de los inviernos estadounidenses que en los últimos años no han demandado el exceso de producto interno, promoviendo el crecimiento de sus inventarios; por lo anterior, se prevé que las inversiones en procesamiento de gas y las expansiones de la capacidad de terminales de exportación para proveer GLP a países claves en la región Asia – Pacífico, continuará dándose.

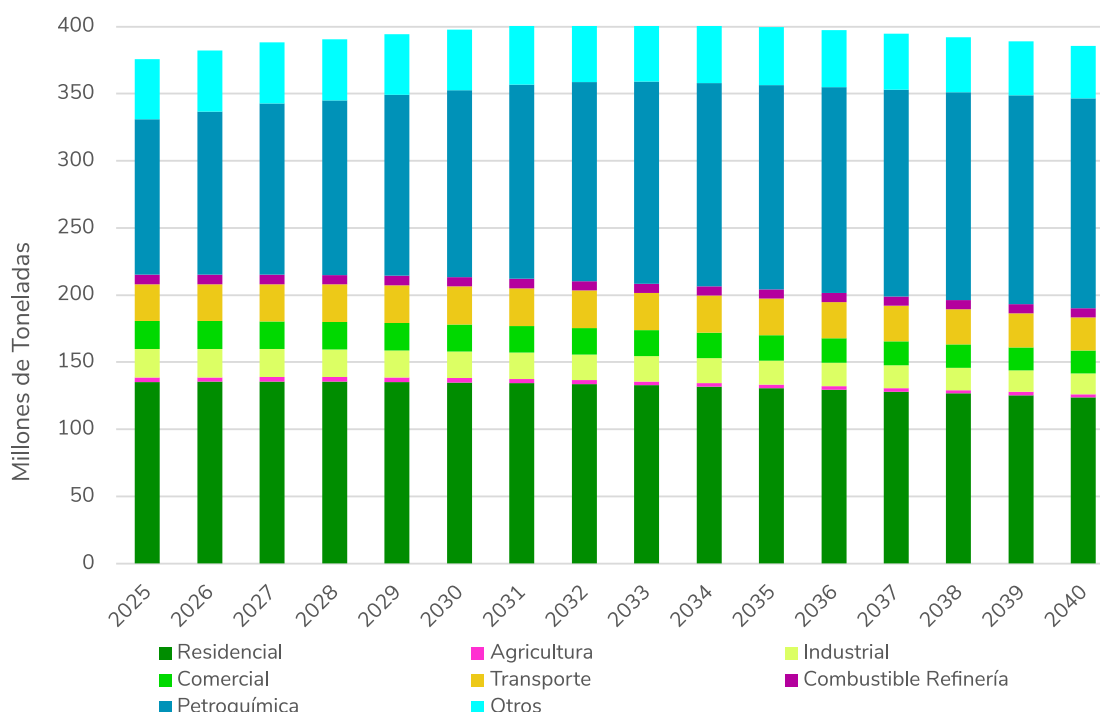
En relación al mercado latinoamericano, se prevé que éste siga presentando un consumo estable, abasteciéndose principalmente de las exportaciones de Estados Unidos; también se espera que se mantengan las exportaciones de países como Australia, Rusia y Canadá hacia el mercado de Asia Pacífico, pues cuentan con ubicaciones estratégicas que les favorecen para trasladar cargamentos de GLP hacia dicho mercado.

En el caso de Latinoamérica, se estima que la demanda de GLP se mantenga en 30 millones de toneladas/año en la década del 2030, siendo dominada por el consumo residencial y considerando un escenario donde la demanda del AutoGLP aumente a corto plazo a 2,8 millones de toneladas por año.

A nivel sectorial, se estima que el consumo residencial mundial decrecerá a un ritmo promedio del 0,2% en los próximos diez años, toda vez que se están desarrollando cada vez más alternativas energéticas que eventualmente pueden desplazar al GLP en la cocción de alimentos y/o la calefacción. En contraste, el empleo del GLP en el sector petroquímico, como ya fue mencionado, seguirá creciendo a una tasa promedio del 2,2% proyectándose como el sector con mejores expectativas hasta 2040 (Gráfico 2-14).

En el sector transporte se estima una disminución del consumo de GLP a partir de 2033, con un decrecimiento de 1,5% promedio anual hasta 2040, motivado principalmente por las políticas adoptadas por varios gobiernos dentro del marco de la penetración de energías renovables en el sector transporte. De forma similar ocurre con los sectores de agricultura, industria y comercio, los cuales también tendrían tasas negativas de crecimiento en los próximos 10 años.

Gráfico 2-14. Proyección de consumo de GLP por sector, 2024-2040
(Millones de toneladas/año)



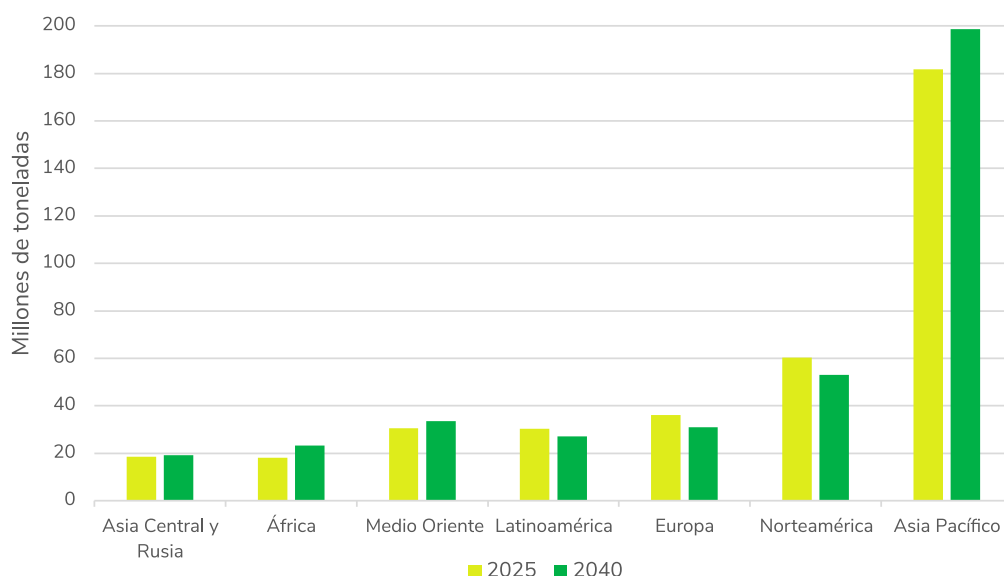
Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Por otra parte, se estima un aumento y mayor complejidad en el comercio de GLP a nivel mundial, toda vez que, las ampliaciones del canal de Panamá han afectado las principales rutas desde Medio Oriente y el Golfo de los Estados Unidos hacia Asia Pacífico, junto con los movimientos hacia Europa, lo que incrementa la proporción de movimientos globales de este energético.

Asia seguirá siendo el motor del crecimiento de las importaciones mundiales de GLP. En la Gráfico 2-13 se presenta el pronóstico de consumo para el 2040²⁴, donde se espera un aumento en la producción global de 26,9 millones de toneladas en el periodo 2025-2040, justificado especialmente por el consumo de la región Asia - Pacífico, que presentaría una tasa de crecimiento promedio anual de 1,7% hasta 2033, año donde alcanza su pico de consumo, seguido por un decrecimiento promedio anual de 0,5% hasta 2040; le sigue el aumento de la demanda en África con una tasa de crecimiento promedio anual de 1,66% dentro del periodo 2025-2040.

24 Argus Media Group en Long-Term Global LPG Fundamentals – enero de 2025

Gráfico 2-15. Proyección de consumo de GLP, 2025-2040 (Millones de toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Argus LPG Analytics – enero 2025

Las exportaciones de Estados Unidos continuarán impactando el mercado internacional creciendo continuamente y afectando la estabilidad de los precios hacia la baja; cabe resaltar que, sin un aumento de la demanda de productos petroquímicos, existe el riesgo de que los precios de la nafta y el GLP caigan aún más, ya que ambos combustibles compiten por un consumo limitado. Así las cosas, se prevé que la capacidad de exportación de GLP de los Estados Unidos se mantenga estable en el mediano y largo plazo, lo que implica que la importación de GLP requerida por Colombia para atender la demanda nacional principalmente provenga de ese país.

En este contexto, el equilibrio entre la oferta y la demanda internacional de GLP cobra una relevancia estratégica, especialmente para mercados como el colombiano. Las proyecciones globales apuntan a un crecimiento sostenido en el consumo de GLP, impulsado por su versatilidad como energético de transición. Este dinamismo, sin embargo, plantea desafíos, ya que el aumento en la demanda internacional podría ejercer presión al alza sobre los precios de importación, afectando la competitividad del mercado nacional. A pesar de ello, la creciente oferta global proyectada, respaldada por inversiones en infraestructura y producción en países exportadores, podría convertirse en un incentivo para garantizar una mayor disponibilidad del producto para el país²⁵.

²⁵ Datos y gráficas correspondientes a este capítulo se encuentran en el Anexo 2 – Entorno Internacional del GLP

3. ENTORNO NACIONAL DEL GLP

Los orígenes de la industria nacional del GLP datan de las cantidades marginales que eran producidas en las Refinerías de Tibú y Barrancabermeja²⁶ hacia los años 30 del siglo pasado. Posteriormente, el GLP fue adquiriendo mayor participación como energético para cocción doméstica, lo que derivó en la creación y expedición de la regulación para el funcionamiento de su propio mercado, dando origen, en la década de los 50, a los primeros poliductos y propanoductos construidos para atender las necesidades industriales y residenciales del centro del país. Esto, a su vez dio paso a la construcción de plantas de almacenamiento y envasado de GLP, infraestructuras operadas por los comercializadores mayoristas.

En términos de abastecimiento y confiabilidad, desde hace varios años el mercado nacional de GLP se enfrenta a un escenario en el que la oferta nacional ha resultado insuficiente para cubrir la totalidad de la demanda. Esta situación se ve afectada por la declinación natural de los campos de producción de hidrocarburos y la reducción de la oferta proveniente de las refinerías, lo que plantea desafíos significativos a mediano y largo plazo.

Ante este contexto, la UPME, en su ejercicio de planeación contempla diferentes proyecciones del comportamiento del mercado en un horizonte de 10 años, considerando los principales factores técnicos y logísticos que actualmente afectan la disponibilidad del GLP.

El análisis presentado a continuación, fue desarrollado con base en datos oficiales provenientes de las siguientes fuentes:

- Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).
- Información de las Ofertas Públicas de Cantidades (OPC) declaradas por Ecopetrol.
- La Declaración de Producción de GLP (DP) presentada por los agentes al Ministerio de Minas y Energía (MME).
- Información logística del sector, reportada por los comercializadores mayoristas.

El enfoque técnico propuesto permite evaluar las implicaciones de una estrechez en el balance del producto y valorar las necesidades, los desafíos y las oportunidades que el sector enfrentará en el horizonte 2025-2034, proporcionando una base de referencia para la formulación de estrategias y mecanismos que contribuyan a mejorar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento del GLP en el país.

Es importante señalar que, en la revisión de las cantidades de GLP producidas y el consumo reportado por los agentes ante la SSPD, se observan diferencias entre ambos datos, siendo mayor el consumo registrado que la misma suma de la producción e importación que se reporta, hecho que ha sido tratado en diferentes espacios desarrollados con los agentes del sector y otras entidades del estado, lo cual demanda la implementación de mecanismos de revisión y seguimiento del proceso, dado que esta información es la base para la asignación de las cantidades de GLP producidas por Ecopetrol mediante las OPC.

De igual forma, en el “Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados relevantes y Fallas de Mercado”²⁷, contratado por la CREG, se menciona lo siguiente al respecto: “...se identificaron agentes que reportan información duplicada o inflada sobre ventas en el SUI para conseguir más producto de precio regulado, esto ocurre principalmente en los periodos que se toman en cuenta para la asignación de la OPC, generando una ventaja competitiva desleal...”. De ser así, esto generaría una distorsión tanto en el proceso de asignación de cantidades de GLP por OPC, como de la proyección de demanda realizada por la UPME, siendo este, uno de los principales insumos para la planeación. Se requiere, entonces, un mecanismo a nivel de política pública y/o regulatoria que permita realizar mayor vigilancia y control sobre el comportamiento antes descrito.

²⁶ Ministerio de Minas y Energía, 2024. Consulta realizada el 15 de marzo de 2025. Disponible a través de: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>
²⁷ Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM Consultoría SAS.

3.1.Oferta nacional de GLP

A continuación, se analiza la evolución histórica que ha tenido la oferta nacional de GLP, considerando diversos factores que han moldeado su disponibilidad en el país. Para ello, se presenta las características de la producción nacional y el papel que ha jugado la importación, la cual se ha dado de manera esporádica desde 2005 pero que, a la fecha, se considera necesaria para complementar la oferta interna. Se realiza un comparativo entre la calidad del GLP de producción nacional con el importado y finalmente, se realiza una revisión del comportamiento del consumo del GLP, tanto como servicio público domiciliario, como en otros sectores con potencial de uso como el transporte y la generación eléctrica tanto en Zonas no Interconectadas (ZNI) como en termoeléctricas que alimentan el Sistema Nacional Interconectado (SIN).

3.1.1. Producción nacional de GLP

La producción de GLP en Colombia, al igual que a nivel internacional, se origina a partir de dos fuentes principales:

- En las refinerías de crudo, donde el GLP se genera como subproducto de los procesos petroquímicos. En el contexto nacional, se hace referencia a los procesos llevados a cabo en las Refinerías de Cartagena y de Barrancabermeja.
- En los campos de producción de hidrocarburos en los que, mediante el tratamiento del gas natural húmedo, se extraen sus componentes más pesados, entre ellos los del GLP.

Antes de 2005, Ecopetrol era el único productor de GLP en Colombia, situación que cambió con la entrada en producción del campo Rancho Hermoso²⁸, ubicado en el departamento de Casanare. Posteriormente, entre 2009 y 2011, comenzó la producción en los campos Corcel, La Punta y Dina, y se sumó la producción del campo Cusiana, la cual transformó significativamente el panorama de la oferta de GLP en el país.

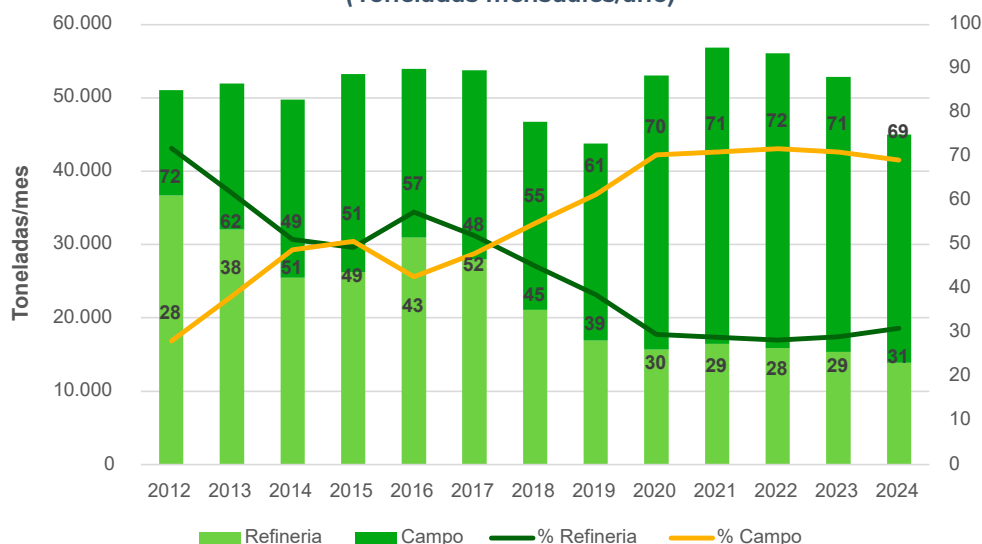
En 2012, se destaca que el 72% de la producción nacional de GLP provenía de las refinerías, mientras que el 28% restante, de campos de hidrocarburos. Para el año 2024, esta proporción se ha invertido completamente, y los campos de hidrocarburos entregan el 69% del GLP producido en el país, mientras que las refinerías aportan únicamente el 31%. Este cambio que se atribuye principalmente a dos factores:

- La entrada en operación de plantas de procesamiento de GLP, la cual dio lugar al aumento de producción desde los campos Cupiagua y Floreña, y han incrementado sustancialmente la oferta de GLP proveniente del tratamiento de gas natural húmedo.
- La reducción progresiva de la producción de GLP en la refinería de Barrancabermeja, debido a ajustes en sus procesos internos y a una menor disponibilidad de este energético para el mercado doméstico.

En el Gráfico 3-1 se puede observar la producción histórica de GLP por tipo de fuente, en los últimos 10 años, periodo en el cual la producción de GLP en Colombia ha mostrado un comportamiento estable, con algunas fluctuaciones significativas en los años 2018 y 2019, donde se alcanzaron mínimos históricos de 46.722 toneladas/mes y 43.792 toneladas/mes respectivamente.

28 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Evaluación integral de prestadores ECOPETROL S.A. – GLP, IN-F-003 V1 de 2014.

**Gráfico 3-1. Producción nacional histórica de GLP por tipo de fuente
(Toneladas mensuales/año)**



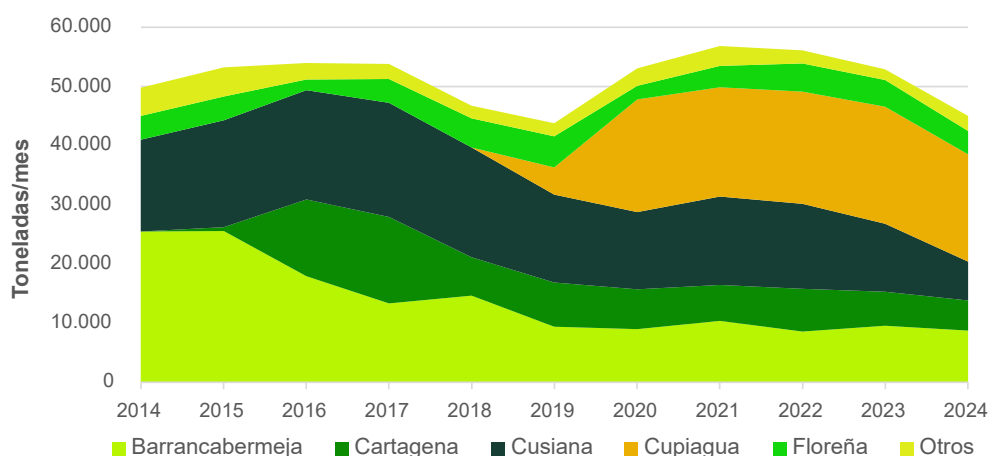
Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI

En general, la producción de GLP entre 2014 y 2024 presenta una reducción total de 9,53%, a pesar del aporte de GLP proveniente del campo Cupiagua desde 2018, y a que la producción de la refinería de Cartagena ha mantenido un desempeño constante en los últimos 5 años. El aporte de GLP según la fuente de producción ha mostrado una variación significativa a lo largo del tiempo, reflejando cambios estructurales en la dinámica de suministro nacional, tal como se puede observar en el Gráfico 3-2²⁹.

Desde 2014, la producción de GLP a partir de campos fue del orden de 24 mil toneladas/mes, en 2020 creció a 37 mil toneladas/mes y luego, en el periodo 2021-2022 se mantuvo en 40 mil toneladas/mes; en 2023 retornó a las 37 mil toneladas/mes y en 2024 cayó a 31 mil toneladas/mes. Este comportamiento es atribuido principalmente al menor aporte de GLP por parte del campo Cusiana, cuya declinación natural seguirá impactado negativamente la oferta disponible del energético y a la reducción paulatina de las cantidades de GLP disponibles para la venta por parte de la Refinería de Barrancabermeja desde 2015.

Lo anteriormente mencionado, ha contribuido a que en la actualidad se cuente con un mercado reducido, que ha obligado al país a recurrir progresivamente a importaciones, teniendo en cuenta que el consumo de GLP ha venido en ascenso, como será detallado en el numeral 3.2. del presente capítulo.

**Gráfico 3-2. Producción histórica de GLP a partir de fuentes nacionales
(Toneladas producidas promedio mes/año)**



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI

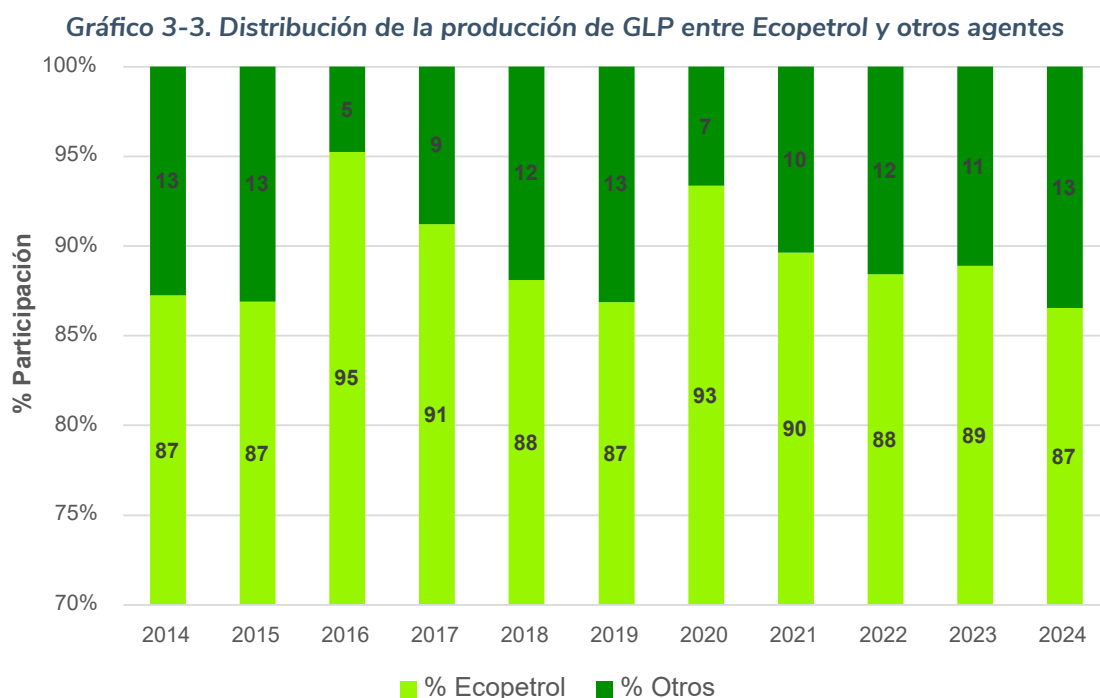
²⁹ La producción de los campos Capachos, Toquí-Toquí, Dina, La Punta, Payoa, Corcel, Buenavista, Rancho Hermoso, La Cañada y las estaciones Tocarí, La Gloria y Apiay se agrupa en "Otros" en el Gráfico 3-2.

Según los reportes de los productores de GLP a la SSPD, en 2024, la mayor parte de la producción nacional se presenta en los Llanos Orientales, en el llamado Tren del Piedemonte Llanero, conformado por los campos Cusiana, Cupiagua y Floreña en el departamento de Casanare (68% del total), seguido de las refinerías de Barrancabermeja (18%) y Cartagena (11%).

Esta concentración de la oferta en la región del Casanare genera un aspecto crítico en el análisis de abastecimiento, ya que las fallas propias de la operación o las afectaciones que se puedan generar sobre las vías terrestres empleadas para la internación del producto hacia otras regiones del país podrían generar fuertes restricciones a la demanda, las cuales, por su magnitud, difícilmente podrían ser sustituidas con alguna otra fuente de producción nacional; adicional a esto, la tendencia a la baja de las producciones que estos campos presentan conforme se van depletando los yacimientos genera desafíos para la confiabilidad del suministro.

Es importante señalar que la información reportada por parte de los comercializadores mayoristas a la SSPD se enfoca exclusivamente en el GLP como servicio público domiciliario y por lo tanto, consumos significativos de GLP para otros usos como la co-dilución de crudos pesados³⁰ no son incluidos en estos reportes; este es el caso del GLP producido en el campo Apiay, donde a pesar de producir cantidades del orden de 750 toneladas promedio/mes en 2024, éstas fueron contabilizadas como “Producción comprometida” y no como “Disponible para la venta” en la DP, de manera que no aparecen en el SUI. En consecuencia, el histórico de producción de GLP destinado para otros usos y necesario para el análisis de la oferta, es limitado.

Como se mencionó previamente, históricamente Ecopetrol ha mantenido una posición dominante sobre la producción en Colombia, participando en promedio con el 90% del agregado nacional durante los últimos 10 años, tanto de sus refinerías como de sus campos de hidrocarburos. Sin embargo, otras compañías han comenzado a contribuir al mercado con cantidades significativas de GLP desde sus contratos de producción de hidrocarburos e importaciones para cubrir la demanda no satisfecha. Para el año 2024, estos nuevos productores alcanzaron una participación del 13%, operando principalmente los denominados “campos menores” de hidrocarburos. Este aporte, aunque aún es limitado, refleja el potencial de diversificación de la oferta nacional de GLP, que contribuye a satisfacer el abastecimiento y fortalecer la competitividad del sector en el mediano plazo.



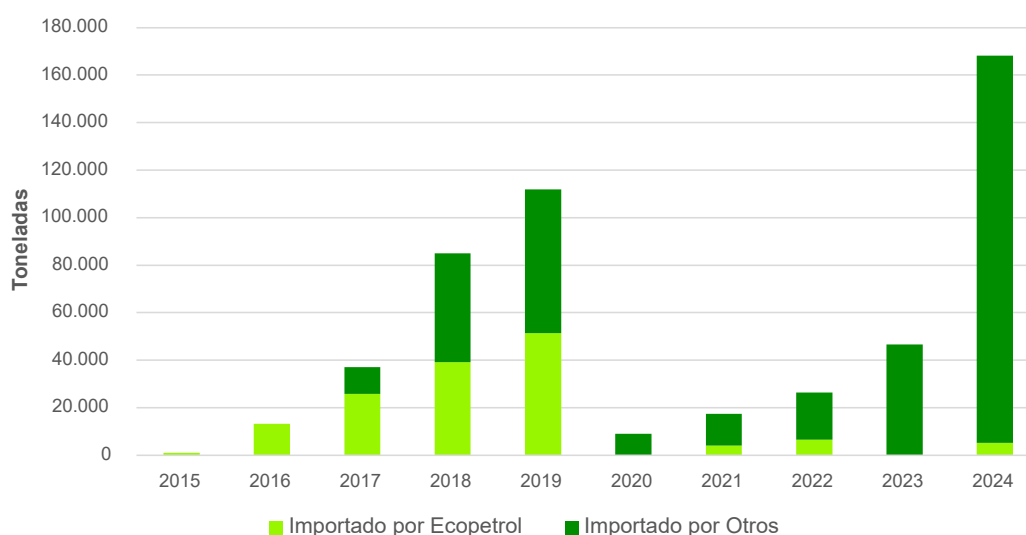
Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI

³⁰ Proceso en el que se inyecta GLP al crudo pesado para alcanzar las condiciones óptimas, para su transporte a través de los oleoductos y/o poliductos.

3.1.2. Importaciones de GLP

Según los datos reportados en el SUI, hasta el año 2016, las importaciones de GLP en Colombia eran ocasionales y realizadas exclusivamente por Ecopetrol, como respuesta a contingencias operativas, fallas en el proceso de las refinerías o campos productores. Sin embargo, en la medida en que la producción del campo Cusiana se redujo, sale de operación el campo Floreña en el segundo semestre de 2016 y que los aportes de las refinerías de Barrancabermeja y del campo Apiay se hicieron limitadas, el grupo privado de inversionistas denominado G5³¹ comenzó, a partir del año 2017, a realizar importaciones regulares de GLP a través del Puerto de Cartagena operado por Okianus, con el objetivo de suplir lo que la oferta nacional no cubría (Gráfico 3-4).

Gráfico 3-4. Importación histórica de GLP (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI

Según se observa, en el 2018 las importaciones por parte de los agentes privados representaron el 54% del total importado, mientras que el restante 46% fue importado por Ecopetrol. Posteriormente, dada la disminución continua de la producción nacional de GLP, en 2019 se incrementó la capacidad de importación del sector privado, mediante la apertura de una segunda terminal de importación, también ubicada en Cartagena, y a cargo del operador portuario Plexaport; ese año, las importaciones experimentaron un incremento significativo, superando las 100 mil toneladas anuales por primera vez.

En los años siguientes, los agentes privados han mantenido su importación en un rango de entre 8.000 a 47.000 toneladas/año, mientras que Ecopetrol importó pequeñas cantidades en 2021 y en 2022, pero no reportó importaciones en 2020 ni en 2023. Por otra parte, en 2024 las cantidades importadas de GLP alcanzaron la cifra más alta de la historia con cerca de 163.000 toneladas importadas solamente por el sector privado, siendo Ecopetrol el responsable de importar 5.220 toneladas adicionales. Actualmente y según información reportada por los agentes privados, se están llevando a cabo ampliaciones de la capacidad de importación, las cuales serán detalladas en los numerales 4.2.2 y 4.2.3 del presente documento.

3.1.3. Calidad del GLP nacional

Según el MME, mediante la Resolución 40246 de 2016 por la cual se expide el Reglamento Técnico aplicable al recibo, almacenamiento y distribución de gas licuado de petróleo - GLP en el país, se define al GLP como una “...mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o del petróleo... [Estos hidrocarburos] ...gaseosos en condiciones atmosféricas, se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión... [y están constituidos] ...principalmente por propano (C3) y butano (C4).”

31 Grupo conformado por las organizaciones Almagas, Chilco, Colgas, Montagas y Vidagas. Gasnova, Informe GLP 2023; disponible para consulta en: <https://www.gasnova.co/informe-anual-del-glp-2023-2024/>

También indica que el GLP “...clasificado en función de sus propiedades físico-químicas, debe cumplir con las especificaciones de calidad contenidas en la norma NTC 2303...” . Esta norma se basa en el estándar ASTM³² D1835, e indica que la calidad del GLP se divide según el tipo de aplicación. Sin embargo, la regulación actual de la calidad del GLP no establece límites específicos para el contenido de olefinas ni para las proporciones de propano o butano requeridas para ningún uso en particular ni para las prácticas de aseguramiento de la calidad (QA) y Control de la calidad (QC) del GLP³³.

Según estimaciones realizadas con base en la información reportada por los comercializadores mayoristas a la SSPD³⁴, la composición del GLP ofrecido por Ecopetrol varía según su origen de la siguiente forma:

- En los campos del piedemonte llanero, como Cusiana y Cupiagua, el contenido de propano (C3) es similar, con valores de 49% y 48%, respectivamente, mientras que el contenido de butano (C4) es del 49%, ubicándolos en un rango intermedio en comparación con las refinerías.
- La refinería de Barrancabermeja presenta la composición más heterogénea entre las fuentes principales, con un bajo contenido de propano (28%) y butano (35%), pero un nivel significativamente alto de olefinas (34%).
- Por su parte, la refinería de Cartagena se distingue por su contenido elevado de propano (91%) y un bajo porcentaje de butano (3%), con olefinas en niveles mínimos del 5%.

Estos patrones de composición están influenciados por las características y procesos internos de cada fuente. En la refinería de Barrancabermeja, la menor calidad del GLP generado está relacionada con los cambios en la dieta de crudo³⁵, que ha transitado de crudos livianos y medianos a crudos pesados provenientes de los Llanos Orientales. Por otro lado, en la refinería de Cartagena, las mejoras introducidas durante su modernización han permitido alcanzar un nivel de conversión de hasta el 97,5% del barril de crudo, lo que ha resultado en un GLP de alta calidad, con un elevado contenido de propano y bajas olefinas³⁶.

3.1.4. Calidad del GLP importado

Según el análisis de la información reportada por los agentes a la SSPD³⁷, los puntos de importación en Colombia reportan una calidad promedio de 61% de propano (C3) y 36% de butano (C4) para el año 2023, sin presencia de olefinas. La calidad del GLP importado varía según las especificaciones del producto que negocian las empresas en el mercado internacional y depende de la demanda específica.

A diferencia de la oferta nacional, cuya calidad está condicionada por la composición del gas del cual se origina o por los procesos operativos implementados en refinería, la calidad del GLP importado ofrece mayor flexibilidad en su empleo, pues se adapta mejor a los requerimientos del mercado y/o a la regulación aplicable vigente.

En el Gráfico 3-5, se presentan los promedios de calidad reportados por los agentes a la SSPD, agrupando los componentes de la siguiente manera³⁸:

- C1 y C2: Metano, Etano y Etileno
- C3: Propano
- C3e: Propileno
- C4: iso-Butano y N-Butano
- C4e: 1-buteno, iso-butileno, trans-2-buteno, cis-2-buteno, 1,3-butadieno
- C5+: C5 y componentes más pesados.

32 ASTM: American Society for Testing and Materials

33 Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda., Definición de criterios de confiabilidad en el Subsector de combustibles líquidos y GLP, 2023.

34 De acuerdo con la Circular conjunta SSPD-CREG No. 002 de 2016 (Modificada por la No. 004 de 2016)- Anexo B, los comercializadores mayoristas deben reportar a la SSPD la calidad del GLP entregado, de manera mensual, en el formato B.7. Calidad del producto entregado.

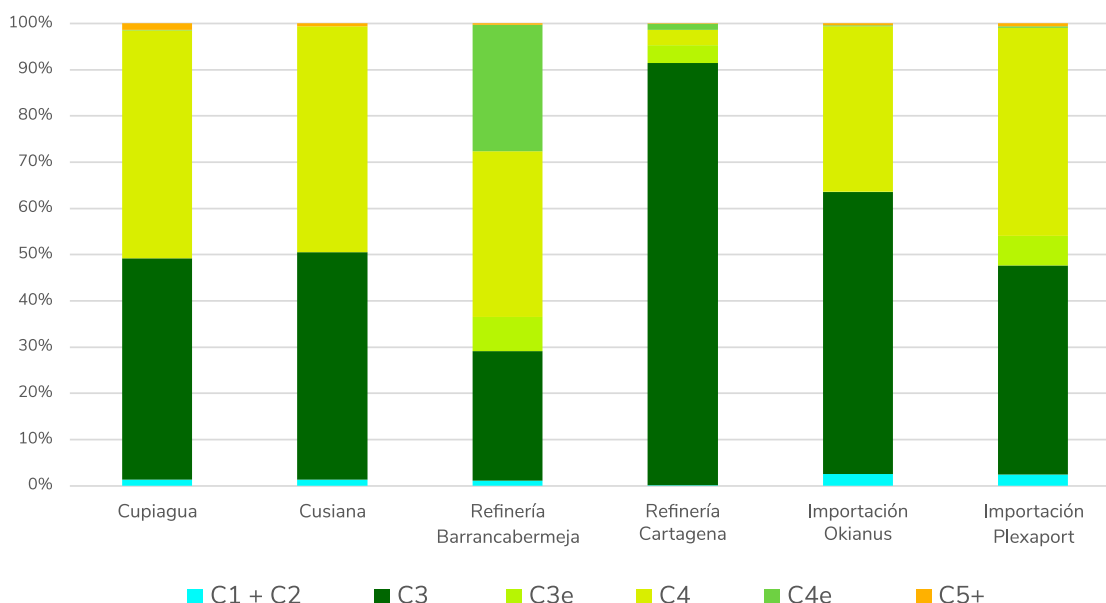
35 En el contexto de la industria del petróleo y gas, la “dieta de crudo” se refiere a los requisitos de calidad que debe cumplir el petróleo crudo antes de ser procesado en una refinería o vendido a un cliente.

36 Las olefinas son los compuestos que tienen al menos un doble enlace de Carbono-Carbono o Alquenos el porcentaje de olefinas para esta revisión se estableció como la suma de C3e y C4e (propileno, 1-buteno, iso-butileno, trans-2-buteno, cis-2-buteno, 1,3-butadieno).

37 Información reportada por los agentes a las Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios mediante el formato B7 - Calidad del Producto Entregado. Radicado UPME No. 20251110130582.

38 Datos y graficas correspondientes a este capítulo se encuentran en el Anexo 3 – Producción nacional GLP.

Gráfico 3-5. Calidad de las principales fuentes de GLP en 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Formato B7

3.2. Consumo nacional de GLP como servicio público domiciliario

De acuerdo con la información reportada en el SUI³⁹ de la SSPD, el consumo de GLP⁴⁰ para la atención del servicio público se puede clasificar en cinco (5) sectores: residencial, comercial, industrial, oficial y especial, descritos a continuación:

- **Sector residencial:** Ventas de cilindros de hasta 40 libras de capacidad y a través de tanques estacionarios y almacenamientos conectados a redes de distribución, reportadas en el sector residencial.
- **Sector comercial:** Ventas de cilindros con capacidad superior a 40 libras y a través de tanques estacionarios y almacenamientos conectados a redes de distribución, reportadas en el sector comercial.
- **Sector industrial:** Ventas a través de tanques estacionarios y almacenamientos conectados a redes de distribución, reportadas dentro del sector industrial.
- **Sector oficial:** Ventas a través de tanques estacionarios y almacenamientos conectados a redes de distribución, reportadas dentro del sector oficial, compuesto por entidades del Estado usuarias de los servicios públicos.
- **Sector especial:** Ventas a través de almacenamientos conectados a redes de distribución reportados dentro del sector especial, especial asistencial y especial educativo⁴¹.

De forma paralela, el consumo de GLP también se puede cuantificar según la presentación o instalación de suministro donde se atiende al usuario final de la siguiente manera:

- Venta de GLP en cilindros, a través de puntos de venta, expendios y vehículos repartidores en el sector residencial y comercial e industrial.
- Venta de GLP en tanques estacionarios en los sectores residencial, oficial, comercial e industrial.
- Venta de GLP a través de almacenamientos conectados a redes de distribución en todos los sectores.

39 Información reportada en el SUI y tomada de la bodega de datos O3 herramienta institucional de la SSPD.

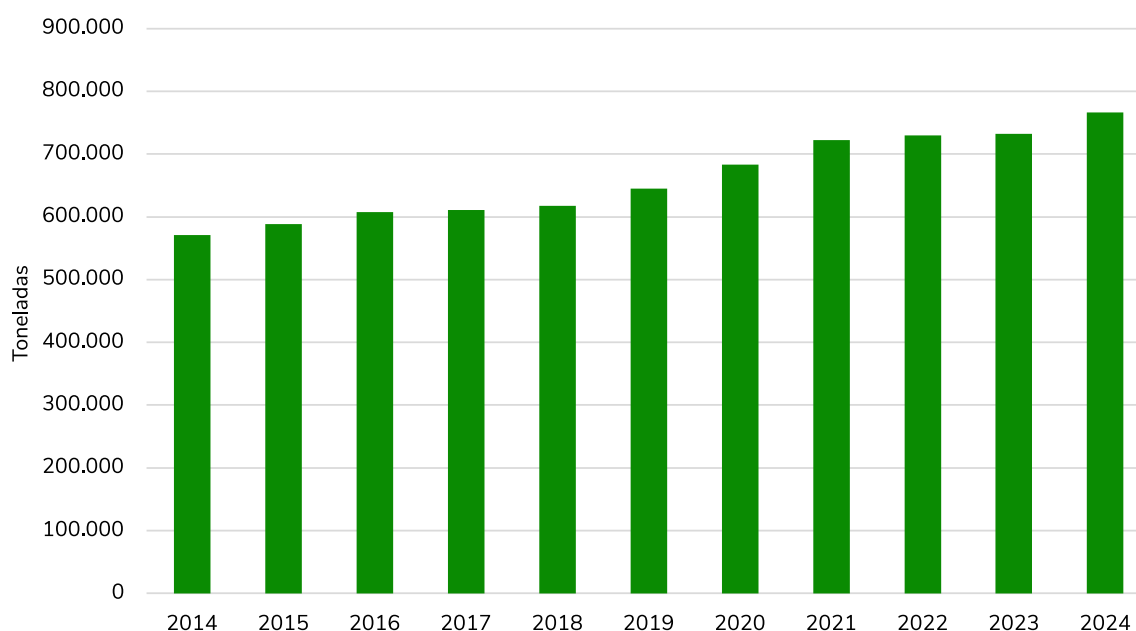
40 Datos y gráficas correspondientes a este capítulo se encuentran detalladas en el Anexo 4 – Consumo histórico de GLP.

41 El sector especial incluye usuarios que no son residenciales ni oficiales, pero prestan servicios de interés social o comunitario como iglesias, entidades sin ánimo de lucro, etc.; el sector especial asistencial se refiere a entidades que prestan servicios de salud o asistencia social sin ser oficiales; el sector especial educativo incluye instituciones educativas privadas y centros de formación que no hacen parte del sector oficial.

3.2.1. Consumo histórico de GLP

En 2014 el consumo promedio mensual de GLP fue de 47 mil toneladas/mes e incrementó a una tasa promedio anual del 3% en 10 años, alcanzando las 63 mil toneladas/mes en 2024, para completar un consumo total anual de 766 mil toneladas, reflejando un incremento del 4% en comparación con 2023⁴².

Gráfico 3-6. Consumo histórico de GLP 2014-2024 (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 30 de julio de 2025

Estos incrementos en consumo, entre otras razones, son el resultado del aumento de ventas de GLP en tanques estacionarios y de cilindros a través de expendios, puntos de venta y vehículos repartidores después del año 2013, fecha en la cual se estableció el *Programa Piloto para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido en cilindros*⁴³. En este aspecto, es preciso mencionar que actualmente son beneficiarios de subsidios por parte del Gobierno Nacional las comunidades indígenas y usuarios de estratos 1 y 2 en los departamentos de Caquetá, Nariño, Putumayo, San Andrés, Providencia y Santa Catalina; de igual forma, los usuarios de los municipios del Cauca que hacen parte de las Áreas Protegidas del Sistema de Parques Nacionales Naturales, con jurisdicción en el Macizo Colombiano⁴⁴.

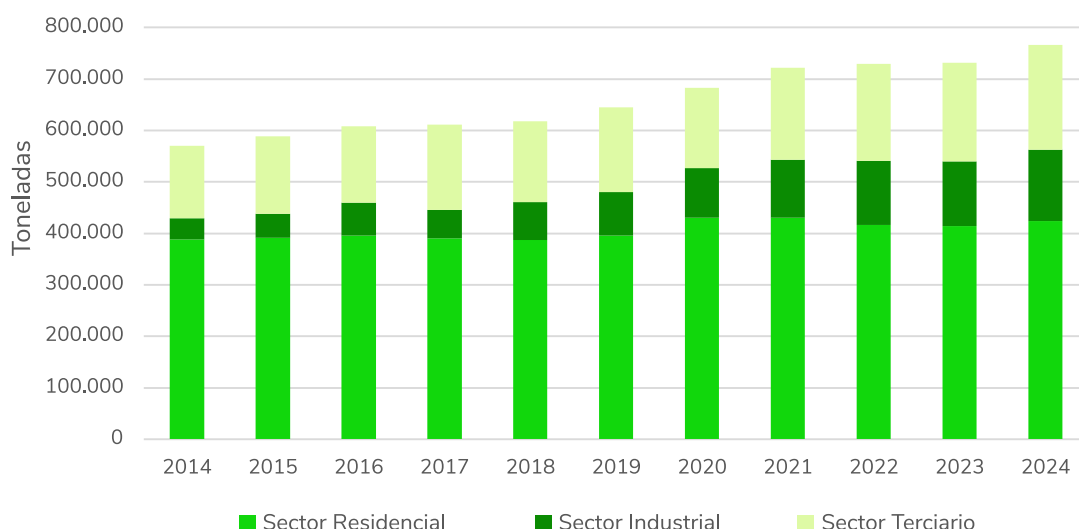
Al referirse al consumo sectorial, para efectos del análisis de la información, los sectores comercial, oficial y especial se integraron en el sector terciario considerando que, además de su afinidad respecto al uso del energético, la participación en el consumo nacional del GLP, por parte de los sectores oficial y especial, es muy inferior en comparación con el consumo en los sectores comercial, residencial e industrial. En línea con lo anterior, el principal consumidor de GLP durante los últimos 10 años ha sido el sector residencial, donde por su portabilidad, el GLP se ha consolidado como una solución viable y eficiente para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua, especialmente en áreas donde resulta más complejo el abastecimiento de otros combustibles y energéticos; sin embargo, los sectores que han jalonado el crecimiento de la demanda en la última década han sido el industrial y el terciario, que son los que reportan mayor crecimiento promedio en la década (13,7% y 3,9%, respectivamente), como se observa en la Gráfico 3-7.

42 Según datos consultados en el SUI - Bodega de datos O3, el 30 de julio de 2025.

43 Decreto No. 2195 de 2013 “por el cual se establece el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido por cilindros”, para el cual se expidieron los parámetros generales para su otorgamiento en la Resolución 90502 de abril de 2014.

44 Resolución 40720 de 2016, modificada por la Resolución 40079 del 31 de enero de 2017 y la Resolución 40873 de 2019.

Gráfico 3-7. Participación sectorial en consumo de GLP 2014-2024 (Toneladas/año)

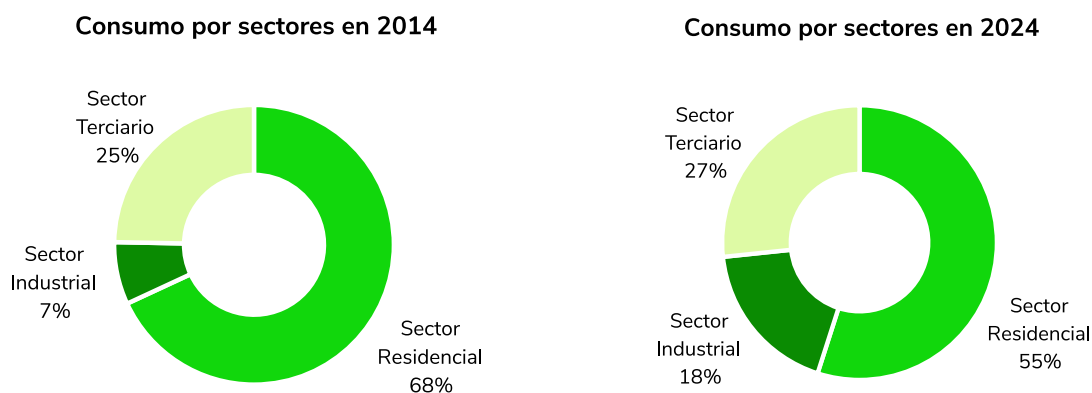


Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 30 de julio de 2025

En 2014 el consumo del sector residencial alcanzó las 388.502 toneladas/año, mientras que en 2024 alcanzó las 424.054 toneladas/año. De manera que, en el 2014, el 68% del consumo anual de GLP en Colombia fue causado por el sector residencial, seguido por el sector terciario con un 25% (conformado por el sector comercial en un 99%), que consumió alrededor de 140.910 toneladas y el sector industrial, con 7% del consumo anual, correspondiente a 41.181 toneladas.

En 2024, en cambio, la participación del sector residencial se redujo sustancialmente y representó el 55% del consumo total de GLP, toda vez que en la última década se ha ampliado el camino para el ingreso de otras alternativas energéticas en la cocción de alimentos y el calentamiento doméstico de agua, los cuales han limitado el crecimiento de GLP para este sector⁴⁵ y en cambio, se ha impulsado el consumo en los sectores terciario e industrial como consecuencia de la construcción de tanques estacionarios y proyectos de GLP por redes en municipios, donde el costo de llevar gas natural virtual o por redes puede ser más alto, haciendo que estos sectores representen el 27% (203.500 toneladas) y el 18% (138.958 toneladas) del consumo total nacional, respectivamente.

Gráfico 3-8. Consumo histórico de GLP por sectores (%)



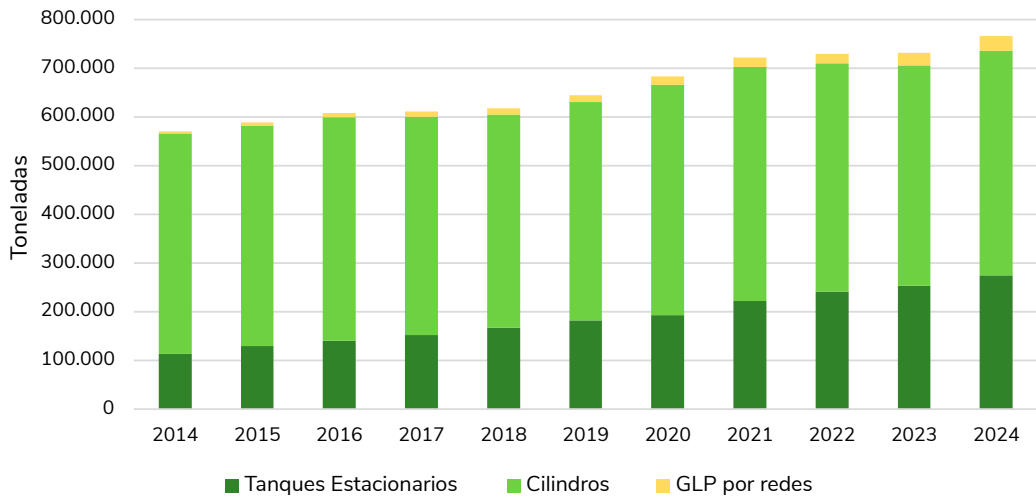
Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 30 de julio de 2025

⁴⁵ Según los cálculos presentados por la UPME en la Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037, aunque el gas natural presenta una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 de 0,4%, que es significativamente inferior al crecimiento histórico (2009-2022) de 1,4%, se estima que su participación en el sector residencial tendría un crecimiento positivo de 1,5%.

Por otro lado, según la presentación o instalación donde se atiende al usuario final, la venta de GLP a través de cilindros continúa siendo el mecanismo mediante el cual, más GLP se distribuye en el país. En 2014, el consumo nacional en cilindros era de 452.371 toneladas/año, mientras que en tanques estacionarios era de 113.109 toneladas/año y en almacenamientos conectados a redes de distribución era de 5.112 toneladas/año.

En 2024, la venta de GLP en cilindros no presentó mayor variación, reportando 460.458 toneladas/año; en cambio, la venta de GLP a través de tanques estacionarios aumentó significativamente un 143% con respecto a 2014, siendo de 275.000 toneladas anuales.

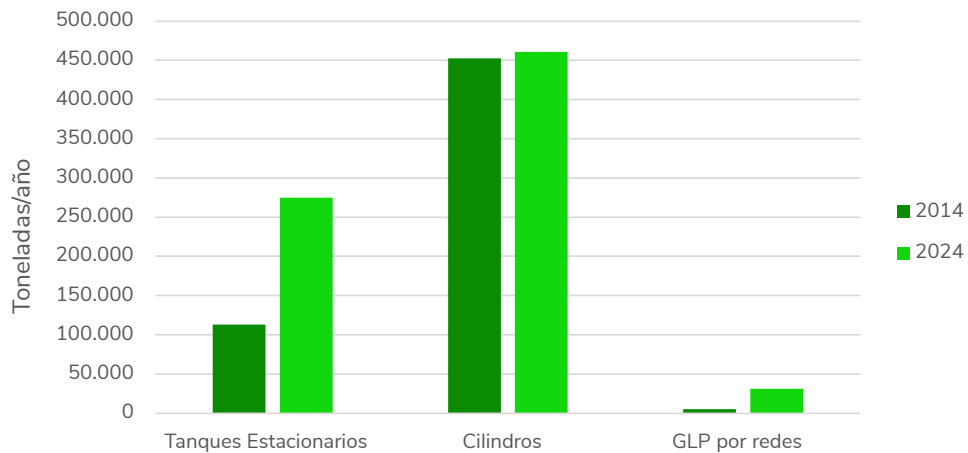
Gráfico 3-9. Consumo histórico de GLP por cilindros, tanques estacionarios y redes (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 30 de julio de 2025

Los usuarios de almacenamientos conectados a redes que pertenecen a los estratos 1, 2 y 3, reciben subsidios al consumo, de manera que actualmente es el canal de mayor crecimiento pues presenta un aumento considerable del 500% desde 2014, registrando un total de 31 mil toneladas comercializadas por este medio en 2024. Aun así, sigue siendo la modalidad en la que menos GLP se comercializa en el país.

Gráfico 3-10. Comparativo del consumo de GLP según presentación entre 2014 vs. 2024 (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 30 de julio de 2025

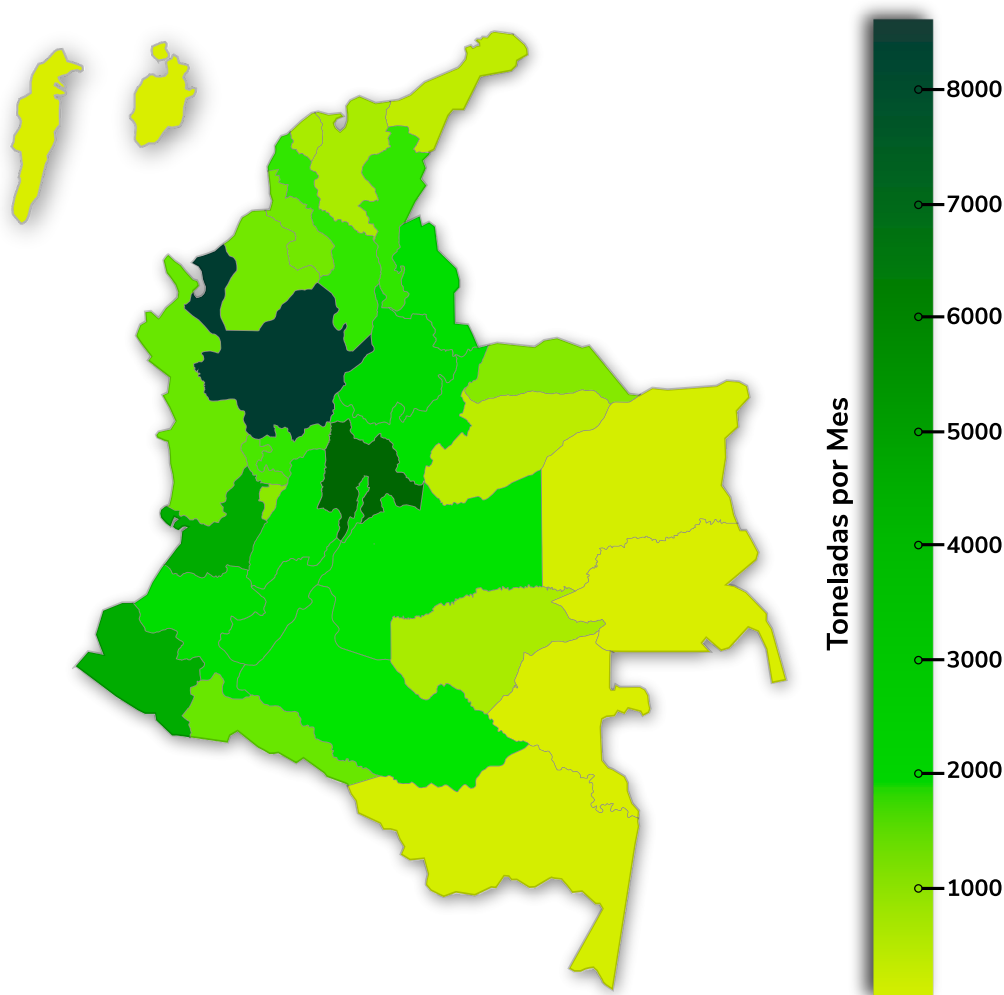
Cabe mencionar que el consumo en cilindros no goza de ningún tipo de subsidio en los departamentos diferentes a los 6 contemplados dentro del Plan Piloto para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido en cilindros antes mencionado y esto podría ser una razón para que la comercialización de éste energético por este medio no presente mayor crecimiento.

3.2.2. Consumo histórico de GLP por región

A pesar de las características logísticas y de transporte del sector del GLP, éste cuenta con una cadena de distribución altamente eficiente que le permite llegar a 1.050 municipios, equivalentes al 95% del país, siendo uno de los servicios públicos domiciliario que presenta mayor cobertura geográfica en la actualidad⁴⁶.

Los departamentos que más consumieron GLP en 2024, en orden descendente, fueron: Antioquia, Cundinamarca, Valle del Cauca, Nariño, Santander, Bogotá, Norte de Santander, Cauca, Meta, Tolima, Huila y Meta que superaron las 20.000 toneladas/año (Gráfico 3-11).

Gráfico 3-11. Consumo de GLP por departamento en 2024 (toneladas por mes)

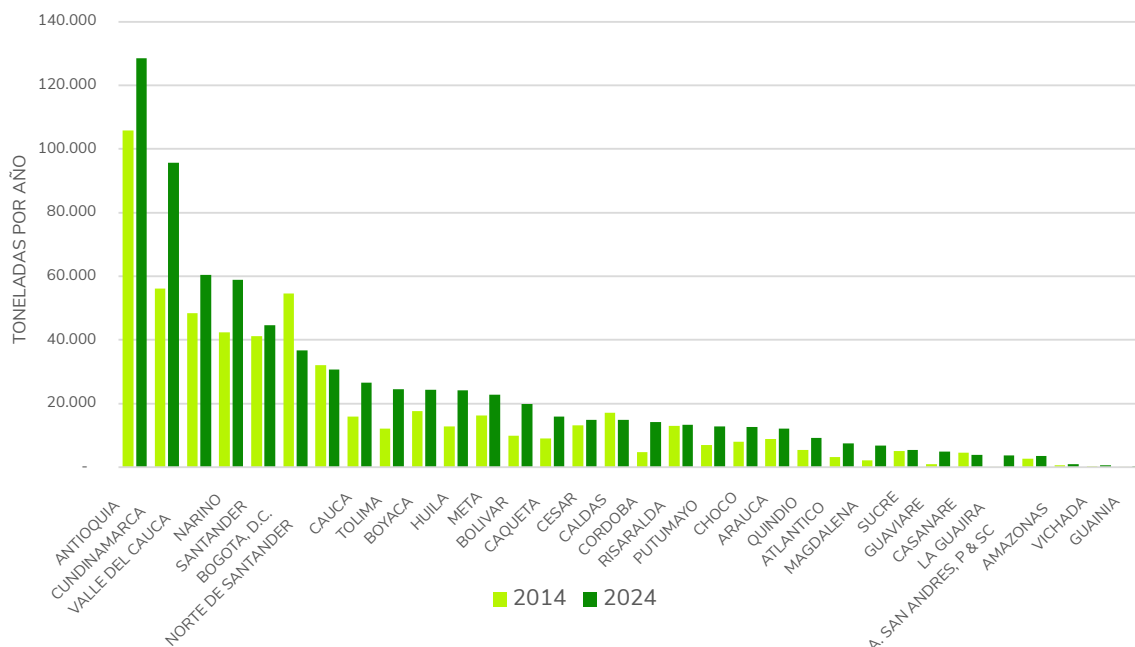


Fuente: Elaboración UPME

Según la información reportada por las empresas distribuidoras y comercializadoras al SUI, Antioquia históricamente ha sido el principal departamento consumidor de GLP, registrando un consumo total de 105.786 toneladas anuales en 2014 (considerando GLP en cilindros, GLP en tanques estacionarios y GLP en almacenamientos conectados a redes de distribución), frente a 128.448 toneladas en 2024, presentando un incremento promedio anual de aproximadamente 21,42% en los últimos 10 años (Gráfico 3-12).

46 (Zuleta, 2023)

Gráfico 3-12. Consumo de GLP por departamento, 2014 Vs. 2024 (Toneladas por año)

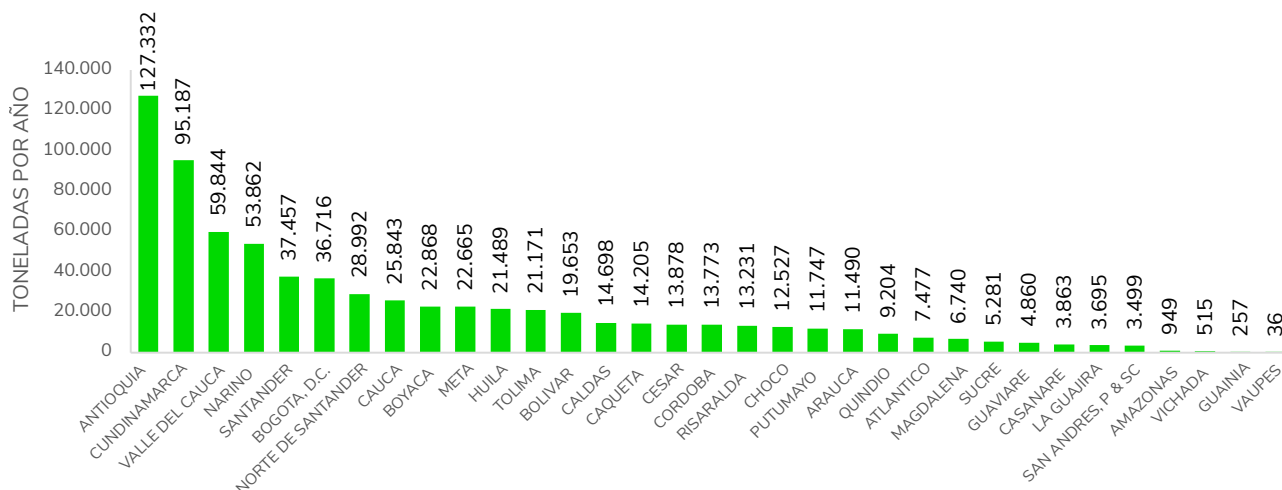


Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 30 de julio de 2025

Cundinamarca, sin incluir Bogotá, se sitúa como el segundo en la lista y el que mayor incremento porcentual presentó en los últimos 10 años: en 2024 consumió 95.703 toneladas, un 70,6% más que en 2014, año en el cual el consumo fue de 56.098 toneladas. Por otra parte, en el caso de Bogotá, la disminución del consumo de GLP es significativo bajando un 32,83% desde 2014.

En este mismo orden, se registra el consumo de GLP por departamentos, a través de cilindros y tanques estacionarios, lo cual significa que la venta de GLP en estas presentaciones es la que **más** jalona el consumo del energético a nivel departamental (Gráfico 3-13).

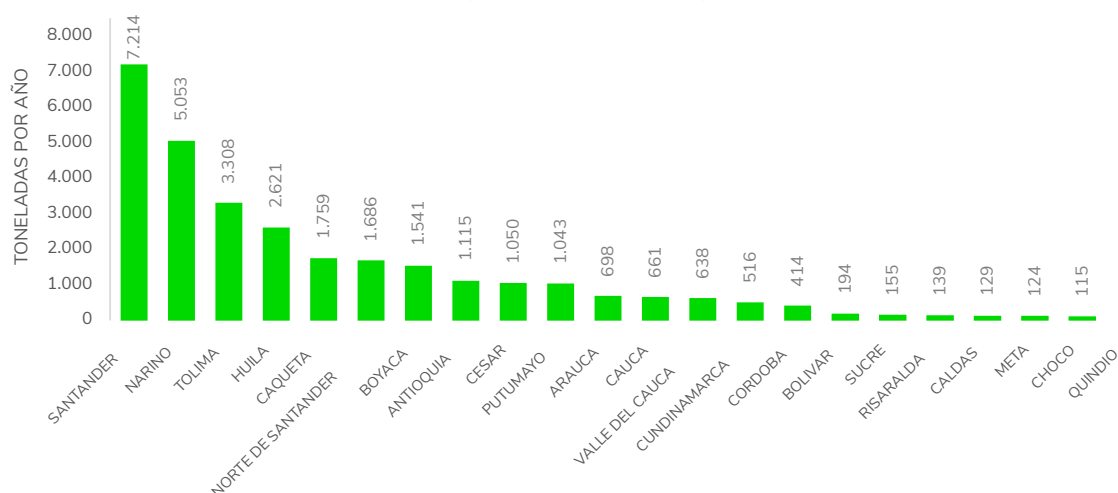
Gráfico 3-13. Consumo de GLP en cilindros y tanques, por departamento en 2024 (Toneladas/año)



Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 30 de julio de 2025

Frente al consumo de GLP por almacenamientos conectados a redes de distribución, el departamento que registró mayores valores en 2024 fue Santander con 7.214 toneladas/año, seguido por Nariño con 5.053 toneladas/año, Tolima con 3.308 toneladas/año, Huila con 2.621 toneladas/año y Norte de Santander con 1.686 toneladas/año. En total, existen 22 departamentos a la fecha, donde hay servicio de GLP a través de almacenamientos conectados a redes de distribución (Ver Gráfico 3-14).

**Gráfico 3-14. Consumo de GLP por redes de distribución por departamento en 2024
(Toneladas por año)**



Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI – Bodega O3 a 30 de julio de 2025

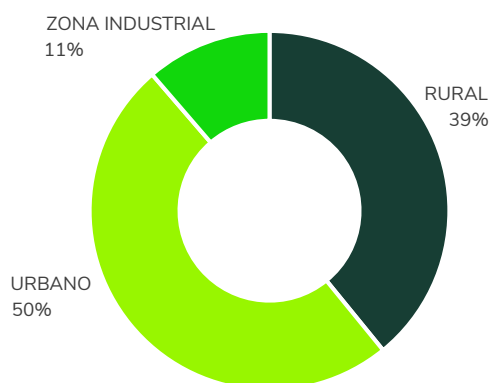
3.2.3. Consumo histórico de GLP por zonas

Para analizar el comportamiento del consumo de GLP por zonas, se revisa la información disponible de acuerdo con una de las clasificaciones que presenta el SUI, donde desde 2017, las ventas de GLP en cilindros y tanques estacionarios se clasifican en las zonas Urbana, Rural e Industrial; y las ventas de GLP por redes de distribución, se clasifican en Centro Poblado⁴⁷, Urbano y Rural.

La demanda actual de GLP por cilindros y tanques estacionarios se encuentra concentrada en las zonas urbanas del país en un 50%, mientras el 39% pertenece a las zonas rurales; en las zonas industriales se registra una demanda del 11%, como se muestra en el Gráfico 3-15.

En 2024, el consumo de GLP por medio de cilindros y tanques estacionarios en las zonas urbanas fue el mayor en los departamentos de Antioquia, San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Atlántico, Bogotá y Caquetá, mientras que el consumo rural, en cambio, fue mayor en los departamentos de Amazonas, Arauca, Bolívar, Boyacá y Caldas. El consumo de GLP en la zona industrial fue representativo en Bogotá y Santander, lugares donde dicha zona correspondió a la segunda con mayor consumo. Guainía fue el único departamento que no registró consumo de GLP en esta zona en 2024.

Gráfico 3-15. Participación zonal de cilindros y tanques estacionarios en el consumo de GLP en cilindros y tanques estacionarios en 2024 (%)

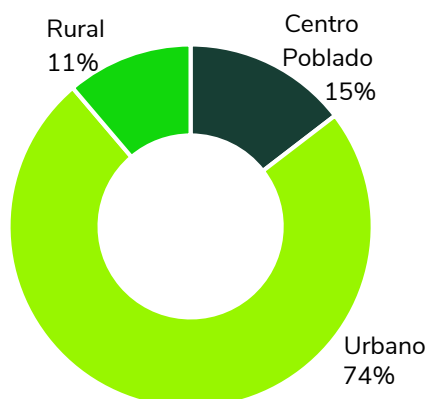


Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

⁴⁷ Definido como una concentración mínima de veinte viviendas contiguas, vecinas o adosadas entre sí, ubicada en el área resto municipal o en un área no municipalizada (corregimiento departamental). Contempla los núcleos de población de los corregimientos municipales, inspecciones de policía y caseríos.

Por otro lado, el consumo de GLP a través de almacenamientos conectados a redes de distribución por zonas en 2024 se desarrolló según lo observado en el Gráfico 3-16.

Gráfico 3-16. Participación zonal de GLP por redes de distribución en el consumo de GLP en 2024 (%)



Fuente: Elaboración UPME con datos del SUI – Bodega O3 a 25 de febrero de 2025

En todos los departamentos donde actualmente se consume GLP por redes, el mayor consumo se registra en zona urbana a excepción de los departamentos de Boyacá y Cundinamarca que consumieron más GLP en Centros Poblados; en Córdoba y Huila consumieron más GLP en zona rural. Quindío fue el único departamento de los que cuentan con este servicio por redes de distribución, que no registró consumo de GLP a través de esta modalidad en 2024.

3.2.4. Consumo de GLP per cápita

Teniendo en cuenta la proyección de población por departamento realizada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE con base en el último censo poblacional realizado en 2018, el consumo nacional per cápita para 2024 fue 1,19 kg de GLP por persona al mes, siendo significativamente menor al de países como México, Ecuador o Chile donde presentan consumos per cápita del orden de 5,7 kg⁴⁸, 5,6 kg y 5 kg⁴⁹ de GLP por persona al mes, respectivamente.

Considerando que el consumo per cápita promedio de GLP en Latinoamérica es de 30 kg/año o 2,5 kg de GLP por persona al mes, el consumo en la región supera la tasa mundial de 1,5 kg de GLP por persona al mes, y evidencia el potencial de este mercado⁵⁰.

A nivel nacional, y según el Plan Nacional de Sustitución de Leña - PNSL (2023)⁵¹, el GLP es utilizado por cerca del 20,9% de los hogares colombianos, principalmente para la cocción de alimentos, lo que indica que el consumo per cápita es mayor en los departamentos donde no hay otro combustible o fuente de energía que sea una alternativa más fácil o más eficiente que el GLP, como es el caso del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, que presenta el mayor consumo per cápita con 4,68 Kg de GLP/mes. Guaviare reporta un consumo per cápita importante de 4,03 Kg GLP/mes. Arauca y Caquetá le siguen, con un consumo per cápita de 3,20 y 3,11 Kg GLP/mes respectivamente (Gráfico 3-17) .

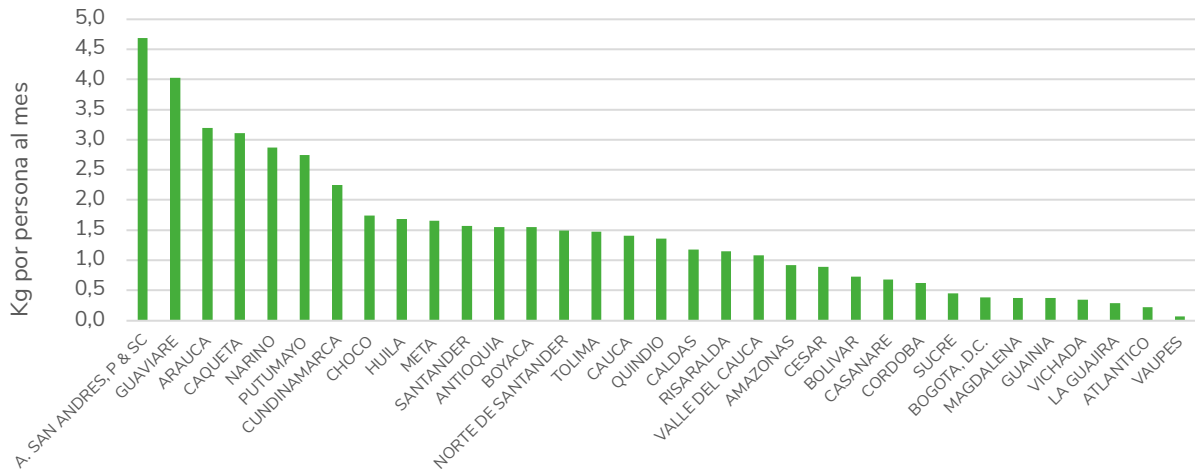
48 Gobierno Federal México, 2012. Prospectiva del Mercado de Gas Licuado del Petróleo 2012-2016. Disponible para consulta en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62956/Prospectiva_del_Mercado_de_Gas_Licuado_de_Petr_leo_2012-2026.pdf

49 Comisión Nacional de Energía – CNE, julio 2023. Proyecto de Ley que mejora la competencia y perfecciona el mercado del gas licuado de petróleo. Disponible para consulta en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/08/1%C2%B0-sesion-Mesa-trabajo-PdL-GLP-CNE.pdf>

50 Surtidores Latam & OLADE, 2024. El futuro del GLP en América Latina: Dependencia, precios y adaptación energética. Disponible para consulta en: <https://surtidoreslatam.com/el-futuro-del-glp-en-america-latina-dependencia-precios-y-adaptacion-energetica/>

51 UPME, 2023. Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos. Disponible para consulta en: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

Gráfico 3-17. Consumo de GLP per cápita por departamento en 2024 (kilogramos por persona al mes)

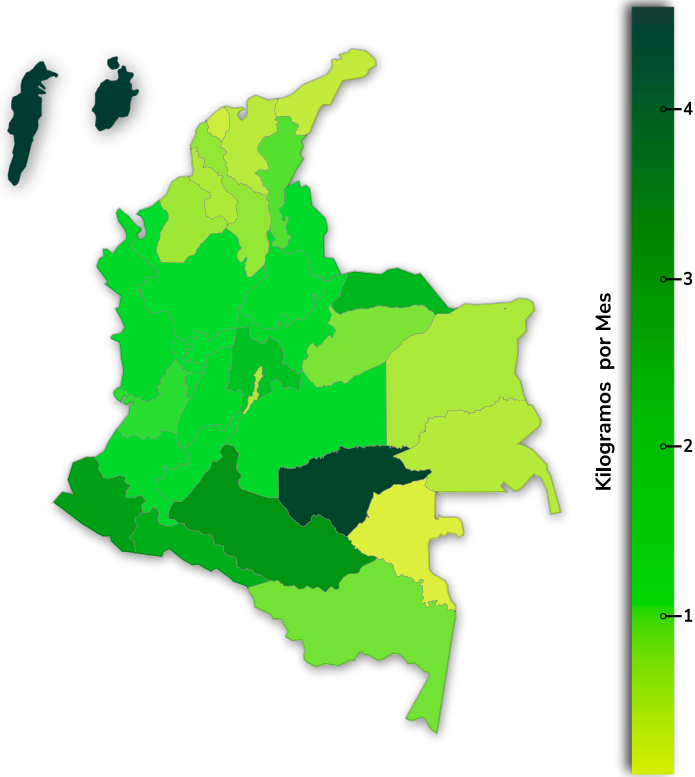


Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI y DANE

Los departamentos de Guainía, Vichada, La Guajira y Vaupés presentan consumos per cápita bajos debido al alto consumo de leña y otros CIAC, principalmente madera y carbón de leña empleados para la cocción de alimentos. Cabe mencionar que en Vichada y Guainía hay consumo de gas natural en baja medida, mientras que no es empleado en Vaupés.

Por otra parte, la densidad poblacional de los departamentos mencionados puede impactar en buena medida este indicador, ya que una mayor densidad poblacional suele generar una mayor demanda de recursos y/o servicios, lo que puede afectar la disponibilidad y acceso a los mismos (Gráfico 3-18). En este caso, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina presenta una densidad poblacional alta (1.612.171 habitantes/km²) frente a la que presentan los departamentos de La Guajira (39.685 hab./km²), Vichada (0,714 hab./km²), Guainía (0,527 hab./km²) o Vaupés (0,543 hab./km²)⁵².

Gráfico 3-18. Mapa de consumo de GLP per cápita por departamento en 2024 (kg/persona al mes)



Fuente: Elaboración Subdirección de Hidrocarburos con datos del SUI y DANE

52 Geoportal DANE, <https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/sociedad/cnpv-2018/?lt=4.456007353293281&lg=-73.2781601239999&z=6>. Fecha de consulta: 21 de marzo de 2025.

3.2.5. Sustitución de Leña y otros CIAC por GLP

De acuerdo con los análisis de viabilidad técnica efectuados para el Plan Nacional de Sustitución de Leña y Otros Combustibles de Uso Ineficiente y Altamente Contaminante para la Cocción Doméstica de Alimentos – PNSL (2023), se ha priorizado al GLP en redes y cilindros, como la principal y mejor alternativa⁵³ de solución energética en el periodo 2025-2034; siendo así, se proyecta llegar con este energético al 50% de 1,38 millones de hogares identificados en el país como consumidores de leña y Combustibles Ineficientes y Altamente Contaminantes – (en adelante CIAC); esto, como meta de sustitución para el año 2050, donde se prevé que las redes de GLP y gas natural representen una alternativa energética para por lo menos un 32,9% de esos hogares y el GLP en cilindros de aproximadamente un 37,9% de los mismos.

Tabla 3-1. Número de hogares a sustituir por GLP para el horizonte 2025 – 2034

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Escenario de Referencia (ER)	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	22.000	22.000	22.000	22.000
Escenario de Tendencia Media (ETM)	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Escenario de Trayectoria Actual (ETA)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000

Fuente. UPME. Subdirección de Hidrocarburos. Plan Nacional de Sustitución de Leña. Marzo 2025

Como se ilustra en la Tabla 3-1, en el Documento Complementario del PNSL (2025)⁵⁴ se proyecta un esquema de sustitución en tres escenarios, donde el Escenario de referencia o ER contempla una sustitución de por lo menos 120.000 de 300.000 hogares en el horizonte de 2025-2030; el Escenario de Tendencia Media o ETM, proyecta impactar a por lo menos 60.000 de 225.000 hogares; y en el Escenario de Trayectoria Actual o ETA, proyecta llegar a 30.000 hogares con GLP de 112.500 hogares considerados.

De acuerdo con lo anterior, para el cumplimiento de estas metas se cuenta con el “Programa de Sustitución de Leña, Carbón y Residuos por Energéticos de Transición de Gas Combustible para la Cocción de Alimentos, para la entrega de los subsidios al consumo de gas combustible a los beneficiarios del Programa y se dictan otras disposiciones” a través de la Resolución MME 40165 de 2024⁵⁵, donde se definen las actividades desarrolladas para la cofinanciación y ejecución de proyectos destinados a la construcción de infraestructura requerida, conexiones e instalaciones internas así como para el otorgamiento de subsidios que permitan sustituir CIAC por energéticos de transición, a través de diferentes alternativas para los beneficiarios correspondientes. En este sentido, la resolución ajusta la definición de gas combustible, de la siguiente manera:

“...Gas combustible: Cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (Gases Manufacturados, Gas Natural -GN y Gas Licuado de Petróleo -GLP), obtenido de la gasificación de combustibles fósiles o de la gasificación de biomasa y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC 6465:2020 “Gases de ensayo, presiones de ensayo y categorías de los artefactos”, o de la Norma Europea EN 437:2018. Incluye: hidrógeno, mezcla de hidrógeno/gas natural, biogás, biometano, syngas y biosyngas. Esta definición aplica para los diferentes usos del gas combustible, independientemente de que sea finalmente utilizado o no para combustión...”

Así mismo, el PNSL destaca que para la implementación del mismo, y específicamente para la sustitución por GLP, se considera la participación de subsidios al consumo de GLP por redes, suministrados por el gobierno nacional a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), que

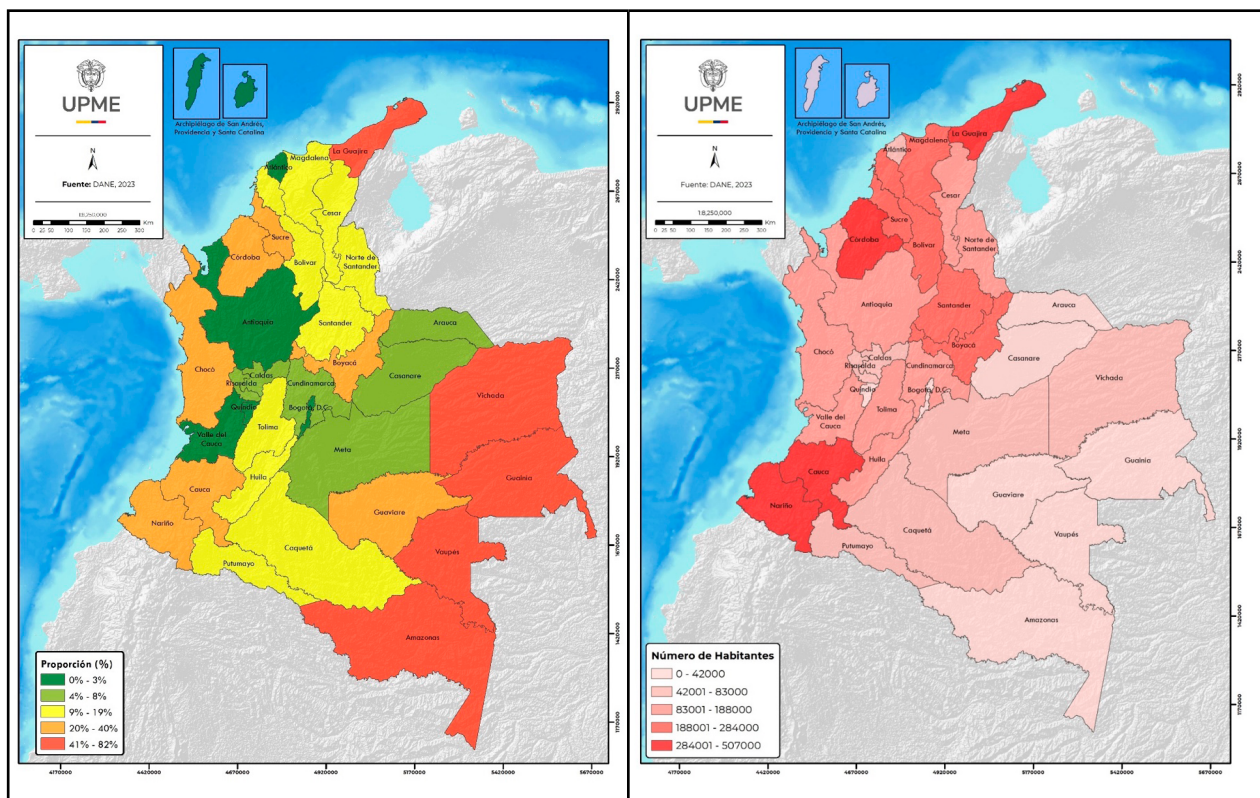
53 Dentro de los combustibles considerados como limpios para cocinar por la Organización mundial de la Salud (OMS 2022) en función de las bajas emisiones domésticas de material particulado y monóxido de carbón, se encuentra el GLP. OMS, Defining clean fuels and technologies. Disponible para consulta en: <https://www.who.int/tools/clean-household-energy-solutions-toolkit/module-7-defining-clean>

54 UPME, 2025. Hacia la implementación del Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos. Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Hacia_la_implementacion_del_PNSL_y_otros_CIAC_para_la_coccion_domestica_de_alimentos_VF.pdf

55 MME, Resolución 40165 de 2024. Disponible para consulta en: [https://www.suin-juriscal.gov.co/clp/contenidos.dtl/Resolucion/30051673?fn=document-frame.htm\\$f=templates\\$3.0](https://www.suin-juriscal.gov.co/clp/contenidos.dtl/Resolucion/30051673?fn=document-frame.htm$f=templates$3.0)

cubre los subsidios del servicio público domiciliario de gas combustible por red de tubería a los usuarios de menores ingresos, de conformidad con lo señalado en el artículo 89.3 de la Ley 142 de 1994, y los recursos para subsidios al consumo de GLP en cilindros, conforme a lo definido en el Decreto número 2195 de 2013 y la Resolución 40720 de 2016. A nivel departamental, el PNSL expone que especialmente los departamentos del Vaupés, Vichada, Guainía, la Guajira y Amazonas, presentan oportunidades de desarrollo y ampliación en energéticos de transición, si se considera la proporción porcentual de la población en estos departamentos, que dependen principalmente de combustibles y tecnologías contaminantes para cocinar, y se incluye a los departamentos del Cauca, Córdoba, La Guajira y Nariño si se considera esta característica pero medida en número de habitantes (Gráfico 3-19).

Gráfico 3-19. Población que depende principalmente de combustibles y tecnologías contaminantes para cocinar, por departamento (% y No. de habitantes). Año 2023

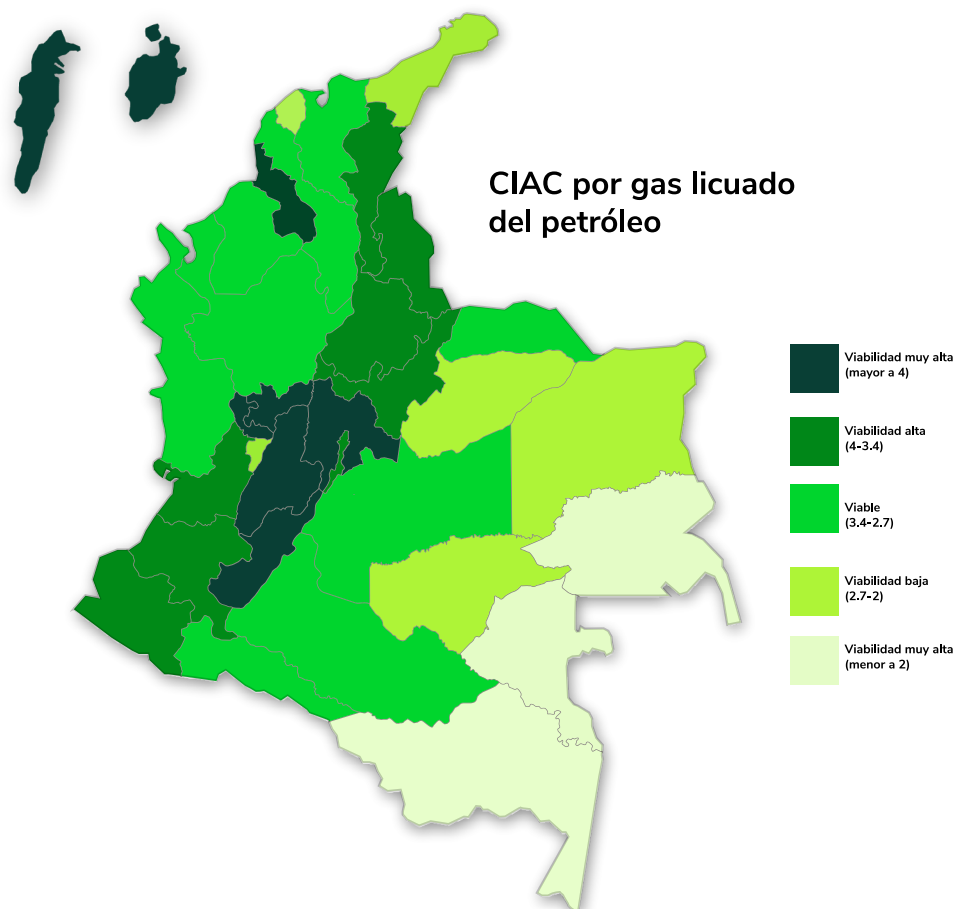


Fuente: Tomadas del documento "Hacia la implementación del Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos". UPME 2025.

Específicamente hablando del GLP, es pertinente tener en cuenta la clasificación realizada por el PNSL (2023) en relación con los departamentos con mayor viabilidad técnica para sustituir la leña y CIAC usados para cocinar con GLP, la cual fue hecha con base en el análisis de criterios determinantes para la expansión de cobertura de éste energético en zonas rurales, como lo son la presencia de distribuidores de GLP, la existencia de vías de transporte para la movilización del GLP, densidad de hogares rurales y cobertura de gas combustible. Como resultado de este análisis, se determinó que el GLP es una alternativa viable para sustituir la leña y otros CIAC en los departamentos indicados en la Tabla 3-2.

Con base en lo anterior, se podría decir que los departamentos con alta viabilidad técnica para hacer la sustitución por GLP cuentan con: infraestructura y presencia de empresas del servicio público de GLP, bien sea a través de una cadena de atención y distribución minorista sólida, como de instalaciones de mayor envergadura formalmente establecidas como plantas de almacenamiento mayorista o plantas de envasado o almacenamientos conectados a redes de distribución, lo cual facilita la ampliación de cobertura de este servicio público. Por el contrario, los departamentos con bajo o muy bajo nivel de viabilidad técnica para la ampliación de cobertura de GLP, por lo general, no cuentan aún con los atributos necesarios para facilitar el abastecimiento de GLP.

Gráfico 3-20. Viabilidad técnica para la sustitución de combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes. 2023



Fuente: Elaboración UPME. Plan Nacional de Sustitución de Leña, 2023.

Tabla 3-2. Departamentos con viabilidad técnica para sustituir uso de leña y otros CIAC por GLP según el PNSL (2023)

Departamento	Viabilidad muy alta	Viabilidad alta	Viable	Viabilidad baja o muy baja
Amazonas				X
Antioquia			X	
Arauca			X	
Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina	X			
Atlántico				X
Bolívar			X	
Boyacá		X		
Caldas	X			
Caquetá			X	
Casanare				X
Cauca		X		

Departamento	Viabilidad muy alta	Viabilidad alta	Viable	Viabilidad baja o muy baja
César		X		
Choco			X	
Córdoba			X	
Cundinamarca	X			
Guainía				X
Guaviare				X
Huila	X			
La Guajira				X
Magdalena			X	
Meta			X	
Nariño		X		
Norte de Santander		X		
Putumayo			X	
Quindío				X
Risaralda	X			
Santander		X		
Sucre	X			
Tolima	X			
Valle del Cauca		X		
Vaupés				X
Vichada				X

Fuente. UPME. Subdirección de Hidrocarburos. Plan Nacional de Sustitución de Leña, 2023.

En este punto, el PNSL también resalta que es importante contemplar aspectos que afectan directamente el nivel de sustitución como el hecho de que los hogares que deseen sustituir su actual combustible deben contemplar la inversión en una estufa, un cilindro y los accesorios asociados y estos costos pueden resultar prohibitivos para las familias con mayor escasez de recursos.

Si se desea profundizar en aspectos y avances del PNSL, se puede consultar el documento “Hacia la implementación – Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminantes – CIAC para la cocción doméstica de alimentos”⁵⁶.

3.3. Consumo de GLP en otros usos

Además del tradicional uso como servicio público domiciliario a nivel doméstico, industrial y comercial, el GLP en Colombia está avanzando en otros usos, pues se ha empleado como combustible automotor, en soluciones de generación de energía en ZNI, ya sea como sustituto del diésel o como respaldo de fuentes renovables no convencionales e incluso, se ha considerado en generación térmica destinada al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

⁵⁶ UPME, 2025. Hacia la implementación – Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminantes – CIAC para la cocción doméstica de alimentos. Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Hacia_la_implementacion_del_PNSL_y_otros_CIAC_para_la_coccion_domestica_de_alimentos_VF.pdf

A continuación, se presenta un estimado del consumo actual de GLP en estos usos, que al ser diferentes al servicio público domiciliario, se basa en datos recopilados tanto de fuentes públicas como de actores de los sectores involucrados⁵⁷, con el objetivo de establecer un punto de partida que permita proyectar su demanda futura para cada uno de los escenarios que serán analizados en el Capítulo 4 del presente documento.

Cabe destacar que, al no contar con un sistema de información como el SUI (cuando se refiere al empleo del GLP como servicio público domiciliario) en el que se registre información de consumo por parte de los diferentes agentes de los sectores de transporte y/o generación, la misma está sujeta a posterior revisión y ajuste, de considerarse pertinente.

Finalmente, es preciso mencionar que, aunque la industria petroquímica a nivel internacional es un sector que está empleando el GLP de manera progresiva, la industria nacional no registra consumos en los últimos años, presentando su último reporte hacia 2009⁵⁸ y, por lo tanto, su aporte a la demanda se considera nulo por el momento.

3.3.1. GLP en transporte

En Colombia, mediante la Ley 1753 de 2015⁵⁹ se autorizó el uso de GLP como carburante en motores de combustión interna, así como carburante en transporte automotor y demás usos alternativos en todo el territorio nacional; en 2020, el MME expidió los reglamentos técnicos aplicables⁶⁰ y desde entonces, el consumo de AutoGLP y Nautiglp (este último, destinado a aplicaciones marítimas) ha mostrado una “activación”, en especial en los dos últimos años como respuesta al incremento progresivo de los precios de los combustibles líquidos como la gasolina y el diésel; lo anterior se basa en el hecho de que se han abierto 20 estaciones de servicio⁶¹ de AutoGLP en el país desde 2022, mismas que se ubican en las ciudades de Barranquilla, Cartagena, Medellín, Cúcuta, Fusagasugá, Soledad, Pasto y Cali.

Cabe mencionar que, a la fecha, se cuenta con dos formas de distribución de AutoGLP en el país: i) agentes del sector del GLP convienen el uso de un área asignada dentro del predio de una estación de servicio (EDS) e incorporan una isla de AutoGLP para ofrecerlo como un producto más, ofrecido por la EDS; y ii) la misma EDS realiza esa adecuación y compra el GLP a un distribuidor mayorista de GLP. En ambos casos, la EDS figura como un usuario más de la cadena de prestación del servicio de GLP siendo registrado el tanque estacionario como una venta más del segmento de granel, pero su prestación al usuario final se surte bajo el régimen de combustibles líquidos⁶².

Por otro lado, también existe el NautiGLP, definido por la Ley 2128 de 2021⁶³ que, en términos ambientales, podría ser un sustituto al combustóleo, el diésel marino o la gasolina empleada en embarcaciones acuáticas o fluviales, pues en comparación con esta última, emite un 60% menos de óxido de nitrógeno y un 15% menos de dióxido de azufre⁶⁴. En este aspecto, a diciembre de 2024 se contaba con registro de 60 motores convertidos a NautiGLP en Nariño y otros 58 motores dedicados, en los departamentos de Bolívar, Sucre y Córdoba; así mismo, hay evidencia de programas impulsados desde el MME en alianza con FENOGÉ como por ejemplo, el “Programa NautiGLP Pacífico Sostenible” con el cual se busca sustituir 60 motores de gasolina, de propiedad de pescadores artesanales de estratos 1 y 2 del municipio de Tumaco, Nariño⁶⁵, por motores de GLP.

57 IPSE, XM, GASNOVA, AGREMGAS, entre otros.

58 UPME, 2017. Cadena del GLP. Disponible para consulta en: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Cadena_GLP_2017_30032017.pdf

59 Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.

60 Resolución MME 40368 de 2020, por la cual se expide el reglamento técnico a las estaciones de servicio que suministran gas licuado del petróleo (GLP) para uso vehicular, modificada por la Resolución MME 40118 de 2021; y Resolución MME 40340 de 2020, por la cual se establecen requisitos que deben cumplir los agentes para la prestación del servicio de GLP para uso vehicular (AutoGLP y NautiGLP) como carburante de transporte automotor.

61 Entrevista “El Autoglp se consolida como una de las grandes apuestas de combustibles de bajas emisiones” en la Revista Premium Edición No. 48 – COMCE Colombia. Disponible para consulta en: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://comcecolombia.com/wp-content/uploads/2024/08/Revista-EDS-Premium-No-48.pdf>

62 De acuerdo con el “Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado”. Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM Consultoría SAS.

63 “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura de gas combustible en el país” - <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=168087>

64 (Zuleta, 2023)

65 FENOGÉ. 26 de enero de 2024. MME y FENOGÉ lanzan dos programas de energía sostenible en el Pacífico colombiano. Disponible para consulta en: <https://fenoge.gov.co/minenergia-y-fenoge-lanzan-dos-programas-de-energia-sostenible-en-el-pacifico-colombiano/>

En relación con datos históricos de consumo en estos usos, se evidencia que aún no se cuenta con un sistema de información oficial como el SUI o SICOM donde se pueda acceder a información de consumo de GLP en automotores. Ante esa dificultad, desde la UPME se acudió a los diferentes agentes del sector con el fin de conocer cifras de consumo actual y sus perspectivas a corto, mediano y largo plazo.

Según información suministrada por agentes del sector⁶⁶, las ciudades de Medellín, Cartagena, Barranquilla y Soledad registran actualmente consumo de AutoGLP en un rango de 90 a 125 Kg/mes; en la zona suroccidente (principalmente Nariño y Valle del Cauca) se registra un consumo aproximado de 1.250 Kg/mes. Dentro de sus perspectivas al cierre de 2026, los agentes manifestaron la intención de incrementar la atención de vehículos en las ciudades y poblaciones del norte y centro del país donde aún no se cuenta con acceso a gas natural comprimido vehicular - GNCV.

Así mismo, los agentes del sector dedicados al NautiGLP, informaron de manera oficial que en 2023 se presentaron consumos promedio de NautiGLP del orden de 150-300 Kg/mes en los municipios ribereños del río Magdalena, Cauca, Nechi y Atrato, muy fluctuantes según la temporada del año y/o el nivel de agua en los ríos. Igualmente, manifestaron que dentro de sus expectativas a corto plazo esperan “...atender alrededor de 240 embarcaciones con NautiGLP al cierre del 2026...”, en el mediano plazo “...lograr la sustitución de al menos 200 motores de dos tiempos (2T) por motores de cuatro tiempos (4T) dedicados a GLP, que representarían un consumo de 144.000 Kg mensuales...” y a largo plazo “...proyectan una sustitución de cerca del 70% de motores que hoy usan gasolina como carburante, para alcanzar la cifra de 700 embarcaciones convertidas, lo cual representarían aproximadamente un consumo de 900 mil Kg anuales de GLP en 2030...”

En este punto se aclara que lo anterior no corresponde a ninguna meta del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado del Petróleo - PIAGLP, sino que es una proyección de la información que los agentes del sector del GLP dedicados a la comercialización de AutoGLP y NautiGLP proporcionaron de manera oficial a la UPME, dentro del marco de la construcción del presente plan.

Así mismo y teniendo en cuenta la escasa información oficial existente, donde se analicen las condiciones que se requiere para ampliar el uso de GLP en transporte, se hace necesario implementar políticas públicas que hagan posible la superación de diferentes retos, como la creación de una red de talleres de conversión aliados que permitan incrementar el número de conversiones de vehículos, la construcción y/o habilitación de estaciones de servicio para su suministro en lugares que permitan ampliar las zonas donde los vehículos que lo empleen, puedan movilizarse, entre otros; todo esto, considerando que el monto de inversión requerida para implementar una estación de AutoGLP podría llegar a ser mucho menor que la inversión necesaria para configurar estaciones de servicio de otros combustibles⁶⁷.

De igual forma, sería necesario apoyar su competitividad frente a otros combustibles, bien sea manteniendo las mismas condiciones de subsidio para todos los combustibles cuyo precio es afectado por precios internacionales o bien, incluyendo al GLP en algún tipo de mecanismo de control de precios. Actualmente, en algunos casos, las EDS apoyan la financiación para la conversión de vehículos y/o el distribuidor mayorista de GLP otorga un bono para cofinanciarla mediante un esquema de masificación. Según el “Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado”⁶⁸ contratado por la CREG, se menciona lo siguiente al respecto: “La competencia directa al Autoglp está determinada por las EDS que distribuyen gasolina motor y el gas natural vehicular y como competencia potencial las EDS y otros sitios que prestan el servicio de recarga a los vehículos eléctricos... a pesar de que ya existen EDS en funcionamiento, la constitución de los talleres de conversión ha sido muy lenta. Esto no permite que evolucione a los niveles que el sector inversionista esperaba...”.

De igual forma para el NautiGLP, para el cual es necesario continuar con la promoción de programas de sustitución de motores desde ambos sectores, público y privado, considerando que la conversión a NautiGLP requiere de la compra de un motor 0 horas y, por lo tanto, los niveles de inversión inicial son más altos para los usuarios finales.

66 Respuestas a solicitud de información por parte de la UPME, Radicado No.: 20241700073171.

67 Universidad de los Andes – Facultad de Economía. Marzo de 2023. Zuleta, Hernando. AutoGLP, Transición Energética y efectos distributivos.

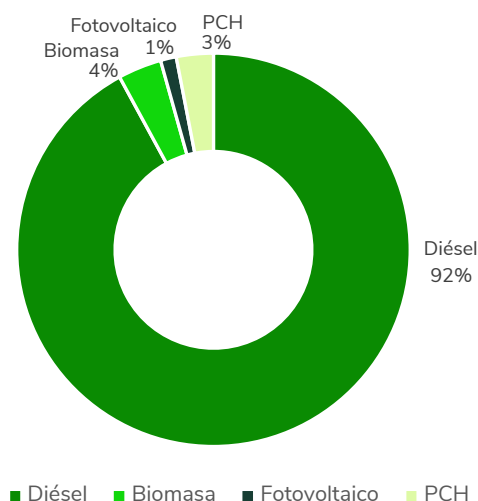
68 Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado. Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM Consultoría SAS.

3.3.2. GLP en generación eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI)

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia corresponden a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), conforme a lo establecido en el Artículo 1 de la Ley 855 de 2003⁶⁹. Representan el 53% del territorio nacional por municipio y abarcan el 4% de la población. Existen localidades pertenecientes a las ZNI que disponen del servicio de energía eléctrica, de manera permanente o parcial, y también existen localidades que no disponen de este servicio, las cuales en su mayoría se ubican en zonas geográficamente aisladas.

En las ZNI que tienen cobertura de energía eléctrica, la generación se fundamenta principalmente en fuentes fósiles que corresponden a la capacidad instalada de equipos de generación con diésel y, en menor proporción, a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), siendo la biomasa la de mayor participación (Gráfico 3-21) comparado con la solar fotovoltaica o las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH); en el caso de los sistemas fotovoltaicos, debido a su confiabilidad, también se emplea diésel como combustible de respaldo.

Gráfico 3-21. Generación en ZNI por tipo de energético en 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos del IPSE a 31 agosto de 2024

Teniendo en cuenta que el Plan Nacional de Desarrollo – PND (2018-2022)⁷⁰ sentó las bases para el empleo de GLP en la generación de energía eléctrica en los municipios que hacen parte de las ZNI y la Ley 2128 de 2021⁷¹, dio los lineamientos para la priorización y asignación de recursos a proyectos de sustitución de diésel por gas combustible, el GLP podría contribuir a la generación eléctrica de estas zonas, bien sea como combustible principal o como energético de respaldo de las FNCER.

Según información remitida por IPSE⁷² dentro del marco de la construcción del presente documento, actualmente la generación eléctrica con GLP en ZNI presenta los siguientes aspectos por profundizar y/o mejorar, los cuales no han permitido un avance significativo en su implementación en estas zonas:

- **Accesibilidad y distribución:** en zonas donde se ubican usuarios dispersos, la distribución de GLP puede ser limitada tanto por el transporte como por las vías lo que dificulta su acceso a las comunidades.
- **Costo:** aunque el GLP puede ser más económico que otros combustibles, la inversión inicial de los equipos y en la instalación limitan el acceso para familias de bajos ingresos.

69 Ley 855 de 2003, por la cual se definen las Zonas No Interconectadas ZNI.

70 <https://www.dnp.gov.co/plan-nacional-desarrollo/Paginas/plan-nacional-de-desarrollo-2018-2022.aspx>

71 “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura de gas combustible en el país” - <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=168087>

72 Respuesta del IPSE a inquietudes UPME en el marco de la elaboración del Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP, derivadas en reunión del 30 de septiembre de 2024. Radicado No. 20251110078362.

- *Percepción de seguridad:* existe preocupación sobre la seguridad en el manejo y almacenamiento del GLP y sería necesario que sea profundizada la socialización de los mecanismos que aseguren un manejo seguro del mismo por parte de los usuarios finales como lo expone la reglamentación que hay en la materia, como es el caso de la Resolución MME 40246 de 2016 y otras relacionadas.
- *Apropiación social:* el débil conocimiento sobre el uso eficiente del GLP puede limitar su adopción y generar resistencia en comunidades que no están familiarizadas con sus beneficios. Es necesario invertir en programas de educación y capacitación para asegurar que los usuarios comprendan cómo funciona su cadena de valor y a manejar el GLP adecuadamente.
- *Impacto sociocultural:* tal como ocurre con la inercia a continuar el uso de leña y otros combustibles contaminantes en la cocción de alimentos y calentamiento de agua, en algunas comunidades en ZNI, el uso del GLP puede ser visto como una alteración de prácticas tradicionales, lo que puede generar resistencia cultural a su uso.
- *Otros:* si bien las plantas de generación con GLP tienen ventajas comprobadas a comparación de las plantas diésel, en las ZNI no han sido muy bien aprovechadas debido a las limitaciones en el conocimiento técnico frente a su operación y mantenimiento, aspecto ya superado con la experiencia, en el caso de las plantas de generación con diésel.

3.3.3. GLP en generación térmica

Un generador térmico se define como una persona natural o jurídica que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al SIN, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.⁷³

Según la Asociación Iberoamericana de Gas Licuado del Petróleo - AIGLP⁷⁴, para mediados de 2022 se esperaba la construcción de trece (13) plantas termoeléctricas en el país donde al menos tres fueran abastecidas con GLP. Sin embargo, según datos de XM⁷⁵, a la fecha de publicación del presente documento, se cuenta con una única planta de generación térmica que reporta consumo de GLP, la cual corresponde a la planta Termocaribe 3 con fecha de puesta en operación del 21 de marzo de 2024 y capacidad efectiva neta de 52 MW para cumplir sus obligaciones de energía en firme. Esta planta, que también opera con gas natural, cuenta con una turbina SIEMENS SGT-800 clase B5 que emplea propano clase HD-5, el cual es importado y es almacenado en 3 tanques de 90.000 galones c/u.

Por otro lado, para la proyección anual de consumo GLP por concepto de ampliaciones de plantas y/o sustitución del combustible original a GLP se toman los supuestos de expansión futura de generación según el Centro Nacional de Despacho (CND), que sólo consideran aquellos proyectos con aceptación de punto de conexión según lo establecido en la resolución CREG 075 de 2021. En ese horizonte, y según datos de XM⁷⁶, no se identifican proyectos nuevos que tengan declarado operar con GLP ni ampliaciones de capacidad de la planta térmica que actualmente lo emplea. Así mismo, XM reportó que no se cuenta con información de algún proyecto de generación con miras a sustituir su combustible actual con GLP.⁷⁷

73 Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. Generador Térmico. Disponible en: <https://www.bmcbec.com.co/registro-an-te-el-gestor/participantes/generador-t%C3%A9rmico>

74 AIGLP, 18 de marzo de 2021. Colombia: el Gobierno impulsa trece plantas de generación eléctrica, de las cuales tres serán a GLP. Disponible para consulta en: <https://aiglp.org/colombia-el-gobierno-impulsa-trece-plantas-de-generacion-electrica-de-las-cuales-tres-seran-a-glp/>

75 <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=InformacionTipoCombustibleMID>

76 Respuesta a solicitud de información a XM por parte de la UPME, radicada bajo el número 202444028977-3.

77 La información fuente es suministrada por los agentes del mercado y luego es procesada por XM para el ejercicio de sus funciones. La información puede presentar modificaciones, en caso de que se presenten novedades que conlleven a la realización de ajustes, de conformidad con lo establecido en la normatividad vigente.

4. ESCENARIOS DE OFERTA Y DEMANDA

El análisis realizado sobre los mecanismos de oferta existente y la evolución del consumo histórico de GLP a nivel nacional, presentados en el capítulo anterior, aportan los fundamentos necesarios para un diagnóstico integral del abastecimiento actual y futuro del GLP en el país. La siguiente fase se orienta al planteamiento de los escenarios de oferta y demanda para un horizonte de 10 años, insumos para realizar el correspondiente balance que permita dimensionar las necesidades de infraestructura que garanticen el abastecimiento y confiabilidad de este servicio para el país.

4.1. Declaración de producción de GLP

El análisis de las perspectivas de oferta se fundamenta en la Declaración de Producción de GLP (DP)⁷⁸, definida mediante la Resolución MME 40694 de 2016 y modificada posteriormente por la Resolución MME 41248 de 2018, que indica que los agentes productores e importadores de GLP deben reportar al MME, las cantidades proyectadas de GLP que puede ofrecer al mercado colombiano para un horizonte de cinco (5) años.

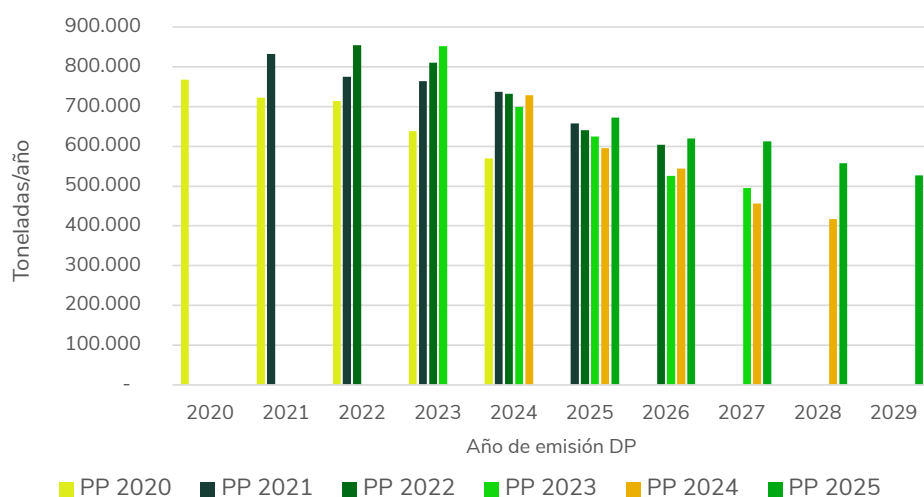
Esta declaración, que también está fundamentada por lo indicado en el artículo 2.2.2.7.5 del Decreto 1073 de 2015 que establece que “...los productores e importadores de GLP, deberán declarar los valores históricos y esperados de su producción, importación, ventas, consumos propios y demás variables que señale el Ministerio de Minas y Energía...” actualmente incluye variables clave por fuente, como el Potencial de Producción (PP), las cantidades comprometidas mediante contratos y el consumo operativo interno. Cabe aclarar que, aunque en la DP también se reportan Cantidades Importadas Disponibles para la Venta (CIDV), en el análisis desarrollado sólo se consideraron capacidades totales de importación instaladas en infraestructura existente o proyectada y, por lo tanto, los valores relacionados en la DP para esta variable no se tienen en cuenta en el análisis. Estas cifras se expresan en toneladas métricas, como unidad de referencia utilizada para los datos presentados en este capítulo, ya sea en escala mensual o anual, según se requiera.

Las declaraciones de producción registradas entre 2020 y 2024 revelan una tendencia decreciente en el Potencial de Producción (PP): En 2020, la tasa promedio anual de declinación era del 5%. En 2023, las cantidades reportadas presentaban una estabilidad relativa frente a las proyecciones de años anteriores, lo cual sugiere la implementación de estrategias para recuperar volúmenes adicionales de GLP, mitigando parcialmente el impacto de la declinación natural de las fuentes, sin embargo, la reducción se incrementó a un 9% en 2024. Así, por ejemplo, el Potencial de Producción (PP) proyectado desciende de 830.000 toneladas a 729.000 toneladas para el primer año, reflejando una reducción significativa en comparación con declaraciones previas. Este comportamiento se debe, principalmente, a la declinación natural de los campos productores, cuyos yacimientos reducen progresivamente su capacidad de producción de gas, conforme avanzan las etapas de explotación, siendo el caso más crítico el del campo Cusiana, cuya producción proyectada para 2024 se redujo en un 30% respecto a 2023.

La Declaración de Producción de GLP 2025-2029 publicada mediante Resolución No. 00738 del 27 de mayo de 2025, muestra un comportamiento decreciente con una PP que comienza en 671.000 toneladas para 2025 y termina en 526.000 toneladas para 2029; no obstante, mejora sus perspectivas con respecto a las cantidades reportadas en la DP de 2024, la cual reportó 595.000 toneladas para 2025 y 417.000 toneladas para 2028 (Gráfico 4-1).

⁷⁸ MME, Declaración de Producción de Gas Licuado de Petróleo. Disponibles para consulta a través de: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>

Gráfico 4-1. Comparativo del Potencial de Producción de GLP entre 2020 y 2025

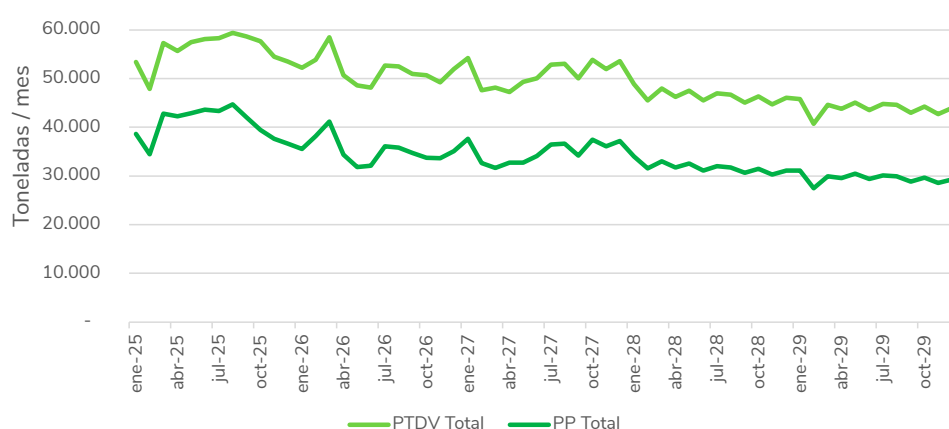


Fuente: Elaboración UPME con datos de las Declaraciones de Producción de los últimos 5 años

El Potencial Total Disponible para la Venta (PTDV), representa las cantidades de GLP que los productores estiman que pueden comercializar al mercado, tras descontar las cantidades comprometidas por contratos de suministro y el GLP requerido para consumo interno. En los primeros meses de 2024, se reportan valores cercanos a cero para la PTDV, dado que estas cantidades ya están asignadas a través de las OPC, las cuales son mecanismos regulados por la CREG para la venta de GLP con precio regulado⁷⁹ y que en la actualidad tienen una vigencia de sólo 6 meses.

Como se muestra en la Gráfico 4-2, la relación entre el PP y el PTDV es simétrica, y las diferencias principales se atribuyen al GLP que se emplea para operación del campo. Este consumo, utilizado principalmente para generación eléctrica de uso interno de los campos y/o co-dilución de crudo, alcanza un promedio nacional de 15.280 toneladas/mes en el periodo 2025-2029 (Gráfico 4-3) y se concentra en infraestructuras como las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como en los campos Cusiana, Cupiagua, Dina y Apiay.

Gráfico 4 2. Comportamiento PTDV vs PP, DP 2025-2029 (Toneladas/mes)



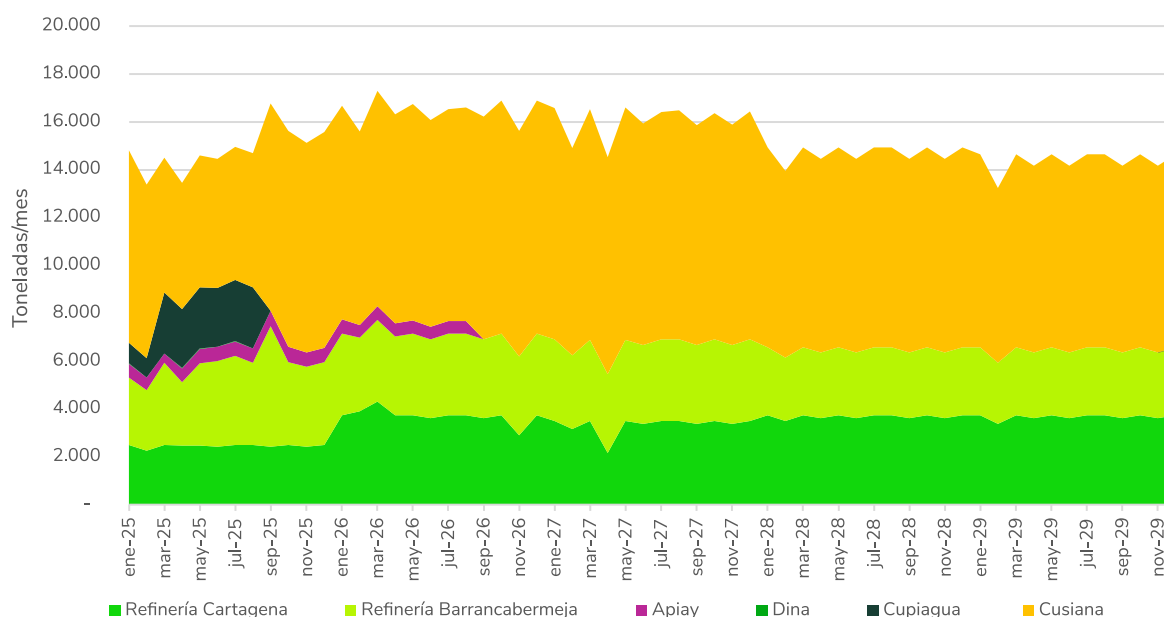
Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

Se destaca que el campo Apiay produce cerca de 566 toneladas promedio/mes de GLP, pero no destina ninguna cantidad al servicio público domiciliario, pues lo emplea en su totalidad como diluyente para crudos pesados, teniendo en cuenta los ahorros económicos que su operador manifiesta que se pueden lograr, al reemplazar la nafta con GLP para este fin.

Por lo anterior, se asume que la oferta definitiva comercializada por los productores no incluye el GLP empleado en operación, y dado que el comportamiento de la OPC es comparable al de la PTDV, esta variable podría ser considerada como la referencia más representativa de la realidad comercial actual.

⁷⁹ Figura que, actualmente, sólo le aplica a Ecopetrol.

Gráfico 4 3. GLP como gas de operación (Toneladas/mes)



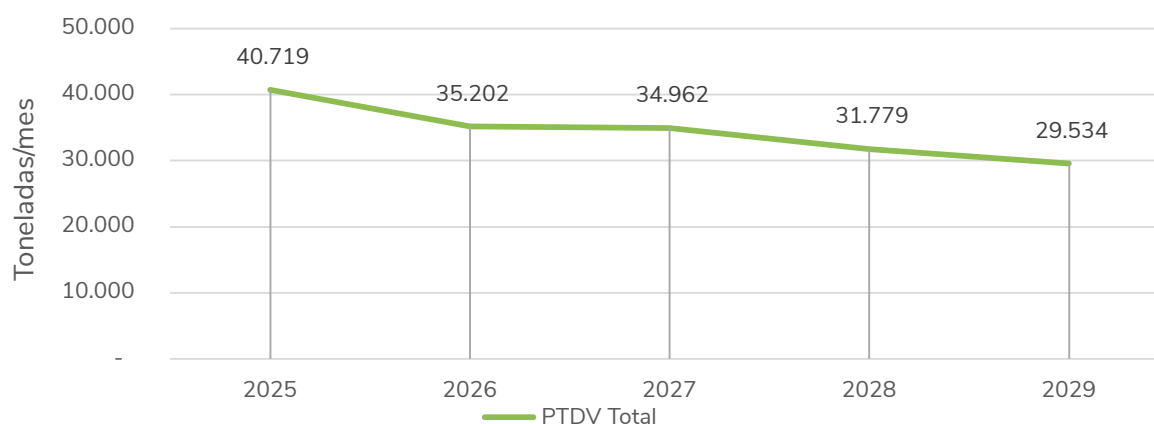
Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

La PTDV reportada en la Declaración de Producción de 2025-2029, muestra un decrecimiento más acelerado que el Potencial de Producción; por ejemplo, para el 1er año, presenta una reducción a una tasa promedio anual del 14%, frente a una reducción del 8% anual observado en el PP. Al comparar la variación promedio entre la PP vs la PTDV en los 5 años de la DP, la diferencia es de 2 puntos porcentuales, siendo 6% el decrecimiento promedio de la PP y 8% la reducción promedio de la PTDV. Este comportamiento obedece particularmente a la reducción de las cantidades disponibles para la venta de los campos de producción; sin embargo, los operadores mantienen estable el consumo de GLP destinado a la operación.

Esta tendencia evidencia cómo la declinación de la producción de GLP, sumada al mantenimiento de los niveles de GLP de operación, impacta directamente en la oferta destinada al mercado nacional y subraya la necesidad de implementar medidas que optimicen el uso del GLP producido localmente, tales que sean capaces de garantizar un abastecimiento más eficiente en los próximos años hacia los diferentes sectores de demanda.

Como se observa en la Gráfico 4-4, las principales fuentes de producción nacional de GLP muestran un descenso general en las cantidades proyectadas a lo largo del tiempo:

Gráfico 4-4. Comportamiento anual de PTDV⁸⁰

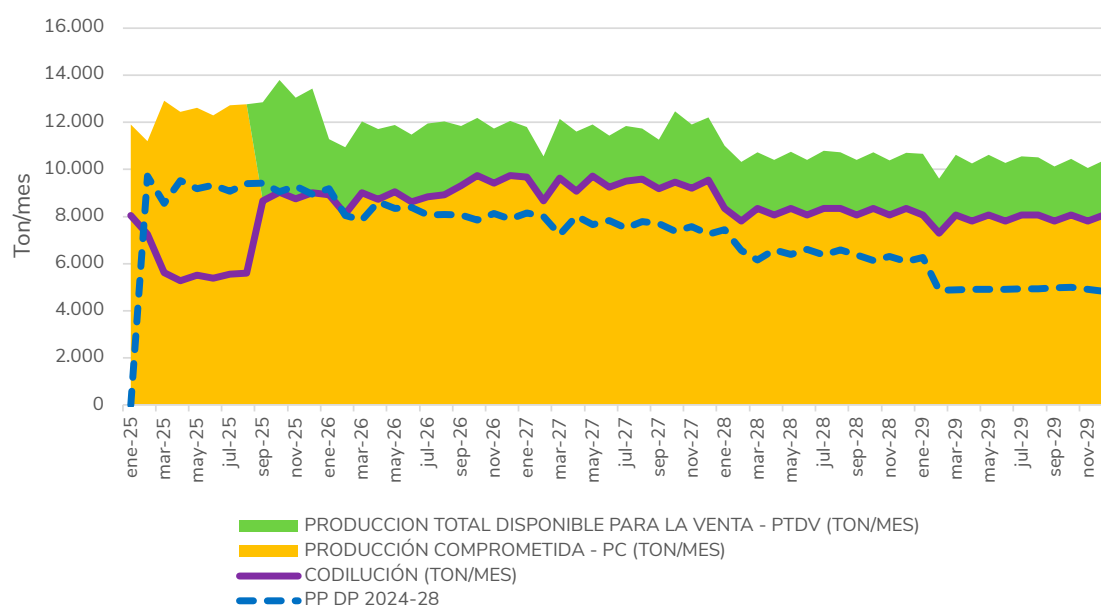


Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

80 Resolución MME No. 00663 de 2024. Disponible para consulta en: [chrome-extension://efaidnbmninnbpcapjcgclcfndmkaj/https://www.minenergia.gov.co/documents/12126/Resoluci%C3%B3n_5-2024-000663Jul0324.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/12126/Resoluci%C3%B3n_5-2024-000663Jul0324.pdf)

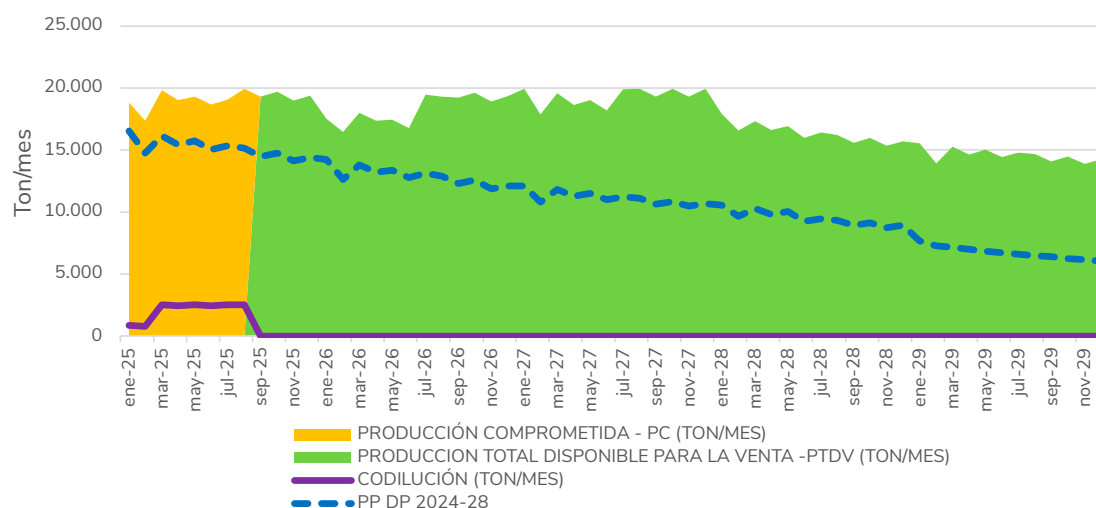
- Aunque el Campo Cusiana reporta cantidades disponibles para la venta a partir de septiembre de 2025 y hasta 2029, presenta reducción en su producción en un 12,8% en ese mismo periodo (Gráfico 4-5).
- El campo Cupiagua reducirá su producción en un 24% para 2029 reflejando una tendencia significativa de declinación (Gráfico 4-6).
- La refinería de Barrancabermeja registra una menor disminución frente a la tendencia reflejada en la DP de 2024; no obstante, registra disminución del 24% en su producción, atribuida al uso creciente de GLP en la producción de olefinas para mejorar la calidad del combustible (Gráfico 4-7).
- La refinería de Cartagena presenta este año, menores cantidades de GLP en comparación de las cantidades reportadas en la DP 2024 para 2025 y el periodo de febrero a junio de 2027. Sin embargo, sus proyecciones tienen al alza, ya que para 2025 reportan en promedio 6.700 toneladas/mes mientras en 2029 asciende a 9.300 toneladas/mes (Gráfico 4-8).

Gráfico 4-5. Comportamiento de Cusiana, DP 2025-2029



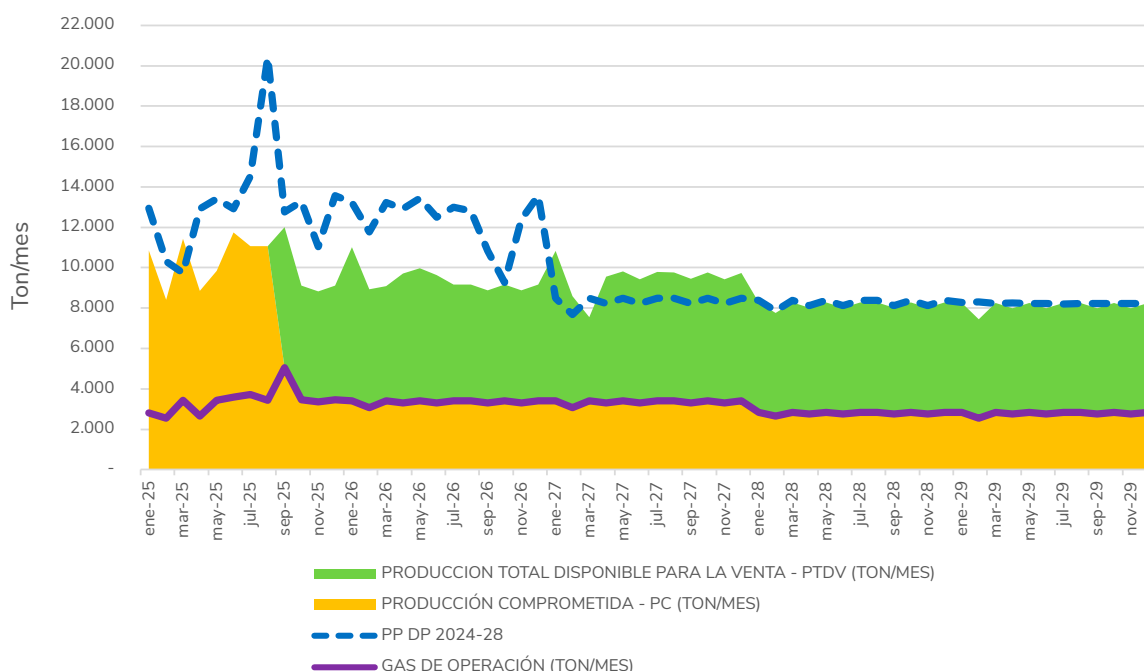
Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

Gráfico 4-6. Comportamiento de Cupiagua, DP 2025-2029



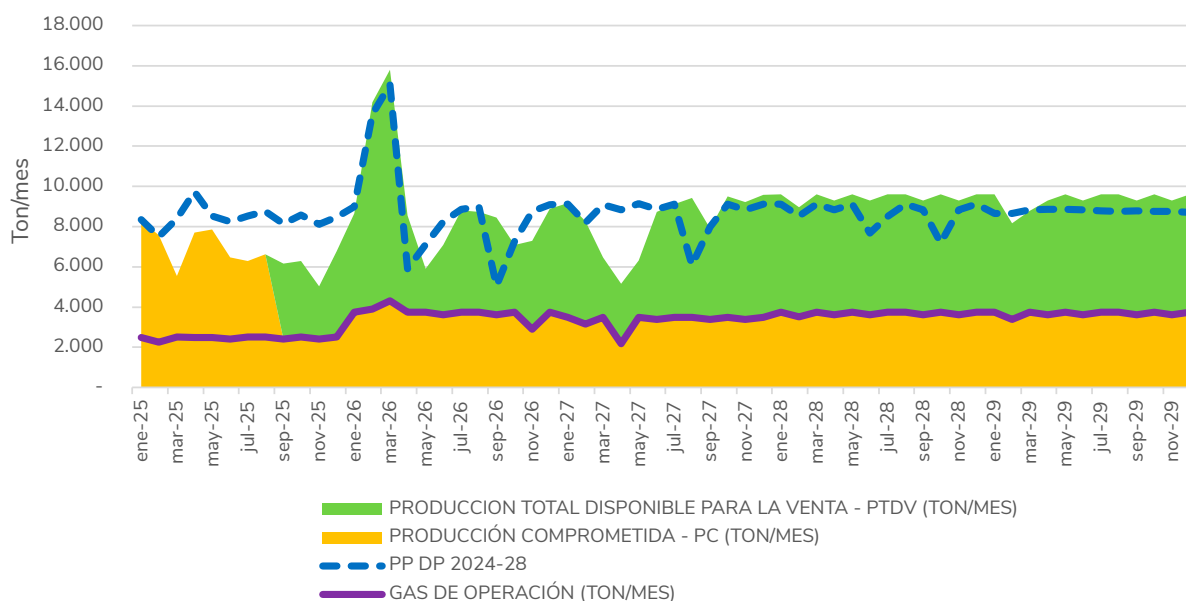
Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

Gráfico 4-7. Comportamiento de la Refinería de Barrancabermeja, DP 2025-2029



Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

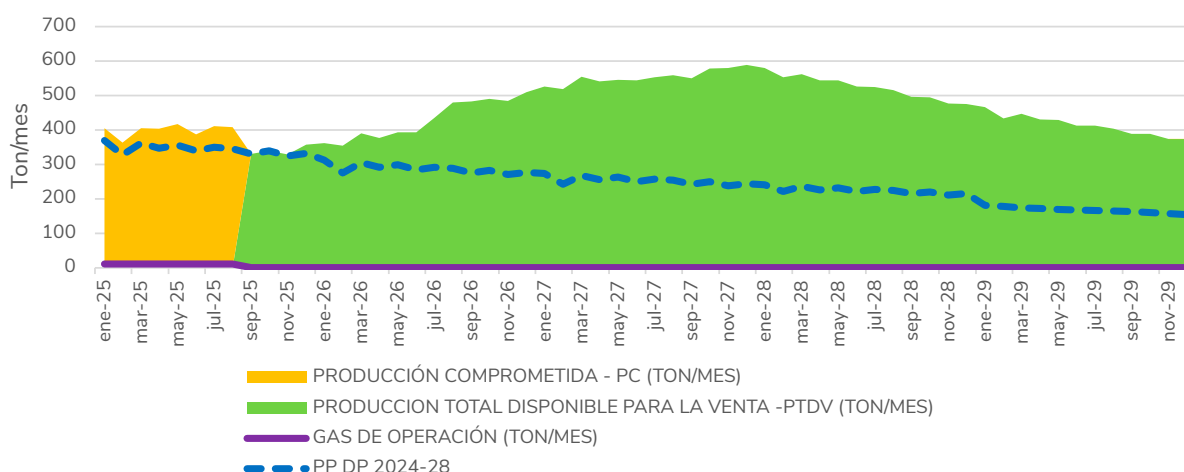
Gráfico 4-8. Comportamiento de la Refinería de Cartagena, DP 2025-2029



Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

Para el caso del campo Dina, la DP 2025-2029 presenta mejores perspectivas frente a las cantidades disponibles para la venta pues supera a las reportadas en 2024 a partir de octubre de 2025, alcanzando un pico con 589.000 toneladas/mes en diciembre de 2027 para luego alcanzar las 375.000 toneladas/mes en diciembre de 2029 (Gráfico 4-9).

Gráfico 4-9. Comportamiento del campo Dina, DP 2025-2029



Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

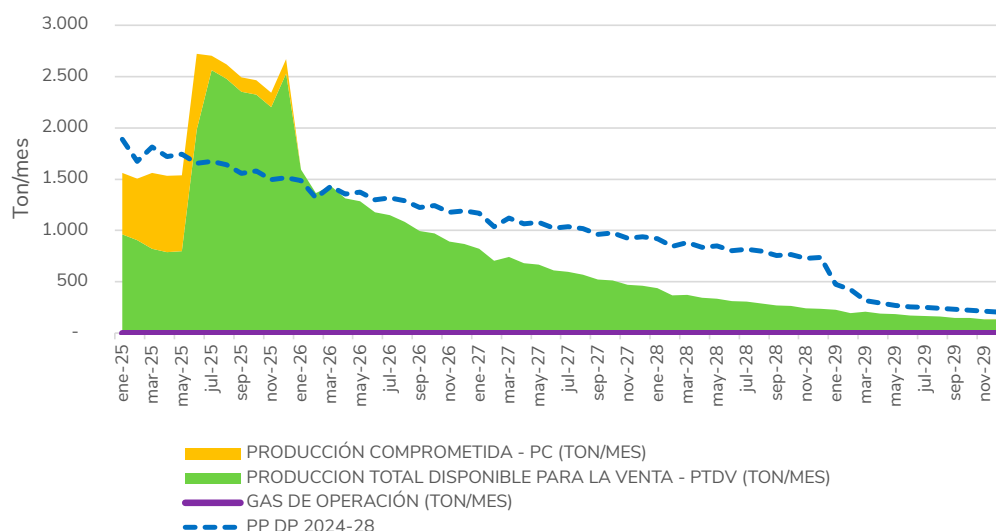
Así mismo, se reportan cantidades de 300 toneladas/mes de PTDV provenientes del campo Buenavista, las cuales se consideran en el análisis debido a que se asume que se destinan al servicio público domiciliario mediante contratos existentes.

En cuanto a la producción de GLP proveniente de los campos Capachos y Floreña, se asume que la producción de estos activos se encuentra vinculada a contratos de suministro que concluyen en periodos específicos, de los cuales la UPME no tiene conocimiento particular.

Es importante mencionar que las condiciones actuales para ofertar GLP tras la finalización de contratos dificultan la proyección de oferta futura por el operador, especialmente en el caso del campo Floreña, que aportó el 8% de la producción nacional de GLP en 2024.

En el caso del campo Capachos, donde toda su producción se destina para atender la demanda nacional, las cantidades proyectadas se reducen con respecto a las declaradas el año anterior, mismas que en promedio eran de 1.020 toneladas/mes entre los años 2024 y 2028, siendo las declaradas en la DP 2025-2029, de 884 toneladas/mes (Gráfico 4-10).

Gráfico 4-10. Comportamiento del campo Capachos, DP 2025-2029



Fuente: Elaboración UPME con datos del DP 2025-2029 del MME

4.2. Escenarios de oferta de GLP

La definición de los escenarios de oferta es fundamental para el desarrollo del análisis a nivel de balance y modelamiento del sistema de transporte, toda vez que es necesario establecer las condiciones más favorables para asegurar el abastecimiento y confiabilidad del sector, evaluando en primer lugar, hasta cuándo y en qué proporción, la oferta nacional permitirá cubrir la demanda (considerando la declinación natural de los campos de producción y las particularidades operativas futuras asociadas a las refinerías), y por otra parte, valorar si las capacidades de importación, actuales y proyectadas por los agentes privados, resultarían suficientes para enfrentar los desafíos derivados de una oferta limitada desde fuentes nacionales.

Para la proyección de oferta del presente análisis se toma como principal fuente de información la Declaración de Producción (DP) 2025-2029 del MME, publicada mediante Resolución No. 00738 del 27 de mayo de 2025⁸¹. Adicionalmente, se toman en cuenta las OPC publicadas por Ecopetrol⁸², información obtenida de consultorías realizadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH respecto a recursos potenciales de GLP a partir de análisis prospectivos, datos de capacidades de importación actuales proporcionados por los agentes importadores⁸³ e información pública sobre proyectos futuros de importación relacionados hasta la fecha.

Por otra parte, si bien los análisis del Plan Indicativo de Combustibles Líquidos - PIACL 2025-2040⁸⁴, asumen unos rendimientos operativos superiores a los estimados a través de la DP para la producción de GLP desde las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, estas cantidades no necesariamente suelen ser comercializadas hacia la demanda nacional, ya que operativamente se requieren para el desarrollo de otros procesos al interior de las plantas, mejoramiento y mezcla con crudos o para su transporte, entre otros. Por tal motivo, a nivel de oferta desde refinerías se mantienen los valores declarados por Ecopetrol en la DP para los escenarios de oferta del PIAGLP.

Este enfoque garantiza el uso de la información institucional más reciente y confiable, permitiendo realizar un diagnóstico robusto en relación con el abastecimiento y confiabilidad en el horizonte de planeación.

4.2.1. Escenario de Oferta 1: Tendencial

Este escenario se presenta como la proyección más probable en el corto plazo, teniendo en cuenta las cantidades que se ofrecen al mercado en la actualidad. Para la elaboración del escenario de Oferta 1 se partió de las siguientes consideraciones:

- Reemplazo de las cantidades reportadas como PTDV para los meses enero-agosto de 2025, de acuerdo con la última OPC reportada por Ecopetrol, en el entendido que son las cantidades que efectivamente salen al mercado por medio de contratos de suministro.
- La PTDV del campo Buenavista fue sustituida con la PP debido a que no reportan consumo en operaciones y se entiende que son cantidades comprometidas con contratos que van a abastecer la demanda nacional.
- Los reportes de la producción comprometida de GLP del Bloque Las Monas hasta 2025 se asumen como PTDV debido a que se dirigen en su totalidad para atender la demanda.
- Se considera la capacidad máxima de importación declarada por los agentes, asumiendo su disponibilidad completa para atender la demanda nacional, siendo de 24.000 toneladas/mes en el puerto de Okianus y 16.000 toneladas/mes en el puerto de Plexaport, infraestructura de importación con la que se cuenta a la fecha ubicada en la ciudad de Cartagena⁸⁵.
- A partir de las tendencias de la DP 2025, que corresponden a la planeación para el periodo 2025-2029, se proyectaron las cifras para el intervalo faltante entre 2029 y 2034, mediante una extrapolación lineal de los datos.

81 Disponible para consulta en: <https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/7268/norma/>

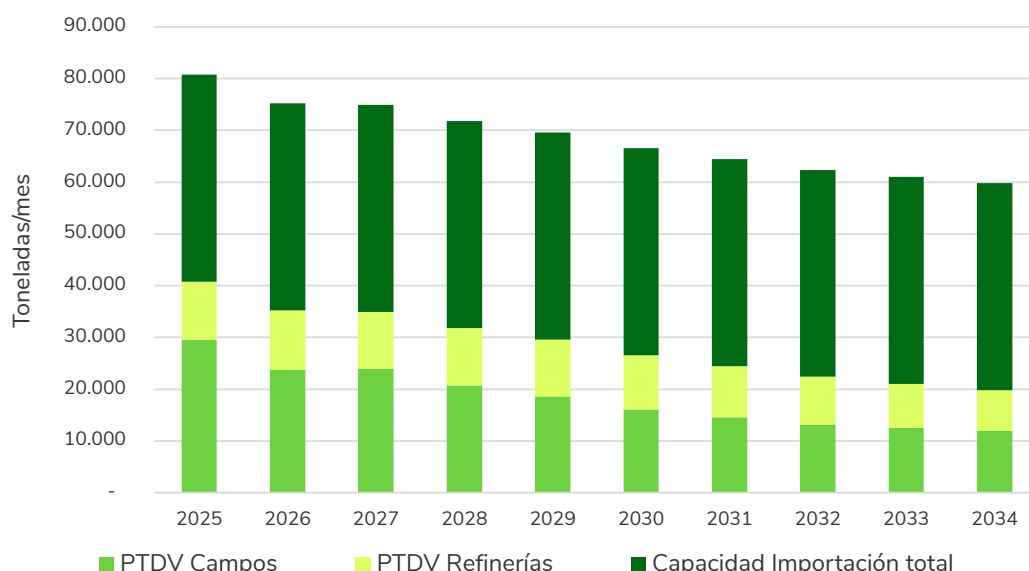
82 Para más información de las OPC, dirigirse a: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/sondeos-yofertas/ofertas-informacion-comercial/glp>

83 Información basada en la respuesta a requerimiento UPME radicado No. 20241700197281.

84 UPME, 2025. Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL. Disponible para consulta en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/piac/>

85 Información basada en la respuesta a requerimiento UPME radicados No. 20251700091221 a Okianus Terminals y No. 20251700091211 a Plexaport S.A.S., ambas del 13 de junio de 2025.

Gráfico 4-11. Escenario de Oferta 1 - Tendencial



Fuente: Elaboración UPME

4.2.2. Escenario de Oferta 2: Cobertura

Este escenario emplea el PP reportado en la Declaración de Producción 2025-2029, representando un escenario con mayor potencial de oferta nacional del energético comparado con el Escenario de Oferta 1, en términos de la cantidad de GLP disponible para el mercado.

Para la elaboración de la proyección de este escenario, se asume que todas las cantidades de GLP estarían disponibles para la demanda nacional, es decir, de los valores reportados no se contemplan cantidades de GLP destinadas para co-dilución de crudo pesado (las cuales serían reemplazadas con nafta por parte del productor/transportador) y que el GLP utilizado como combustible para generación eléctrica o para operación de los mismos campos, sería sustituido por gas natural, otro combustible o alguna fuente de energía renovable no convencional.

Adicionalmente, se incluyen las capacidades actuales y futuras de proyectos de ampliación y nueva infraestructura de importación de GLP anunciados por inversionistas en el corto y mediano plazo, ubicados en Cartagena.

Las consideraciones asumidas frente a este tema son las siguientes:

- Se cuenta con el 100% del Potencial de Producción (PP) reportado para refinerías y campos de producción de hidrocarburos.
- Se mantiene la capacidad máxima de importación actual declarada por los agentes, correspondiente a 40.000 toneladas/mes por parte de los puertos de Okianus y Plexaport, con disponibilidad para la demanda nacional.
- Se incorpora la ampliación de la capacidad de importación en la terminal portuaria Okianus en Cartagena confirmada por el importador en 4.000 toneladas/mes a partir de enero de 2026⁸⁶.
- Se considera la entrada en operación de nueva infraestructura de importación en el terminal portuario de Puerto Bahía en Cartagena, con disponibilidad para toda la demanda nacional, la cual contaría inicialmente con una capacidad estimada de 40.000 toneladas/mes a partir de agosto de 2027⁸⁷.

86 Respuesta de Okianus Terminals a requerimientos UPME No. 20241700197281 de 2024 y No. 20251700091221 del 13 de junio de 2025.

87 GASCO. Empresas GASCO firma acuerdo para establecer el segundo puerto de importación en Colombia. Disponible para consulta en: <https://www.empresasgasco.com/noticias/empresas-gasco-firma-acuerdo-para-establecer-el-segundo-puerto-de-importacion-de-gas-en-colombia/>; Frontera Energy, 22 de julio 2024. Frontera announces agreement between Puerto Bahía and GASCO to pursue LPG Project in Cartagena, Colombia. Disponible para consulta en: <https://fronteraenergy.mediaroom.com/2024-07-22-Frontera-Announces-Agreement-Between-Puerto-Bahia-and-GASCO-To-Pursue-LPG-Project-in-Cartagena-Colombia>; Sociedad Portuaria Puerto Bahía, 22 de julio de 2024. Frontera Energy anuncia un acuerdo entre Puerto Bahía y GASCO para llevar a cabo un proyecto de GLP en Cartagena, Colombia. Disponible en <https://puertobahia.com.co/uncategorized/frontera-energy-anuncia-un-acuerdo-entre-puerto-bahia-y-gasco-para-llevar-a-cabo-un-proyecto-de-glp-en-cartagena-colombia/>

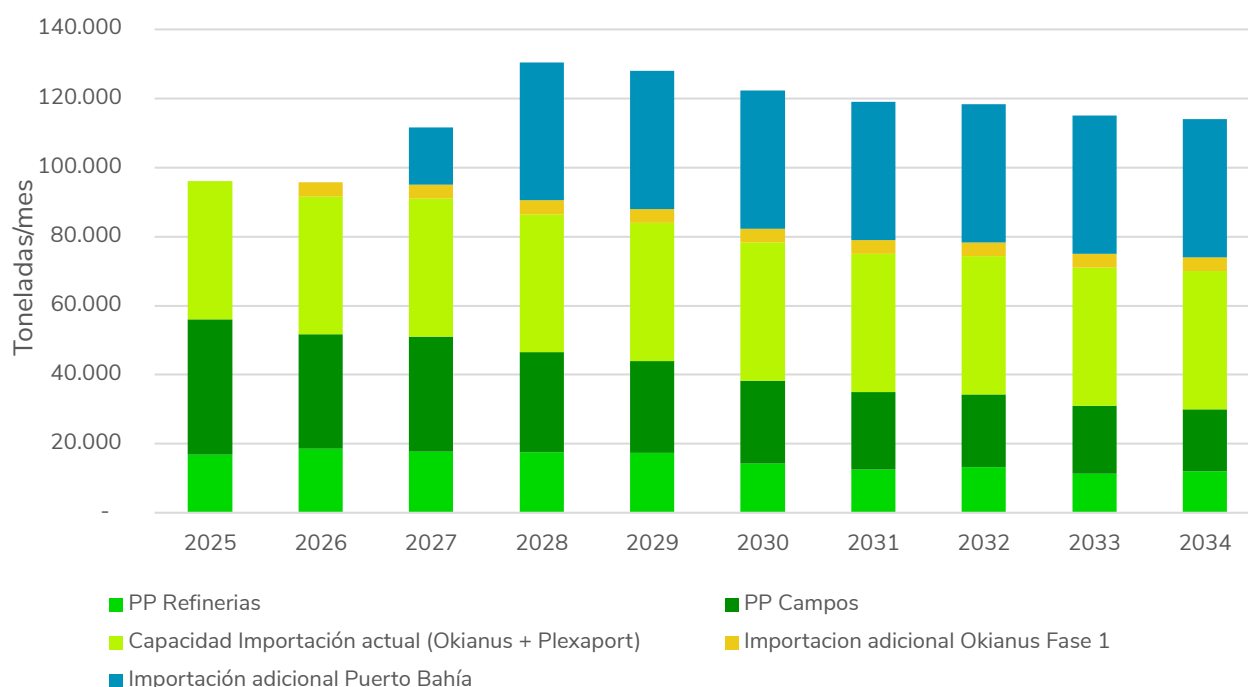
Tabla 4-1. Ampliación de capacidad de importación, a corto y mediano plazo

Proyecto	Capacidad adicional	Fecha de entrada en operación	Capacidad total, luego de la ampliación
Okianus - Fase 1	+ 4.000 ton/mes	Enero/2026	28.000 ton/mes
Puerto Bahía	+ 40.000 ton/mes	Agosto/2027	40.000 ton/mes

Fuente: Elaboración UPME

Como se muestra en el Gráfico 4-12, la oferta del escenario No. 2 – Cobertura, en agregado, es superior a la oferta del escenario No. 1 – Tendencial, gracias a la incorporación de infraestructura de importación adicional y mayor oferta nacional. Sin embargo, persiste una tendencia decreciente en el tiempo, atribuida a la declinación natural de los campos de producción de hidrocarburos, que como se mencionó anteriormente, representan las fuentes de GLP más significativas a nivel nacional.

Gráfico 4-12. Escenario de Oferta 2 - Cobertura



Fuente: Elaboración UPME

Este escenario plantea la posibilidad de incrementar las cantidades de GLP destinadas al mercado, mediante la optimización de procesos en refinerías y campos, de manera que serían necesarias señales regulatorias a nivel de estructura tarifaria o reglas de comercialización de GLP que incentiven económicamente dichos cambios, considerando que actualmente la vigencia de la OPC es de 6 meses y que la regulación vigente contempla un mecanismo de OPC adicional, sobre el cual se valora al GLP a un 50% del precio máximo regulado, lo cual pareciera no motivar a los comercializadores mayoristas a ofrecer cantidades adicionales de GLP al mercado nacional, aun cuando puedan tener excedentes.

Por otra parte, la concentración de las importaciones en Cartagena genera desafíos logísticos para internar y/o transportar el producto a los principales centros de consumo en el resto del país, ubicados hacia el interior, así como la necesidad de considerar infraestructura alterna en el Pacífico colombiano, como una medida adicional dirigida a asegurar la confiabilidad. Al respecto, resulta conveniente el planteamiento de alternativas para flexibilizar la entrega de GLP proveniente de campos, en diferentes puntos a los asignados en las OPC y con ello, contar con un mecanismo controlado para asignar volúmenes disponibles en fuentes diferentes a la contratada.

4.2.3. Escenario de Oferta 3: Optimista

Este escenario considera la totalidad de las cantidades descritas en la Oferta 2 y adiciona una parte de las cantidades estimadas en el estudio preliminar “Hábitat geológico, prospectividad, sostenibilidad socioambiental y económica del gas húmedo (GLP) en Colombia como combustible de transición energética”⁸⁸, elaborado por la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) en convenio con la ANH y Min Ciencias, especialmente las provenientes de gas natural rico en componentes livianos. Las consideraciones asumidas para este escenario incluyen:

- C cantidades del Escenario de Oferta 2 como base, pero mejorando la perspectiva frente a la puesta en operación del Puerto de Importación de Puerto Bahía, suponiendo que está disponible en agosto de 2026, en lugar de agosto de 2027.
- Se incorpora la ampliación de la capacidad de importación en la terminal portuaria Okianus a mediano plazo (Fase 2), descrita en la Tabla 4-2:

Tabla 4-2. Ampliación de capacidad de importación a largo plazo

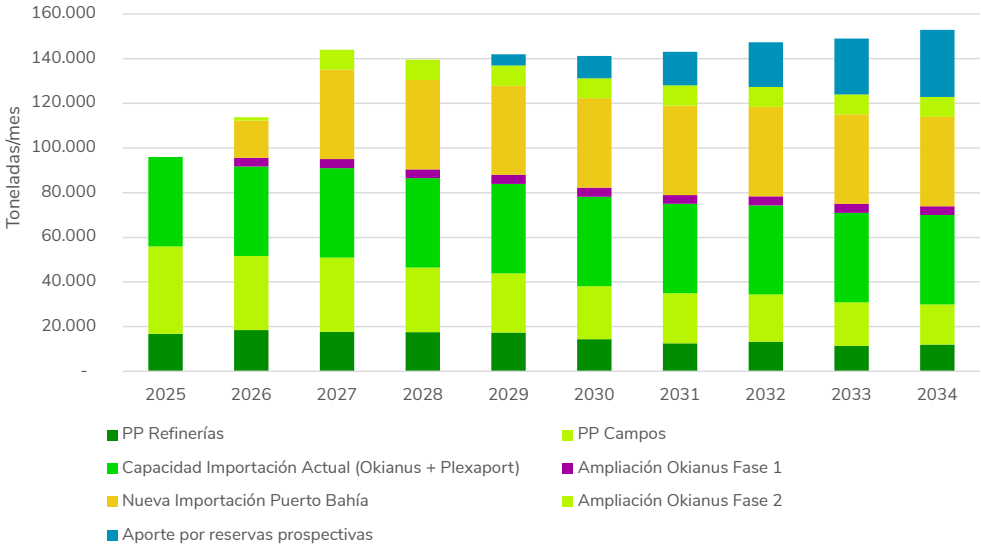
Proyecto	Capacidad adicional	Fecha de entrada en operación	Capacidad total Okianus, luego de la ampliación
Okianus - Fase 2	+ 9.000 ton/mes	Noviembre/2026	37.000 toneladas/mes

Fuente: Elaboración UPME

- Se incorporan progresivamente cantidades estimadas a partir del estudio de recursos prospectivos “Yet To Find”, en el cual se calculan aproximadamente 177 millones de toneladas de gas húmedo original in situ, ubicadas principalmente en las cuencas Llanos-Piedemonte, Cordillera Oriental y Valle Medio del Magdalena.

Para esta variable, se asume un tiempo promedio de 5 años desde la exploración hasta la explotación de un yacimiento a nivel continental, y se proyecta una entrada gradual de 5.000 toneladas/mes a partir de enero de 2029, las cuales se incrementan por año en esa misma cantidad, llegando a un aporte de 30.000 toneladas/mes en 2034, cantidades que reemplazarían parcialmente el GLP no producido por la declinación natural de los campos maduros.

Gráfico 4-13. Escenario de Oferta 3 - Optimista



Fuente: Elaboración UPME

Como se observa en el Gráfico 4-13, las cantidades proyectadas adicionales a las previstas en el Escenario de Oferta 2 podrían complementar la oferta a partir de agosto de 2026, ayudando a mitigar parcialmente el déficit de los campos maduros del Piedemonte Llanero. De igual forma, se precisa que los recursos adicionales descritos como recursos prospectivos “Yet To Find”, no corresponden a cantidades provenientes de

88 Mora, C., Rangel, A., Bermúdez, M. A., Silveira Moreno, G. B., & Posada, C. (2025). Disponible para consulta en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666759225000083>.

nuevas áreas con prospectiva geológica favorable para la producción de gas rico en componentes livianos, sino que partirían de áreas ya asignadas en contratos de exploración y explotación vigentes; así mismo, son de carácter teórico y su real aprovechamiento requiere de esfuerzos conjuntos entre el sector público y privado para llevar a cabo las inversiones requeridas. De otra parte, esta prospectividad deberá ser revisada posteriormente por la ANH para establecer con mayor detalle el nivel de avance alcanzado, el estado de las inversiones pactadas y las posibles contingencias a superar. Además, se sugiere integrar incentivos adicionales para que los operadores adelanten actividades de desarrollo de estos recursos en el marco de los contratos vigentes, teniendo en cuenta que estas áreas tienen una vocación hacia gas natural y livianos, elementos esenciales para acompañar la transición energética propuesta.

Finalmente, la incorporación de estas cantidades no sería suficiente por sí sola para reemplazar la necesidad de importación de GLP, de manera que, en un escenario combinado, entre estos volúmenes, la infraestructura de importación actual y las ampliaciones de infraestructura de importación proyectadas, se prevé una capacidad de oferta total superior a las 143.000 toneladas/mes a partir de enero de 2029.

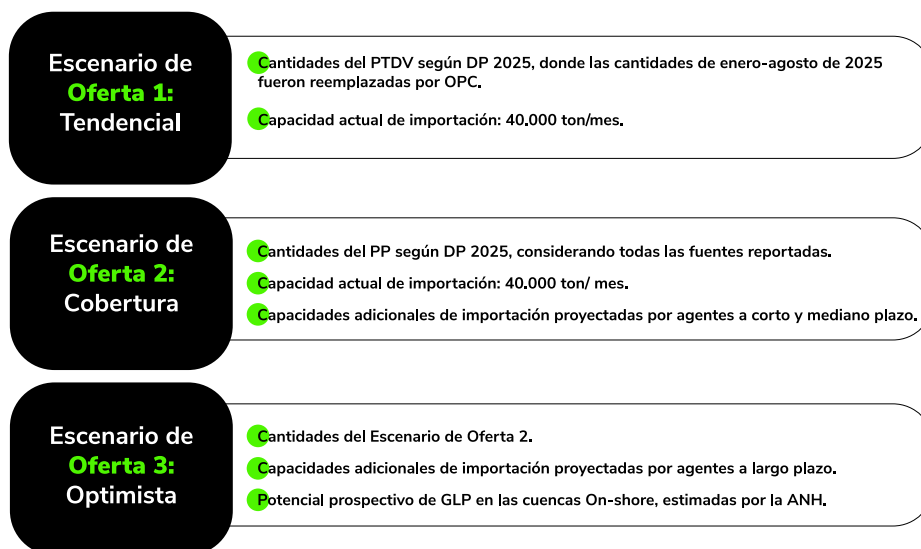
4.2.4. Escenarios de oferta consolidados

A continuación, en el Gráfico 4-14, se presenta una síntesis de los escenarios de oferta propuestos, resaltando que, en todos los casos se incluye de forma agregada potencial nacional y capacidades de importación actual y futura, según las proyecciones informadas por los agentes productores y comercializadores de GLP.

En los tres escenarios de oferta presentados, se proyectó la oferta para un horizonte de 10 años, acorde con el periodo de análisis de este documento. En el caso de la Refinería de Cartagena y la Refinería de Barrancabermeja, se asumió un comportamiento estable, utilizando como referencia los datos reportados en los tres últimos años de la DP⁸⁹. En cuanto a los campos de hidrocarburos, se proyectó una tendencia de declinación, siguiendo los patrones observados en los reportes de los productores, hasta su agotamiento o hasta alcanzar el año 2034.

Para las proyecciones de cada escenario, los reportes relacionados con la producción de GLP desde los campos fueron tratados como una sola corriente, sumando las cantidades de propano y butano. De manera similar, las cifras reportadas para el campo Capachos se consolidaron, sumando los valores de sus dos (2) operadores actuales. En el caso de los campos que no presentan cantidades proyectadas, se asumió un valor cero para los años posteriores a 2029. Finalmente, las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV) que se encuentran registradas en la DP, no se incluyeron en ninguno de los escenarios proyectados, y en su lugar, se consideró la capacidad máxima de los puntos de importación para completar la demanda y realizar los cálculos, en cada caso.

Gráfico 4-14. Descripción de escenarios de oferta GLP 2025-2034



Fuente: Elaboración UPME

⁸⁹ Respuesta de Ecopetrol a inquietudes UPME en el marco de Plan de Abastecimiento de GLP, derivadas en reunión del 8 de noviembre de 2024.

El enfoque planteado permite realizar un análisis integral de la oferta disponible, considerando tanto las fuentes nacionales como las capacidades de importación, y resaltan la importancia de la planificación estratégica para garantizar el abastecimiento continuo y la confiabilidad de GLP en los próximos años.

A continuación, se presenta la Tabla 4-3 que contiene la comparación cuantitativa de los 3 escenarios de oferta de GLP considerados.

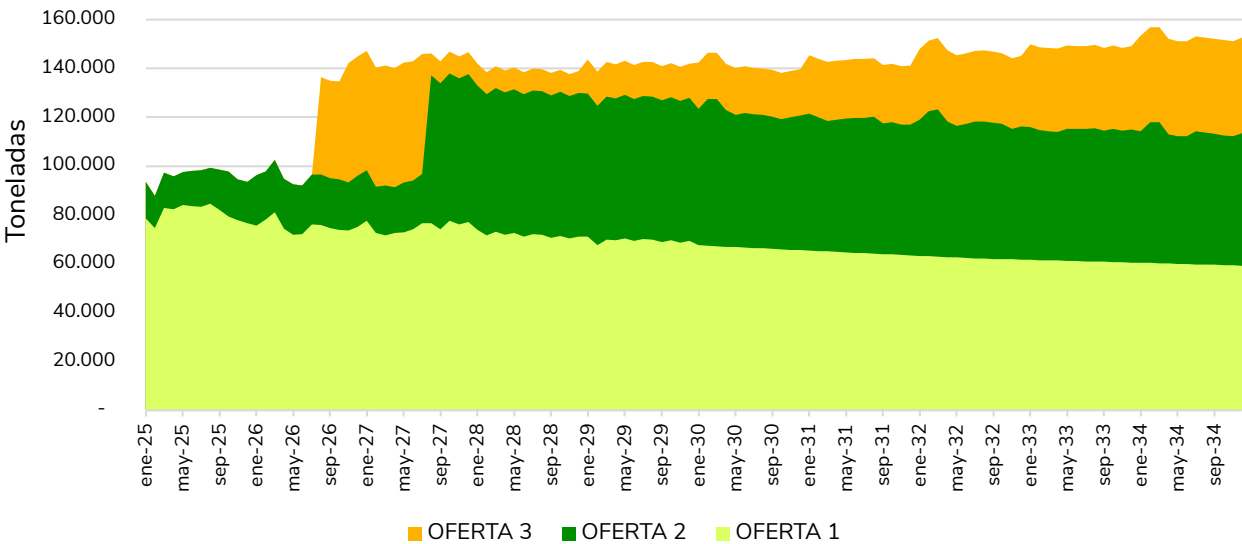
Tabla 4-3. Comparación de escenarios de oferta de GLP

OFERTA	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
PTDV	SI	N/A	N/A
PP	N/A	Si	Si
Potencial prospectivo de GLP en cuencas On-shore	N/A	N/A	5.000 ton/mes que incrementa en esta misma cantidad c/año
Capacidad de importación existente a junio 2025	40.000 ton/mes	40.000 ton/mes	40.000 ton/mes
Ampliación Importación de OKIANUS	N/A	Fase 1: 4.000 ton/mes (enero de 2026)	Fase 1: 4.000 ton/mes (enero de 2026) Fase 2: 9.000 ton/mes (noviembre de 2026)
Ampliación Importación de PLEXAPORT	N/A	N/A	N/A
Entrada en operación de PUERTO BAHÍA	N/A	40.000 ton/mes (agosto de 2027)	40.000 ton/mes (agosto de 2026)

Fuente: Elaboración UPME

Igualmente, se presenta en el Gráfico 4-15, la consolidación de todos los escenarios propuestos.

Gráfico 4-15. Escenarios de Oferta de GLP, 2024-2034 (Toneladas/mes)



Fuente: Elaboración UPME

Se tiene que a medida que se acerca el final del horizonte de evaluación, la oferta nacional proveniente de campos disminuye hasta el punto de que la PP llega a 17.900 toneladas/mes; por otro lado, la oferta nacional de refinerías también disminuye progresivamente alcanzando cifras máximas de 12.000 toneladas/mes en el escenario de oferta 3 - Optimista. La capacidad de importación, en cambio, se va incrementando año tras año en virtud de las ampliaciones proyectadas por los agentes, llegando al máximo de 53.000 toneladas/mes, a partir de 2027.

En el documento Anexo 5 – Escenarios de proyección de oferta PIAGLP, se presentan los datos considerados en la elaboración de los tres escenarios antes presentados.

La proyección de los escenarios de oferta se estimó adoptando una distribución nodal de acuerdo con la ubicación de las principales fuentes nacionales de GLP y los puntos de importación existentes a finales de 2024; estos últimos se agregaron en un único nodo de oferta en Cartagena. A continuación, se muestra la configuración establecida, la cual será profundizada en el Capítulo 8. *Simulación de abastecimiento y confiabilidad de la cadena de suministro de GLP.*

Tabla 4-4. Nodos de oferta PIAGLP 2025

Nodo	Fuente de oferta
1	Campo Cusiana
2	Campo Cupiagua
3	Refinería de Barrancabermeja
4	Refinería de Cartagena
5	Campo Dina
6	Campo Floreña
7	Campo Apiay
8	Campo Capachos
9	Campo Toqui – Toqui
10	Campo Payoa
11	Campo Buenavista
12	Punto de Importación Cartagena

Fuente: Elaboración UPME

4.3. Escenarios de demanda de GLP

Como antecedentes de referencia sobre la estimación de demanda de este energético, se parte de las conclusiones del documento *Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP*, publicado por la UPME en 2019⁹⁰, donde para el escenario medio de proyección, se estimó un crecimiento de la demanda de GLP de 1,5% promedio anual, para el periodo 2018 – 2035, esperando que el sector residencial se mantuviera como el principal consumidor de GLP, con una participación del 33%.

Por otra parte, según el documento “Proyección de demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036”⁹¹, el consumo de GLP presentaría una tendencia creciente, con una tasa de crecimiento promedio anual del orden del 2,2% en el mediano plazo.

90 UPME, 2019. Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado del Petróleo (GLP). Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP.pdf

91 UPME, 2022. Proyección de demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036. Disponible para consulta en: https://repositoriobi.minenergia.gov.co/bitstream/handle/123456789/2860/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

En tercer lugar, en el *Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052*⁹², se considera que a partir de 2025 la participación del GLP como combustible para calor directo en áreas urbanas disminuiría en todos sus escenarios,⁹³ mientras que para el sector residencial en áreas rurales su consumo crecería entre un 8-32% para 2050, como consecuencia de un mayor uso como sustituto de la leña y otros combustibles altamente contaminantes.

A partir de las diferencias observadas en la literatura antes descrita, se consideró necesario estimar una nueva proyección de demanda de GLP para los próximos 10 años, que integre la evolución del consumo presentado en la última década y las nuevas perspectivas frente a la transición energética y el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) en los que el GLP puede contribuir significativamente; este es el caso del “ODS 7: energía asequible y no contaminante” que cuenta con metas que buscan garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles y fiables; el “ODS 3: Garantizar una vida sana y promover el bienestar para todos en todas las edades”, que establece la reducción sustancial del número de muertes y enfermedades causadas por productos químicos peligrosos y la contaminación del aire, el agua y el suelo; y el “ODS 13: Acción por el Clima”, que por sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero, se configura como uno de los combustible de transición hacia fuentes energéticas más limpias.

Dicho lo anterior, se plantearon tres escenarios de referencia, contruidos a partir del análisis de datos históricos de consumo de los últimos 10 años en los diferentes sectores donde el GLP tiene presencia o potencial de participación. Los datos de comportamiento histórico de la demanda de GLP se encuentran en Capítulo 3 del presente documento.

La información del consumo de GLP proviene de fuentes oficiales, siendo el SUI de la SSPD, la principal fuente empleada. Para su conversión a unidades energéticas, téngase en cuenta que el GLP tiene un poder calorífico que puede variar por factores como la fuente de producción, composición, calidad de procesamiento, etc.; sin embargo, para la elaboración del presente análisis se consideró un valor promedio de 13,6 kWh/kg⁹⁴.

A continuación, se presenta la descripción y comportamiento estimado de cada escenario de demanda y posteriormente, en el Capítulo 5, se presenta el balance correspondiente para el periodo 2025-2034.

4.3.1. Escenario de Demanda 1: Tendencial

Este escenario corresponde al escenario medio según el documento “Proyección de la demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2038”⁹⁵ y se basa en la proyección del consumo histórico del GLP, asumiendo que continúa por la senda actual, es decir, no se considera la implementación de nuevas políticas públicas ni cambios tecnológicos que motiven de forma significativa el incremento en su consumo durante la próxima década.

La metodología de proyección se basa en la determinación de relaciones de la demanda de GLP con variables macroeconómicas nacionales, la cual se realiza en unidades de masa y con resolución mensual. La metodología y modelos econométricos utilizados para la proyección de este escenario se describen en detalle en el documento antes mencionado, “Proyección de la demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2038”.

La Tabla 4-5 presenta un resumen de la información utilizada como insumo para la proyección de demanda de GLP en su escenario base o tendencial.

92 UPME, 2024. Plan Energético Nacional (PEN) 2022 – 2052. Disponible para consulta en: <https://www1.upme.gov.co/Demanda-yEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspx>

93 Escenarios de consumo energético según el PEN 2022-2052: Actualización, Modernización, Inflexión, Disrupción y Transición Energética.

94 El poder calorífico del GLP puede variar según la composición del gas, pero típicamente está en un rango de 12,8 a 13,9 kWh/kg. Para conversión a BTU, tener en cuenta que 1 kWh = 3.412 BTU.

95 UPME, 2025. Proyección de la demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2038. Disponible para consulta en: https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

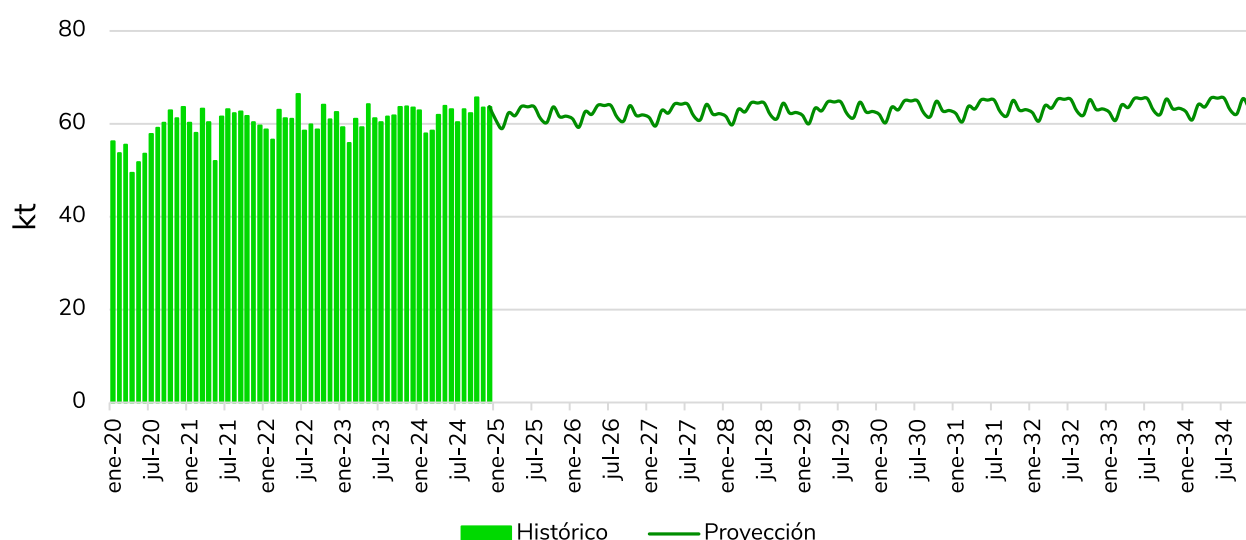
Tabla 4-5. Metodología y variables para la proyección tendencial de demanda de GLP

Insumos históricos	Fuente	Metodología
Consumo histórico mensual y departamental de GLP, en cilindros, tanques y redes, de enero 2009 a diciembre 2024.	SUI-SSPD	Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es la cobertura de GLP y la independiente es la cobertura de gas natural. Complementariamente, se proyecta la cobertura de los demás energéticos para cocción. El escenario de PNSL incluye la sustitución parcial de tal plan a GLP
Tipo de energético para cocción 2009-2023	ECV-DANE	
Datos históricos de población y viviendas ocupadas, con resolución municipal y anual 2009-2024	DANE	
Consumo histórico de gas natural y número de usuarios con resolución municipal y mensual.	SUI-SSPD	

Fuente: Elaborada con base en el documento de Proyección de la demanda de Combustibles líquidos y GLP 2024-2038, 2025.

De acuerdo con la proyección para el escenario, la demanda total anual en el periodo entre 2025 y 2034 tendría un crecimiento total de 2,96%, pasando de 742,48 kt en 2025 a 764,42 kt en 2034 según el comportamiento observado en el Gráfico 4-16, presentando una demanda promedio de 63,7 kt/mes durante 2034.

Gráfico 4-16. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 1 - Tendencial



Fuente: Elaboración UPME

Por otra parte, la Tabla 4-6 expone las tasas de crecimiento de la demanda a escala nacional y en resolución anual para 2 periodos históricos y 2 periodos proyectados, conforme las condiciones del escenario de demanda 1.

Tabla 4-6. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 1 (Tendencial)

Periodo	Crecimiento promedio anual	Crecimiento total periodo
2015-2019	2,64%	9,62%
2020-2024	2,96%	9,03%
2025-2029	0,22%	1,64%
2030-2034	0,26%	0,95%

Fuente: Elaboración UPME

El crecimiento promedio anual de consumo de GLP venía aumentando levemente entre 2015 y 2024, y aunque el crecimiento total del periodo 2015-2019 fue mayor en términos de cantidad, frente al periodo de 2020-2024, en el cual se consumió 3.623 kt en total, que corresponde a 595 kt más que en el periodo entre 2015 y 2019. Lo anterior, podría explicarse si se considera que a pesar de los confinamientos debido al Covid-19, la cadena de suministro de GLP no frenó sus actividades al ser un servicio esencial y, por ende, su consumo presentó crecimientos anuales de 6% y 5,9%, en los años 2020 y 2021 respectivamente.

Se resalta que, a partir de 2022, el crecimiento anual en el consumo cayó a 0,9% y aunque mejoró en 2024 (creció 1,5%) se prevé que el consumo a partir de 2026 no incremente más de 0,4% anual.

En términos de planeación, este escenario se considera como la referencia de menor demanda, dentro de los escenarios de demanda contemplados en el presente documento.

4.3.2. Escenario de demanda 2: Cobertura

Este escenario parte de la proyección de la demanda del Escenario de Demanda Tendencial y agrega una demanda adicional para los próximos 10 años como resultado elementos como el cumplimiento de metas en la sustitución de leña y otros CIAC por GLP en departamentos que, según el análisis realizado en el PNSL (2023), presentan mayor viabilidad técnica para efectuar este cambio (ver numeral 3.2.5., Tabla 3-2); así mismo, se tiene en cuenta la participación del GLP en el sector transporte, en generación de energía en ZNI y en generación térmica como combustible complementario al gas natural.

Dicho lo anterior, para establecer este aporte a la demanda, se consideró lo siguiente:

- Aporte a la demanda según Escenario de Tendencia Media (ETM) del PNSL (marzo 2025), donde se considera que en el periodo de 2025-2034 se sustituirá 10.000 hogares por año, lo que equivale a una demanda de 1,75 kt/año, teniendo en cuenta que el consumo de subsistencia por hogar es de 14,6 kg/mes de GLP.
- Ante la ausencia de datos oficiales de consumo y/o cobertura de AutoGLP y/o NautiGLP, se consideran como base, las proyecciones de Argus Media Group⁹⁶ en relación con el empleo de GLP en el sector “Transporte” en Colombia, el cual estima un crecimiento anual promedio superior al 50% en el periodo de estudio, de la siguiente manera:

Tabla 4-7. Proyección demanda de GLP en Transporte

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
kt/año	0,24	0,44	1,00	1,75	2,98	4,89	7,76	11,91	17,66	25,29	34,91	46,39
kt prom/mes	0,02	0,04	0,08	0,15	0,25	0,41	0,65	0,99	1,47	2,11	2,91	3,87

Fuente: Argus Media Group

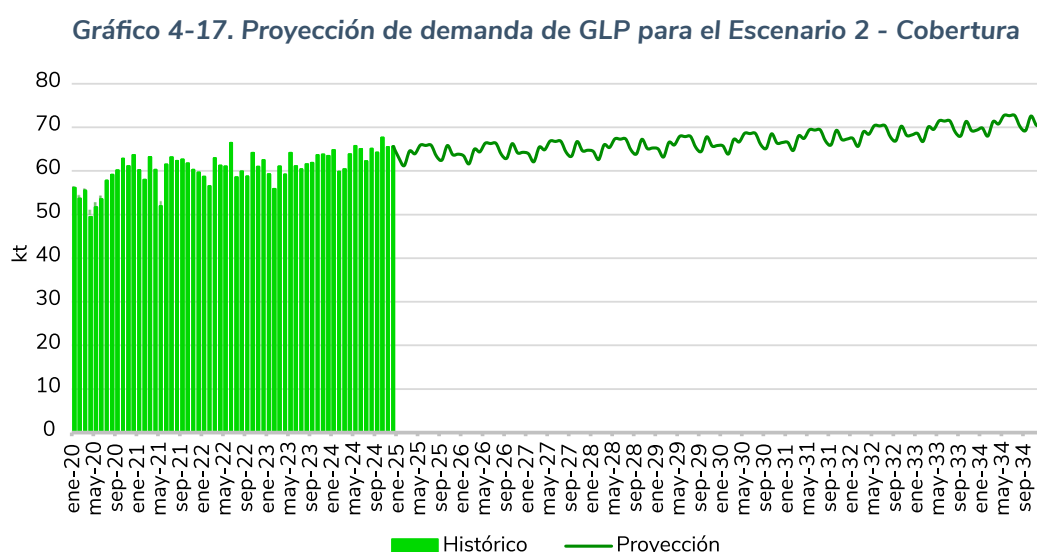
⁹⁶ Argus Media Group, 2025. Long-Term Global LPG Fundamentals – January 2025.

En este punto, cabe anotar que, aunque la tasa de crecimiento prevista por Argus Media Group es alta, las cantidades de GLP que se suman a la demanda no sobrepasan las 3,9 kt promedio/mes en 2034.

- Aporte por reemplazo de un 20% del diésel que se consume actualmente en ZNI para generación, asumiendo que a medida que los generadores de diésel finalicen su vida útil, sean reemplazados por equipos electrógenos que funcionen con GLP. Se considera una eficiencia de los generadores de GLP del 28% y un poder calorífico de 13,6 kWh/kg.
- Se considera que el consumo promedio actual de GLP para el funcionamiento de la planta Termocaribe III, que corresponde a un promedio de 0,11 kt/mes se mantiene estable en los próximos 10 años.

De acuerdo con la nueva proyección realizada, para este segundo escenario, la demanda total anual alcanza las 850,8 kt en 2034, con una tendencia como la que se observa en el Gráfico 4-17.

Al igual que en el Escenario 1 o Tendencial, se observa un crecimiento sostenido en la demanda agregada, alcanzando una demanda promedio de 70,9 kt/mes en 2034.



Fuente: Elaboración UPME

Estos resultados prevén que la demanda seguirá siendo dirigida principalmente hacia el servicio público domiciliario, que, a la vez, se espera sea fortalecida mediante el cumplimiento de las metas del PNSL (2025) en los departamentos donde es viable técnicamente sustituir leña y otros CIAC por GLP. Por otro lado, aunque se considera demanda de GLP para otros usos, el aporte no es significativamente mayor como para cambiar la tendencia (ver Tabla 4-8):

Tabla 4-8. Aporte a la demanda debido a otros usos – Escenario de demanda 2
(cantidades promedio mensuales / año)

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
kt/mes, total	64,11	64,55	65,02	65,54	66,12	66,81	67,61	68,56	69,67	70,90
Servicio público domiciliario	61,88	62,16	62,44	62,70	62,93	63,17	63,38	63,57	63,75	63,89
PNSL	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Transporte	0,08	0,15	0,25	0,41	0,65	0,99	1,47	2,11	2,91	3,87
Generación en ZNI	1,89	1,98	2,07	2,17	2,28	2,39	2,50	2,62	2,75	2,88
Generación térmica	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Fuente: Elaboración UPME

La Tabla 4-9 expone las tasas de crecimiento de la demanda a escala nacional, conforme el Escenario de Demanda 2 - Cobertura. Se observa que para el periodo 2025-2034, se proyecta un crecimiento promedio anual de 1,01%, y un total de 10,60% para la década, el cual resulta positivo respecto a las alternativas de oferta a considerar.

Tabla 4-9. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 2 (Cobertura)

Periodo	Crecimiento promedio anual	Crecimiento total periodo
2015-2019	2,64%	9,62%
2020-2024 ⁹⁷	3,60%	12,44%
2025-2029	0,61%	3,13%
2030-2034	1,41%	6,14%

Fuente: Elaboración UPME

Este escenario de demanda es la principal referencia utilizada durante el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura, al considerarse como la mejor estimación del comportamiento de la demanda en el periodo 2025-2034, entre los escenarios planteados.

4.3.3. Escenario de demanda 3: Crecimiento

Este escenario tiene como propósito valorar el supuesto de “qué pasaría si” la participación del GLP resulta más significativa en el sector de generación de energía tanto en ZNI como en generación térmica, además de considerar los efectos del cumplimiento de metas más ambiciosas en relación con el cubrimiento del PNSL.

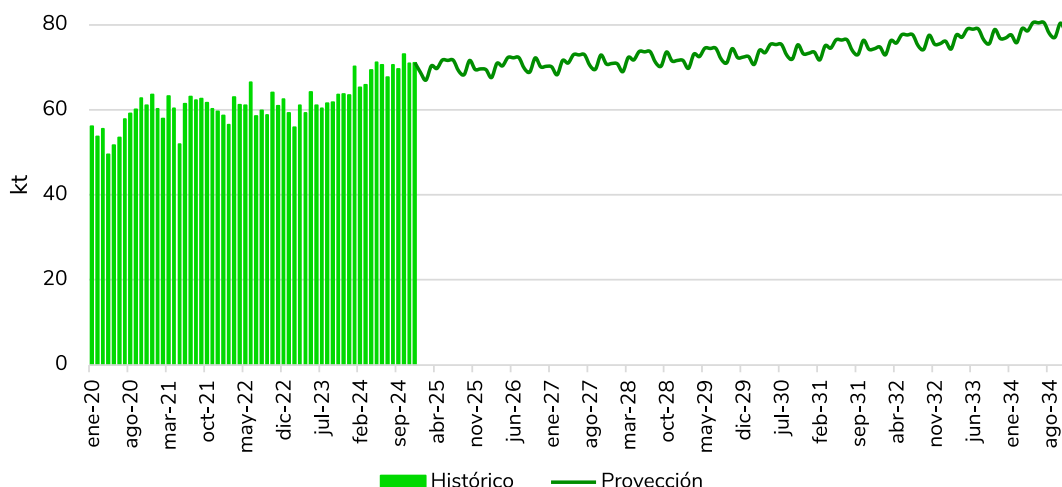
Además de considerar la demanda del escenario de demanda 1 o Tendencial, se incluye en este escenario lo siguiente:

- Aporte a la demanda según Escenario de Referencia (ER) del PNSL, donde se considera que en el periodo de 2025-2034 se sustituirán 20.000 hogares por año, lo que equivale a una demanda de 3,50 kt/año, teniendo en cuenta que el consumo de subsistencia por hogar es de 14,6 kg/mes de GLP.
- Se mantienen estables las cifras de aporte a demanda debido al empleo de GLP en el sector transporte colombiano, tal como se consideraron para el Escenario de demanda 2 - Cobertura.
- Aporte a la demanda por reemplazo de un 60% del diésel que se consume actualmente en ZNI para generación, asumiendo que a medida que los generadores de diésel finalicen su vida útil, serán reemplazados por equipos electrógenos que funcionen con GLP. Se considera una eficiencia de los generadores de GLP del 28% y un poder calorífico de 13,6 kWh/Kg.
- Se asume que el consumo promedio actual de gas combustible para el funcionamiento de la planta Termocaribe III sería satisfecho únicamente con GLP en los próximos 10 años, correspondiente a un promedio de 1,98 kt/mes sin crecimiento anual.

De acuerdo con la proyección realizada para este tercer escenario, la demanda total anual en el periodo entre 2025 y 2034 tendría un crecimiento total de 12,61%, alcanzado las 944,60 kt en 2034, con una tendencia como la que se observa en el Gráfico 4-18.

⁹⁷ La proyección realizada se hizo con datos históricos de consumo de GLP como servicio público domiciliario a diciembre de 2024. Los datos históricos de consumo de otros usos se consideran a partir de 2024.

Gráfico 4-18. Proyección de demanda de GLP para el Escenario 3 – Crecimiento



Fuente: Elaboración UPME

Al igual que en los escenarios anteriores, se observa un crecimiento sostenido en la demanda agregada, alcanzando una demanda promedio de 78,72 kt/mes en 2034, siendo dirigida principalmente hacia el servicio público domiciliario, el cual se espera que se siga fortaleciendo mediante el cumplimiento de metas más ambiciosas del PNSL (2025), especialmente en los departamentos donde es viable técnicamente sustituir leña y otros CIAC por GLP; a pesar de considerar mayor sustitución de diésel por GLP en generación eléctrica en ZNI (reemplazo del 60% de la generación diésel) e incluso, concebir que la única termoeléctrica del país funcione solamente con GLP, el aporte de demanda debido a éstos, de nuevo, no es significativamente alto como para afectar la tendencia (ver Tabla 4-10):

Tabla 4-10. Aporte a la demanda debido a otros usos – Escenario de demanda 3

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
kt/mes, totales	69,89	70,51	71,18	71,90	72,68	73,59	74,66	75,85	77,21	78,71
Servicio público domiciliario	61,88	62,16	62,44	62,70	62,93	63,17	63,38	63,57	63,75	63,89
PNSL	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,32	0,32	0,32	0,32
Transporte	0,08	0,15	0,25	0,41	0,65	0,99	1,47	2,11	2,91	3,87
Generación en ZNI	5,66	5,93	6,22	6,52	6,83	7,16	7,51	7,87	8,25	8,65
Generación térmica	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98

Fuente: Elaboración UPME

La Tabla 4-11 expone las tasas de crecimiento de la demanda a escala nacional conforme el escenario de demanda 3 - Crecimiento. Bajo este escenario, para el periodo 2025-2034, se proyecta un crecimiento promedio anual (1,61%) mayor al de los demás escenarios de proyección de demanda, pero menor respecto a período anteriores.

Tabla 4-11. Tasas de crecimiento de la demanda – Escenario 3 (Crecimiento)

Periodo	Crecimiento promedio anual	Crecimiento total periodo
2015-2019	2,64%	9,62%
2020-2024 ⁹⁸	3,60%	12,44%
2025-2029	2,58%	3,99%
2030-2034	1,61%	6,96%

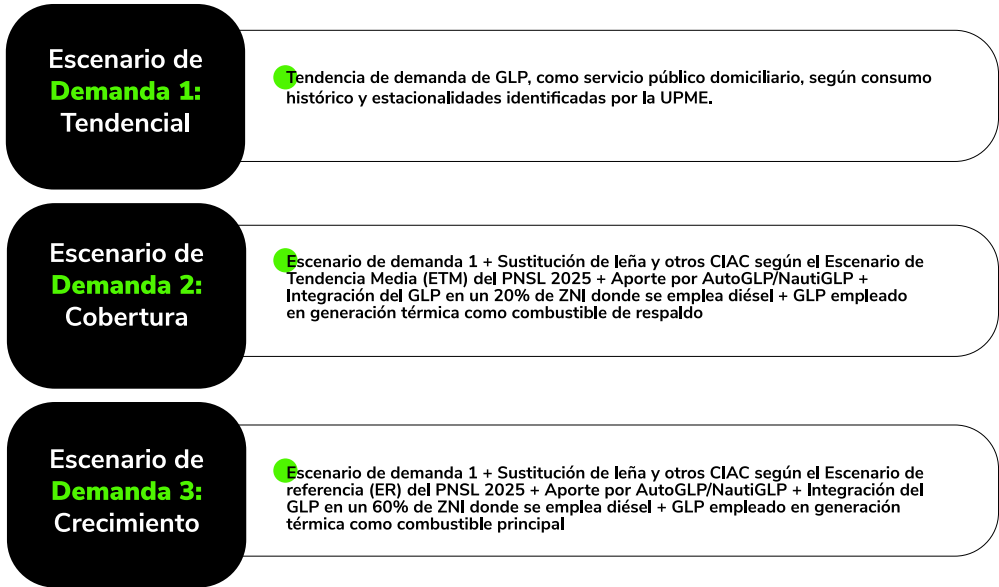
Fuente: Elaboración UPME

⁹⁸ La proyección realizada se hizo con datos históricos de consumo de GLP como servicio público domiciliario a diciembre de 2024. Los datos históricos de consumo de otros usos se consideran a partir de 2024.

4.3.4. Escenarios de demanda consolidados

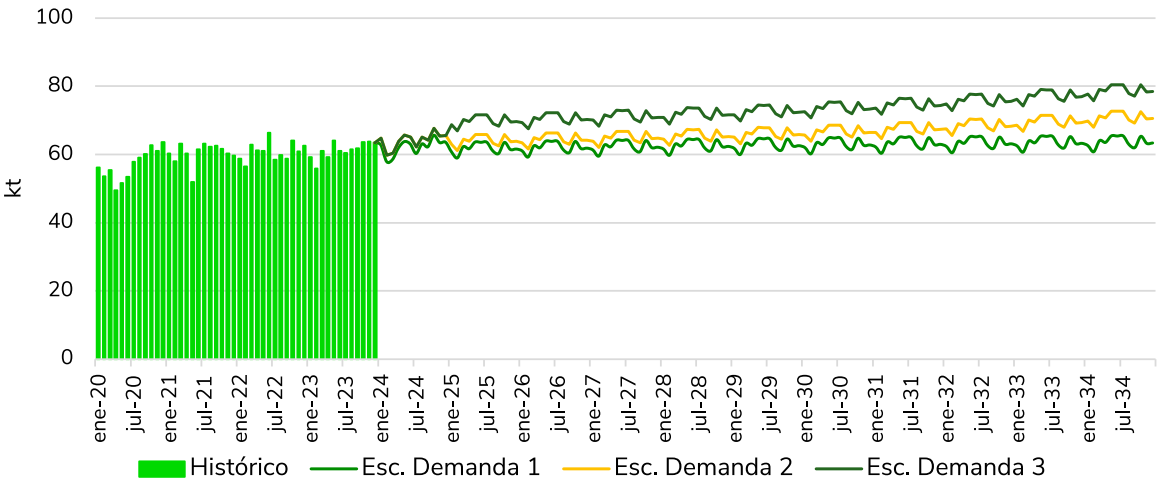
En el Anexo 6 – Escenarios de proyección de demanda PIAGLP se presentan los datos considerados en la elaboración de los tres escenarios presentados, con resolución mensual y en kilotoneladas (kt).

Gráfico 4-19. Descripción escenarios de demanda de GLP 2025-2034



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 4-20. Consolidado de escenarios de demanda de GLP, 2025-2034



Fuente: Elaboración UPME

En el Gráfico 4-20 se muestran los escenarios de demanda de manera consolidada y con resolución mensual. Se observa que, si bien hay incrementos de demanda entre los mismos, la tendencia de consumo es mayormente influenciada por el consumo del servicio público domiciliario.

Las proyecciones de demanda se estimaron adoptando una distribución nodal de acuerdo con la ubicación de las plantas de almacenamiento y envasado de GLP existentes en el país, a finales de 2024, las cuales, en la mayoría de los casos, se ubican donde se concentra la demanda de GLP como servicio público domiciliario. En total se agregaron 141 plantas (almacenadoras y envasadoras) en 52 nodos⁹⁹ de la siguiente manera:

⁹⁹ La denominación de cada nodo de demanda tiene asociado un lugar de referencia y un código numérico único empleado como referencia en el modelo de simulación, como se explica en el Capítulo 8.

Tabla 4-12. Nodos de demanda UPME

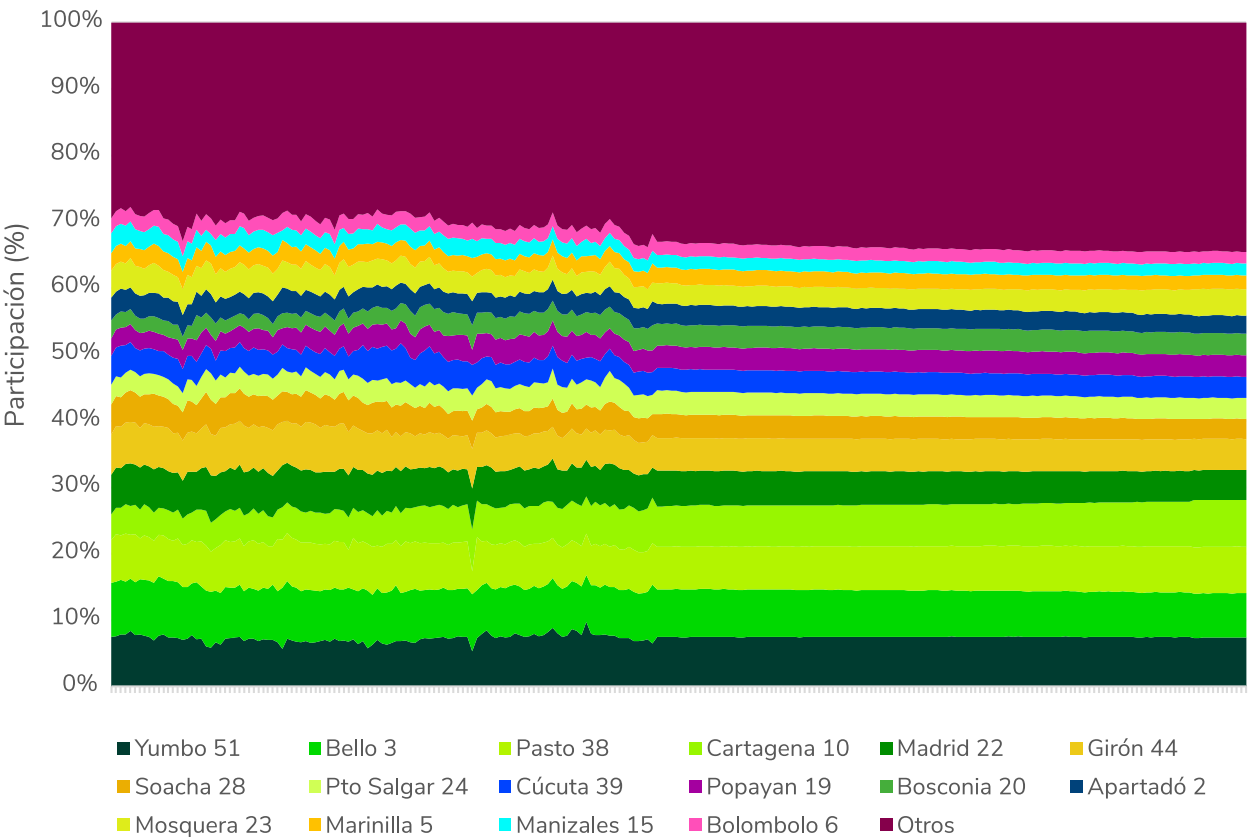
Departamento	Nodo UPME	Departamento	Nodo UPME
AMAZONAS	Leticia 1		Soacha 28
ANTIOQUIA	Bello 3	BOGOTA, D.C.	Mosquera 23
	Bolombolo 6		Madrid 22
	Caucasia 4		
	Marinilla 5	GUAINIA	Guaviare 30
	Yarumal 7	GUAVIARE	Guaviare 30
	Apartadó 2	VAUPES	Guaviare 30
ARAUCA	Saravena 8	HUILA	Neiva 31
ARCH. SAN ANDRES, P Y SC.	San Andrés 9		Pitalito 32
BOLIVAR	Cartagena 10	META	Villahermosa 33
ATLANTICO	Cartagena 10		Villavicencio 34
CORDOBA	Cartagena 10	VICHADA	Villavicencio 34
SUCRE	Cartagena 10	NORTE DE SANTANDER	Cúcuta 39
BOYACA	Chiquinquirá 11		Ocaña 40
	Sogamoso 12	PUTUMAYO	Mocoa 41
	Sopo 13		Puerto Asís 42
	Tunja 14	QUINDIO	Armenia 52
CAQUETA	Florencia 16	RISARALDA	Pereira 43
CASANARE	Tauramena 18	SANTANDER	Cimitarra 45
	Yopal 17		Girón 44
CAUCA	Olaya Herrera 37		Málaga 46
	Popayán 19		Pinchote 47
CUNDINAMARCA	Flandes 25	TOLIMA	Flandes 25
	La Mesa 26		Ibagué 48
	Madrid 22		Saldaña 49
	Mosquera 23	VALLE DEL CAUCA	Cartago 50
	Puerto Salgar 24		Yumbo 51
	Sopo 13	NARIÑO	El Espino 35
	Ubaque 29		EsPriella 36
	Villeta 27		Olaya Herrera 37
	Soacha 28		Pasto 38
LA GUAJIRA	Bosconia 20	CALDAS	Manizales 15
MAGDALENA	Bosconia 20	CESAR	Bosconia 20
		CHOCO	Quibdó 21

Fuente: Elaboración UPME

Como se observa en la Tabla 4-12, cada nodo contiene al menos una planta de envasado o almacenamiento mayorista, y entre los mismos se distribuye la demanda según la participación porcentual especificada para cada escenario, mismas que se encuentran detalladas en el Anexo 6 – Escenarios de proyección de demanda PIAGLP.

Teniendo en cuenta que el escenario de demanda 2 – Cobertura, representa la principal referencia para el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura a recomendar para el periodo 2025-2034, a continuación, se presentan la distribución del escenario de demanda 2 – Cobertura, a escala nodal y regional (Gráficos 4-21 y 4-22).

Gráfico 4-21. Distribución nodal de la demanda - Escenario de Demanda 2



Fuente: Elaboración UPME

De acuerdo con la proyección, los nodos que más demanda atenderían en el periodo 2025-2034 serían, en orden descendente Yumbo-51, Bello 3, Pasto 38, Cartagena 10, Madrid 22 y Girón 44. El detalle de la demanda que atendería cada nodo en el periodo se presenta en la Tabla 4-13.

Tabla 4-13. Distribución nodal de la demanda - Escenario de demanda 2 (kt por año)

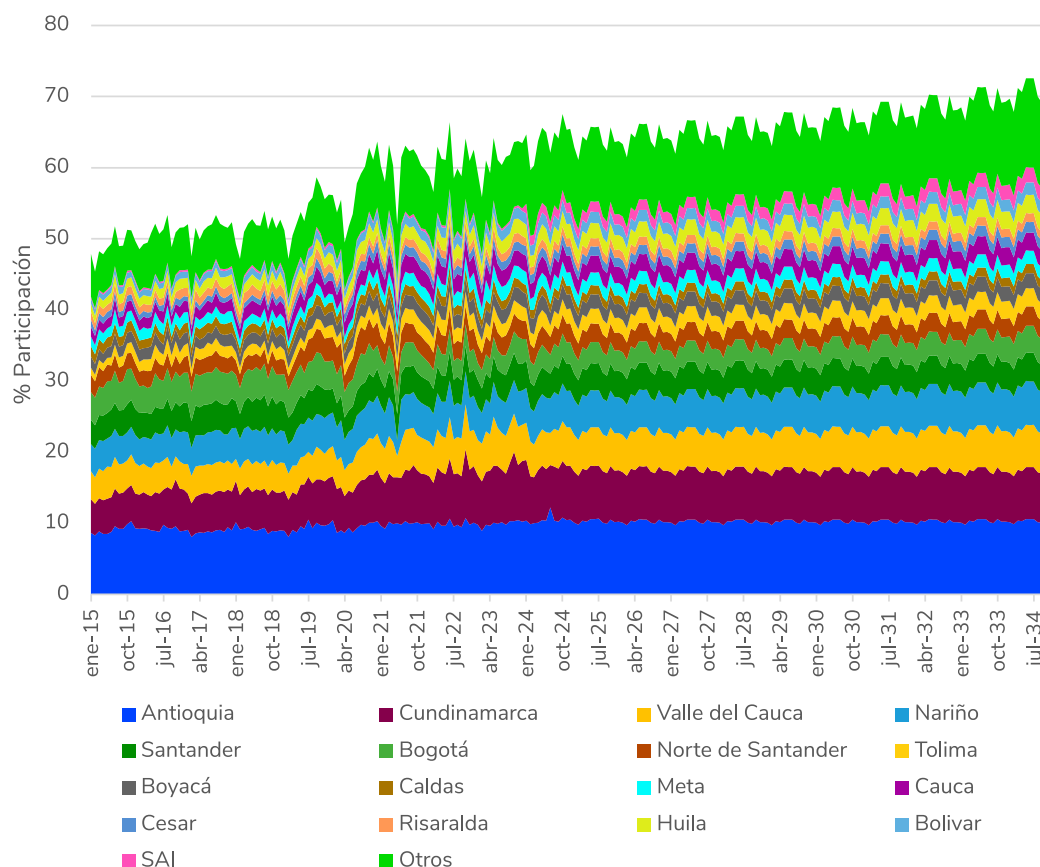
Nodos UPME	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Yumbo 51	57	58	58	59	59	60	61	62	62	63
Bello 3	55	55	55	55	55	56	56	56	56	57
Pasto 38	49	50	51	52	53	54	55	56	58	59
Cartagena 10	48	48	48	49	50	51	52	54	56	60
Madrid 22	40	40	40	40	40	39	39	39	39	39

Nodos UPME	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Girón 44	38	38	38	38	39	39	39	39	40	40
Soacha 28	27	27	27	27	27	26	26	26	26	26
Pto Salgar 24	27	27	26	26	26	26	26	27	27	27
Cúcuta 39	26	26	26	26	26	26	27	27	27	27
Popayán 19	26	26	26	27	27	27	27	28	28	28
Bosconia 20	25	26	26	26	26	26	26	27	28	28
Apartadó 2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Mosquera 23	23	23	24	24	24	25	26	28	31	34
Marinilla 5	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Manizales 15	15	15	15	14	15	14	15	15	15	15
Bolombolo 6	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Otros ¹⁰⁰	256	259	263	267	270	274	279	283	288	293
Total (kt)	769	774	780	786	793	802	811	823	836	851

Fuente: Elaboración UPME

En línea con lo anterior, las regiones que más demanda de GLP presentarían en los próximos 10 años son: Antioquia, Cundinamarca, Valle del Cauca, Nariño, Santander, Bogotá, Norte de Santander y Tolima.

Gráfico 4-22. Distribución regional de la demanda - Escenario de Demanda 2



Fuente: Elaboración UPME

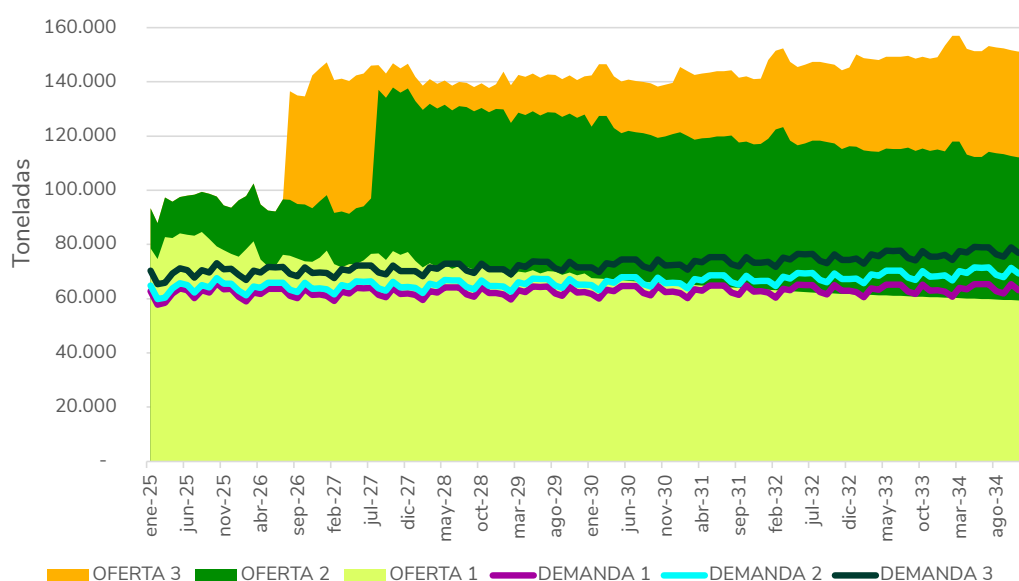
100 En "Otros" se agrupan los otros 36 nodos según la Tabla 4-12.

5. BALANCE DE GLP

El objetivo de esta sección es analizar el nivel de efectividad en la cadena de suministro de GLP, bajo diferentes perspectivas de crecimiento tanto de la oferta como de la demanda, mediante un balance general en el cual no se consideran las restricciones o limitaciones asociadas a la logística de transporte ni las condiciones particulares de distribución y/o comercialización de cada región o centro de consumo, análisis que se adelantará posteriormente en el Capítulo 8, donde se realiza el modelamiento del sistema nacional, a nivel de abastecimiento y confiabilidad.

En el Gráfico 5-1 se presentan las tendencias proyectadas al combinar los escenarios de oferta y demanda propuestos, con el fin de visualizar las necesidades generales del sistema y plantear, de manera preliminar, acciones requeridas para garantizar el suministro de GLP, de acuerdo con la demanda esperada.

Gráfico 5-1. Balance consolidado PIAGLP 2025-2034



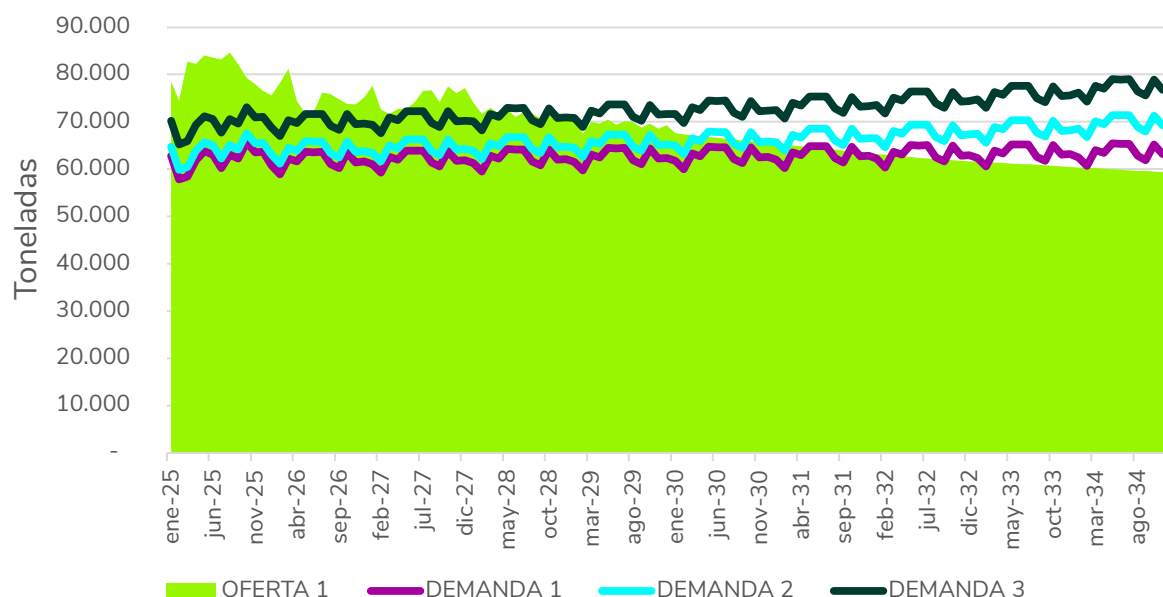
Fuente: Elaboración UPME

Se destaca que las ofertas mostradas en el balance son ofertas agregadas entre potencial de oferta nacional y la capacidad de importación instalada y proyectada a corto, mediano y largo plazo, de acuerdo con lo contemplado en cada escenario.

Para un análisis por separado, en el Gráfico 5-2 se puede observar el contraste entre el Escenario de Oferta 1 - Tendencial y los tres escenarios de demanda. De acuerdo al resultado observado, se identifican necesidades adicionales de suministro a partir del segundo trimestre de 2026 bajo el escenario que presenta mayores exigencias, es decir, el Escenario de Demanda 3 - Crecimiento; esta necesidad se traslada hacia el segundo trimestre de 2031, si el análisis se hace con el Escenario de Demanda 1 - Tendencial, el de menores necesidades; todo lo anterior, incluso, haciendo uso de la máxima capacidad de importación actualmente disponible.

Por otra parte, teniendo en cuenta que el Escenario de Demanda 2 - Cobertura es considerado como el escenario de menor incertidumbre para el periodo de análisis 2025-2034, al integrar el crecimiento en el consumo de GLP tanto en el servicio público domiciliario como en otros usos, se observa que bajo el Escenario de Oferta 1 - Tendencial se requieren cantidades adicionales de GLP para lograr la cobertura de la demanda proyectada, a partir del primer trimestre de 2030.

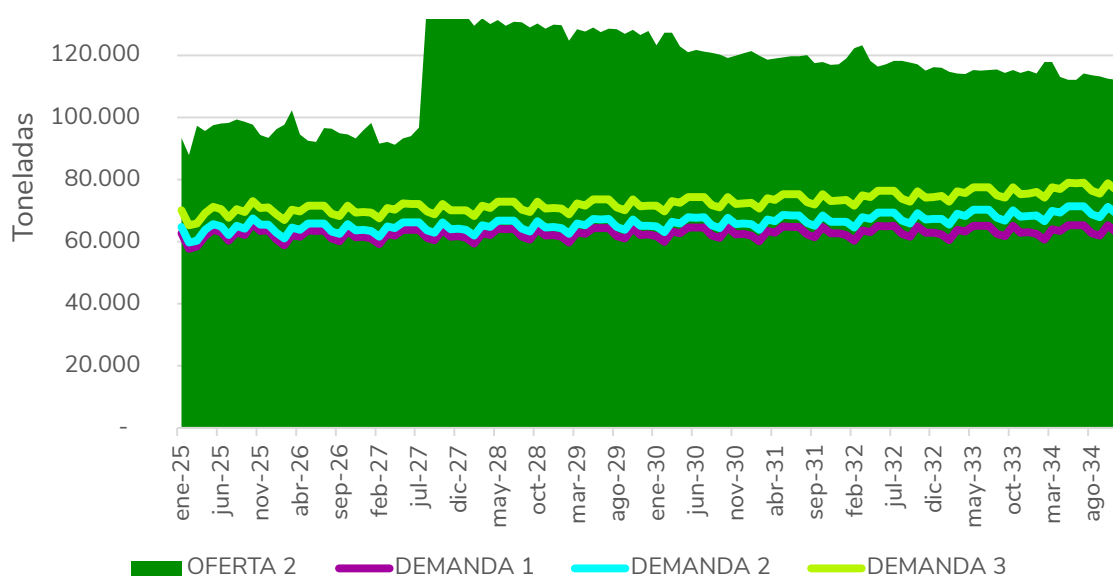
Gráfico 5-2. Balance entre escenarios de Oferta 1 Vs. Demanda 1, 2 y 3



Fuente: Elaboración UPME

Ahora bien, en el caso del Escenario de Oferta 2 – Cobertura, que contempla mayores cantidades de GLP nacional, así como las capacidades de importación de producto existentes y las ampliaciones a corto y mediano plazo declaradas por los agentes, se observa que las necesidades de abastecimiento se suplen para todo el período, como se muestra en el Gráfico 5-3.

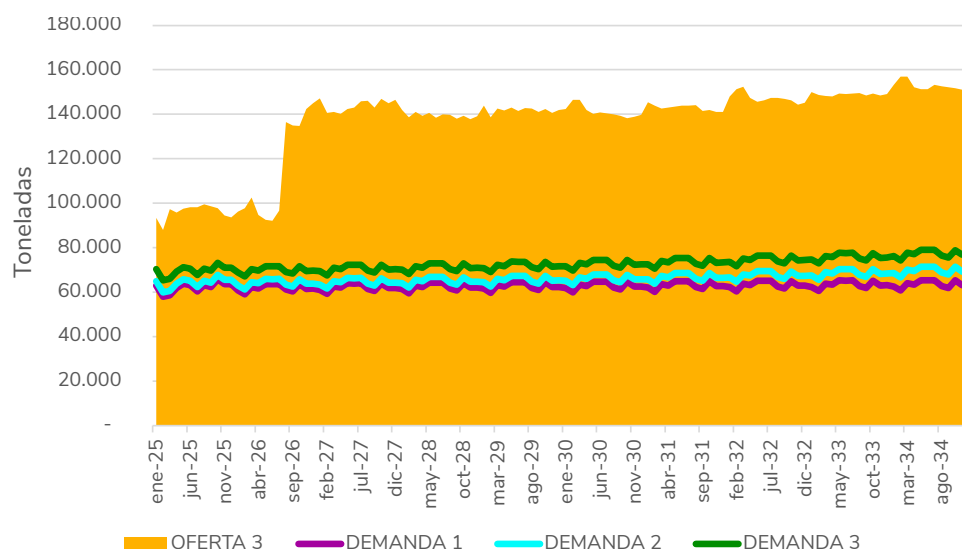
Gráfico 5-3. Balance entre escenarios de Oferta 2 Vs. Demanda 1, 2 y 3



Fuente: Elaboración UPME

Por último, al hacer la comparación entre el Escenario de Oferta 3 - Optimista y los tres escenarios de demanda (Gráfico 5-4) se presenta un panorama aún más favorable para el sector:

Gráfico 5-4. Balance entre escenarios de Oferta 3 Vs. Demanda 1, 2 y 3



Fuente: Elaboración UPME

En este caso en particular, la demanda nacional bajo todos los escenarios de consumo estaría cubierta, e incluso, se contaría con excedentes a lo largo de todo el horizonte que favorecerían el aseguramiento del abastecimiento y la confiabilidad. Cabe resaltar que, ante la incertidumbre que involucra la entrada de cantidades adicionales a la oferta nacional, ya sea provenientes del desarrollo de nuevos campos o provenientes de proyectos de recuperación mejorada en campos maduros, es indispensable considerar volúmenes de GLP importado disponibles para la cadena de suministro nacional.

Dicho lo anterior, las recomendaciones contenidas en este documento se basan en la combinación del escenario de Oferta No. 2 - Cobertura y el escenario de Demanda No. 2 - Cobertura, ambos con niveles de certeza que representan en mejor medida el comportamiento a lo largo del horizonte de planeación, y que a su vez, se articulan de mejor forma con los objetivos de transición energética, al considerar al GLP como gas de transición en la sustitución de leña y otros CIAC, así como en la generación de energía para aportar tanto al SIN como a las ZNI.

Es importante resaltar que la ampliación de la infraestructura de importación citada previamente, de acuerdo con lo informado por las organizaciones a cargo, ya se encuentra en marcha y en cabeza de agentes privados del sector energético. Estas nuevas capacidades permitirían cubrir la necesidad de oferta nacional y abastecer toda la demanda proyectada hasta 2034, bajo los supuestos de que no se presenten problemas logísticos para la internación del producto desde los puertos en Cartagena, y que las cantidades requeridas de GLP estén disponibles en el mercado internacional a precios competitivos. Es importante considerar también los retos en el suministro regional, teniendo en cuenta que los precios para el usuario final pueden verse afectados como consecuencia de mayor producto importado.

Así mismo, es importante considerar que debido a que la mayor parte del producto es transportado usualmente por carretera mediante vehículos con capacidades limitadas, y que para para 2034, por ejemplo, se proyecta que la demanda nacional será abastecida con alrededor de 45 mil toneladas/mes de GLP proveniente de Cartagena (entre nacional e importado), se evidencia la necesidad de fortalecer la logística de transporte e internación, ante eventos naturales, operativos o incluso por restricciones logísticas derivadas de factores sociales.

Finalmente, cabe resaltar que si bien las capacidades actuales de importación, junto con las ampliaciones proyectadas, permiten mitigar la estrechez en el balance, el mercado nacional estaría más expuesto a las fluctuaciones geopolíticas y de mercado internacionales. Además, al tratarse de un producto que, en su mayoría, proviene de la costa del Golfo de México, su disponibilidad puede verse afectada incluso por fenómenos climáticos como tormentas tropicales o huracanes (como ocurrió a finales de 2024) generando interrupciones o demoras temporales en ciertas épocas del año, por lo cual sería necesario contar con almacenamientos estratégicos para asegurar inventarios.

6. TRANSPORTE DE GLP EN COLOMBIA

Históricamente, el transporte de combustibles líquidos en Colombia ha sido multimodal y depende del destino final del producto. En el caso del GLP, actualmente se emplean diversas modalidades de transporte, incluyendo ductos, carretera, fluvial y/o marítimo, cada una con características específicas según la geografía y la infraestructura disponible en las diferentes regiones del país.

Así, el GLP producido en la Refinería de Barrancabermeja se transporta hacia el interior del país por ducto, y en otros casos, como ocurre con el GLP proveniente de la Refinería de Cartagena y los campos de producción, se realiza por vía terrestre mediante cisternas o carrotanques. Cuando el transporte por carretera no es viable, el GLP debe transportarse por vía fluvial o incluso aérea, como en el caso de Mitú y otras poblaciones aisladas.

En este punto, cabe mencionar que la cadena de prestación del servicio de GLP en el país tiene la siguiente estructura¹⁰¹:



Fuente: Esquema regulatorio del servicio público domiciliario de GLP – CREG, agosto de 2023 -Modificada UPME.

Esta estructura (Gráfico 6-1) se explica de la siguiente manera: el almacenamiento de GLP es realizado por dos tipos de agentes: los comercializadores mayoristas y los distribuidores. Los comercializadores mayoristas reciben el producto importado desde los puntos de importación o el producto nacional, por medio de plantas de almacenamiento, infraestructura que permite recibir el GLP directamente por tubería desde las fuentes; lo almacenan y lo suministran a granel a los distribuidores, que a su vez, lo envasan en cilindros en las plantas de envasado para luego comercializarlo en expendios y puntos de venta de cilindros, o lo distribuyen a granel en tanques estacionarios o almacenamientos conectados a redes de distribución.

Como resultado directo de la organización de las actividades de suministro, comercialización y distribución antes indicadas, mismas que cuentan con un sistema comercial sólido y una multiplicidad de agentes, el desafío de llevar GLP a todos los departamentos del país se hace posible; no obstante, su llegada a algunas zonas remotas aún es compleja, teniendo en cuenta los costos del transporte y/o movilización, los cuales inciden directamente en el precio del producto al usuario final. A continuación, se presenta una descripción general de cada modalidad de transporte empleado en la cadena de suministro de GLP hoy día, su relevancia en el abastecimiento de la demanda nacional y las problemáticas que, en la actualidad, afectan la continuidad del servicio.

¹⁰¹ CREG, Esquema regulatorio del servicio público domiciliario de GLP. Disponible para consulta en: <https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Esquema-regulatorio-del-servicio-publico-domiciliario-de-GLP-CREG.pdf>

6.1. Transporte terrestre

Dentro de la cadena de suministro del GLP, el transporte por carretera es el método más utilizado y extendido en el territorio nacional, basado en el uso de camiones cisterna y/o carrotaques con una capacidad que pueden llegar hasta los 16.000 galones¹⁰², los cuales movilizan el producto desde los campos productores, puntos de entrega¹⁰³ y/o los puntos de importación¹⁰⁴ hacia las plantas de envasado y/o plantas de almacenamiento de los comercializadores mayoristas, que corresponden a puntos intermedios para su traslado hacia otras presentaciones como cilindros o tanques estacionarios ubicados en el domicilio del usuario final. Aunque posteriormente el GLP puede realizar otro recorrido hasta los expendios, puntos de venta y/o los almacenamientos conectados a redes¹⁰⁵, o puede ser distribuido directamente en cilindros mediante vehículos repartidores, el análisis del transporte en el presente documento, se centra en la logística desde las fuentes (nodos de oferta) hasta las instalaciones de almacenamiento mayorista y plantas de envasado (nodos de demanda), dado que las mismas conforman la infraestructura que centraliza el producto y desde allí se distribuye hacia los centros de consumo.

El transporte terrestre se cobra por kilogramo de GLP transportado, considerando costos fijos (salarios, prestaciones, seguros), costos variables (combustible, lubricantes, mantenimiento) y otros costos asociados como la inversión en la flota terrestre o fluvial, que hoy en día representan una variable en ascenso, dada la necesidad de incrementarla para atender las perspectivas de demanda.

Según información recopilada de los agentes del sector¹⁰⁶, ocasionalmente se registran interrupciones en vías terrestres que afectan el abastecimiento continuo del GLP.

Las vías identificadas como rutas críticas son las siguientes:

- **Ruta Cusiana - Pajarito – Sogamoso:** Principal corredor vial para el abastecimiento de GLP en el centro y suroccidente del país, ya que moviliza las cantidades producidas en los campos del piedemonte llanero (Cusiana, Cupiagua y Floreña). Según el Instituto Nacional de Vías (INVÍAS)¹⁰⁷, este corredor presenta interrupciones frecuentes debido a factores geológicos y climáticos, ocasionando interrupciones y retrasos en el transporte por carretera. En caso de cierres, la única alternativa es evacuar el producto a través de Villavicencio o Guateque, lo que incrementa costos y tiempos de entrega.
- **Ruta Panamericana a la altura del municipio de Rosas (Cauca):** Este corredor vial es parte del sistema de carreteras que conecta el continente americano y atraviesa varios departamentos del occidente colombiano. En el tramo que conduce a Valle del Cauca, Cauca y Nariño, las afectaciones en la vía son recurrentes, ya sea por cierres sociales o inestabilidades geológicas. Esto impacta directamente el suministro de GLP a Nariño, departamento que depende en gran parte de esta vía y que carece de una ruta alterna desde Yumbo, lo que lo hace altamente vulnerable.
- **GLP movilizado desde Cartagena:** Aunque la cantidad de producto movilizado desde este punto del país es importante y va en ascenso, bajo condiciones normales, éste se moviliza tanto por vías terrestres como por vía fluvial, haciendo uso de diferentes corredores viables, que ofrecen diferentes alternativas ante eventuales contingencias. No obstante, es importante tener en cuenta que, ante la creciente oferta proveniente de este punto, las condiciones de costo eficiencia sobre el particular deben ser observadas con cuidado ya que, ante contingencias logísticas, sociales y viales, el suministro al interior del país se ve comprometido.

6.2. Transporte por ductos

El transporte de GLP por ductos en Colombia se realiza a través de propanoductos que son ductos exclusivos para este energético o poliductos que además de GLP, también transportan otros combustibles líquidos como gasolina, jet o diésel.

102 <https://www.cinsaindustrias.com/fabricacion-cisternas-glp/>

103 Un punto de entrega es definido por la Resolución MME 40246 de 2016 como instalaciones de manejo y entrega de GLP requeridos para suministrar el producto a los compradores, las cuales pueden estar ubicadas, entre otros, en un punto de producción, en un punto de importación, en un punto de recibo de un ducto de transporte o en un punto de entrega de un ducto de transporte.

104 Un punto de importación es definido por la Resolución MME 40246 de 2016 como punto de entrega para GLP importado, vinculado a una instalación para la importación de GLP.

105 Un almacenamiento conectado a redes de distribución es definido por la Resolución 40246 de 2016 como

106 Respuesta a solicitud de información por parte de UPME, Radicados No. 20241700197281 y No. 20241700201591.

107 <https://www.invias.gov.co/index.php/sala/noticias/5379-por-caida-de-material-en-varios-sectores-del-corredor-vial-hay-cierre-total-de-la-transversal-del-cusiana-en-la-ruta-sogamoso-aguazul>

Hasta 2022 se contaba con una red de propanoductos activos equivalente a 353 km por los cuales se transportó alrededor de 3,6 kbl/día de GLP en diciembre de 2021.

Hacia 2022, y teniendo en cuenta que tanto los combustibles líquidos como el GLP, en los casos en que aplica, se podrían transportar por el mismo ducto, la CREG presentó una propuesta tarifaria considerando ambos tipos de combustibles. Cabe aclarar que, la movilización de GLP en camiones, cisternas, carrotanques o vehículos repartidores no se considera como transporte. Dicha actividad se tiene en cuenta dentro de la actividad de distribución y se considera como “flete”¹⁰⁸.

Las tarifas por transporte de GLP por ducto varían según el ducto empleado y la distancia transportada; incluye además la estampilla al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Actualmente existen dos propanoductos habilitados para transportar GLP:

- Galán-Sebastopol-Puerto Salgar: De 8 pulgadas de diámetro y 257 km de longitud, utilizado para evacuar exclusivamente el GLP producido en la refinera de Barrancabermeja hacia Puerto Salgar.
- Puerto Salgar-Mansilla: De 8 pulgadas de diámetro y 105 km de longitud, actualmente hibernado debido a la entrada de oferta de GLP proveniente de Cusiana y Cupiagua, que ha desplazado su uso, priorizando el transporte por cisterna desde esa región.

La CREG, mediante la Resolución 208 de 2021, adoptó el Reglamento de Transporte por Poliductos (RTP) así como, criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de transporte de GLP por ductos, todos operados por CENIT y con capacidad de transporte vigente para los siguientes tramos y puntos de entrega¹⁰⁹:

Tabla 6-1. Tarifas de transporte de GLP por ductos, vigentes a partir de marzo 15 de 2025

Trayecto	Tarifa total por tramo (\$/kg)	Tarifa total por tramo (\$/galón)
Galán – Puerto Salgar	145,51	302,89
Puerto Salgar - Cartago	246,54	513,20
Entregas en Manizales y Pereira	246,54	513,20
Por sitio de entrega	Tarifa total por tramo (\$/kg)	Tarifa total por tramo (\$/galón)
Puerto Salgar	145,51	302,89
Sebastopol	145,51	302,89
Chimita	99,31	206,72
Manizales	392,05	816,09
Pereira	392,05	816,09
Cartago	392,05	816,09

Fuente: CENIT

El cargo por transporte se aplica a los distribuidores que adquieren el GLP en la Refinería de Barrancabermeja y lo transportan hasta uno de los terminales del sistema de transporte habilitados.

Por otra parte, aunque existen tarifas aprobadas para el transporte de GLP a través del poliducto Puerto

108 CREG, agosto de 2023. Esquema regulatorio del servicio público domiciliario de GLP – CREG, agosto de 2023. Disponible para consulta en: <https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Esquema-regulatorio-del-servicio-publico-domiciliario-de-GLP-CREG.pdf>

109 CENIT, marzo 15 de 2015. Tarifas de Transporte de GLP por Ductos – mensuales vigentes a partir de marzo 15 de 2025. Disponible para consulta en: <chrome-extension://efaidnbmnnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://cenit-transporte.com/wp-content/uploads/2025/03/Publicacion-web-GLP-Marzo-25.pdf>

Salgar - Yumbo, desde julio de 2021, no se ofrece capacidad de transporte ni en este tramo, ni en el tramo Galán - Bucaramanga. De acuerdo con los actores de la cadena, las razones de esta decisión obedecen a:

- **Presión de vapor del GLP:** se argumenta que el riesgo operativo asociado a esta característica, sumado a la falta de volúmenes suficientes para realizar bacheos eficientes, impide la viabilidad técnica del transporte.
- **Competitividad de los costos:** Los comercializadores mayoristas indican que la tarifa del transporte por ducto es menos competitiva en comparación con el transporte por carretera. Esto asociado a la estructura tarifaria, la cual no ha sido actualizada en 15 años, y a la Estampilla de San Andrés, un cobro adicional que se aplica a todo el GLP transportado por ducto para financiar el abastecimiento de esta región.

En la actualidad, el único ducto en operación para el transporte de GLP es el propanoducto Galán – Sebastopol – Puerto Salgar, que conecta la refinería de Barrancabermeja con Puerto Salgar, por lo tanto, es el único al que se le aplica el cargo de la estampilla¹¹⁰, cargo que presenta riesgo de desfinanciarse debido a la disminución en la oferta proveniente de la refinería, según la DP 2024-2028.

Adicionalmente, según información del agente operador, se proyectan adecuaciones en este propanoducto para permitir el transporte de combustibles líquidos, por lo que eventualmente el uso de ductos para el transporte de GLP se descontinuaría por completo, lo que a su vez impactaría directamente el esquema de remuneración del transporte y almacenamiento de GLP en la región insular. De implementarse estos cambios, también sería necesario la habilitación de otro punto de entrega para el GLP proveniente de la fuente de Barrancabermeja.

6.3. Transporte Fluvial

El transporte fluvial de GLP es una modalidad utilizada principalmente en regiones de difícil acceso por vía terrestre, empleando barcazas y planchones adaptados para el transporte de GLP mediante isotanques¹¹¹, así como embarcaciones cisterna para el traslado de producto a granel o en cilindros, desde las plantas de envasado hasta los centros de consumo. Dentro del análisis realizado, se identificaron que las siguientes rutas fluviales son clave para el abastecimiento de GLP en el país:

- **Río Magdalena:** Actualmente, el transporte fluvial en el río Magdalena se utiliza principalmente para movilizar producto de Ecopetrol entre Cartagena y Barrancabermeja, sin registros de transporte de GLP para el servicio público domiciliario. No obstante, dada la creciente participación del GLP importado en el mercado nacional, se considera conveniente que comercializadores y transportistas evalúen la viabilidad de esta ruta como una alternativa adicional al transporte terrestre para la interacción del producto importado.
- **Buenaventura – Guapi – Olaya Herrera:** Se identifican dos plantas de envasado en la costa pacífica con acceso exclusivo por vía fluvial, ubicadas en los municipios de Guapi (Cauca) y Olaya Herrera (Nariño). Según información suministrada por el operador de estas plantas, el transporte de GLP se realiza en embarcaciones cisterna propulsadas por remolcadores, que navegan desde Buenaventura a mar abierto. Estas embarcaciones tienen una capacidad aproximada de 68.000 kg de GLP y abastecen los tanques de almacenamiento de las plantas de envasado. La duración de cada trayecto es de aproximadamente 36 horas hasta Guapi y 48 horas hasta Olaya Herrera.
- **Puerto Asís – Leticia:** La planta de envasado de Leticia (Amazonas) depende exclusivamente del abastecimiento por vía fluvial. El producto es embarcado en el puerto fluvial de Puerto Asís (Putumayo) y transportado mediante embarcaciones cisterna y remolcadores a lo largo del río Putumayo, hasta conectar con el río Amazonas en San Antonio de Ica (Brasil), llegando finalmente a Leticia. El trayecto de ida tiene una duración aproximada de 11 días en invierno y recorre 2.000 km. Esta ruta presenta dificultades en la navegabilidad durante ciertos periodos de verano debido al bajo calado

110 Se le conoce como estampilla de San Andrés, al cargo para la remuneración a la actividad de transporte y almacenamiento de respaldo a la demanda de GLP al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina regulada por la CREG, esta remuneración se establece como un cobro a la demanda continental de GLP por ductos, en otros términos, cualquier ducto que transporte GLP, ya sea propanoducto o poliducto, deberá pagar la estampilla según los términos de la CREG. Esta estampilla busca que el precio del GLP en la zona insular no sea tan elevado con respecto a los precios continentales, debido al alto costo del transporte marítimo a la isla, distribuyendo este costo entre la demanda insular y la demanda continental.

111 Según Resolución CREG 50 de 2009 son recipientes utilizados para transportar líquidos a granel y que tienen las mismas medidas externas e infraestructura, para su manipulación y movimiento, que un contenedor estándar.

en algunos tramos, lo que incrementa los tiempos de transporte y afecta el normal abastecimiento de GLP. Considerando que Leticia es la capital del departamento y una zona de frontera con alta dependencia de este transporte, se evaluara la necesidad de un Almacenamiento Estratégico en dicha zona que permita mitigar las afectaciones derivadas de estas interrupciones.

- **Rutas fluviales en los Llanos Orientales:** En esta región, el GLP es transportado por vía terrestre inicialmente hasta Villavicencio, donde se encuentra una planta de envasado de cilindros de GLP. Desde allí, los cilindros cargados son distribuidos de diferentes maneras, para atender las tres zonas específicas indicadas a continuación:

- **Vichada:** Los cilindros se transportan por vía terrestre hasta Puerto Gaitán, donde son embarcados en el río Meta para su distribución en Puerto Carreño y áreas aledañas.
- **Guainía:** El GLP envasado se traslada en camiones hasta San José del Guaviare, donde es embarcado en el río Guaviare para abastecer principalmente a Inírida.
- **Vaupés:** Los cilindros se transportan por carretera hasta Calamar (Guaviare), donde son embarcados en el río Vaupés con destino a Mitú.

Si bien en este ejercicio de planeación el análisis de abastecimiento se limita hasta las plantas de envasado y/o de almacenamiento mayorista de GLP, en este caso particular se incluyó la revisión de estas tres capitales departamentales fronterizas, dado que presentan condiciones especiales de difícil acceso y su abastecimiento depende en gran medida de la continuidad en el empleo de estas rutas fluviales.

6.4. Transporte Marítimo

El transporte marítimo de GLP en Colombia se desarrolla en dos ámbitos principales: cabotaje y tráfico internacional entre puertos. El primero corresponde a la distribución de GLP hacia la región insular de San Andrés, mientras que el segundo abarca la importación del producto por parte de los agentes de la cadena de suministro hasta los terminales ubicados en Cartagena. A continuación, se describen las principales características de cada uno de estos esquemas logísticos.

- **Ruta Cartagena – San Andrés, Providencia y Santa Catalina:** abastece de GLP a la región insular, partiendo desde la refinería de Cartagena en isotanques transportados por embarcaciones especializadas hasta la planta de envasado en San Andrés. Una vez en la isla, el GLP se distribuye en cilindros para consumo local y posteriormente se embarca nuevamente, ya envasado, con destino a Providencia y Santa Catalina. Este sistema de transporte cuenta con un subsidio dentro de su estructura tarifaria, financiado mediante el cobro de la Estampilla al Transporte de GLP por Ductos, lo que garantiza la sostenibilidad económica del suministro en la región.
- **Importación desde puertos internacionales:** En condiciones normales, la ruta más frecuente para el ingreso de GLP al país se origina en la costa del Golfo de México, donde el producto es transportado hasta los dos puertos de importación existentes en Cartagena. Para este proceso se utilizan embarcaciones especializadas en el transporte de combustibles, cuyo tamaño y capacidad varían en función de las necesidades logísticas y de las restricciones operativas de los terminales de recepción.

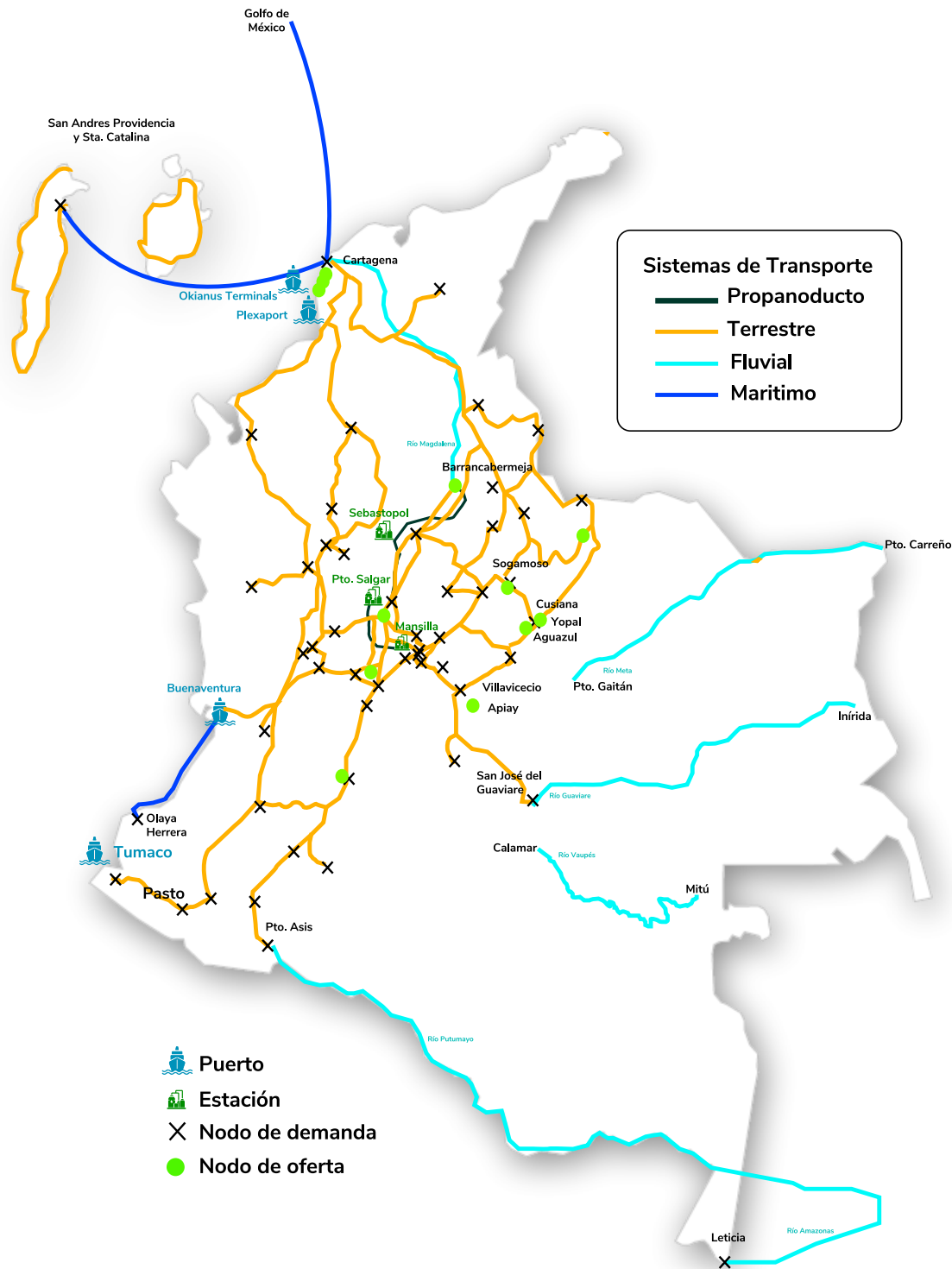
En circunstancias particulares, como la ocurrida cuando la vía Panamericana sufrió afectaciones severas por la caída de la banca en el sector de Rosas (Cauca) se ha registrado la importación de GLP a través del puerto de Tumaco, en el Pacífico colombiano, con el objetivo de atender la demanda de la región. Sin embargo, según información reportada por el operador logístico, este puerto no cuenta con infraestructura adecuada para recibir y almacenar directamente el producto desde los buques, lo que hace que el trasiego del GLP sea un proceso técnicamente complejo y económicamente costoso, debido a los tiempos prolongados de Stand-by de las embarcaciones.

Sumado a esto, los problemas operativos por capacidad y profundidad del puerto, la limitada infraestructura de acceso al puerto que implica atravesar toda la ciudad de Tumaco, así como la existencia de varios puntos críticos en materia de infraestructura en el trayecto como el puente del Pindo, dificultan una posible operación permanente sobre esta ruta.

Sin embargo, dada la creciente oferta del GLP importado, resulta pertinente considerar la infraestructura portuaria en el Pacífico colombiano (Buenaventura, Tumaco) como una alternativa para mejorar la confiabilidad del sistema de abastecimiento y reducir vulnerabilidades logísticas ante eventos que afecten el transporte terrestre en el suroccidente del país. Utilizar los puertos marítimos del Pacífico para el abas-

tecimiento ofrece ventajas competitivas como la posibilidad de transportar grandes volúmenes de GLP a costos potencialmente más bajos, mayor eficiencia y la posibilidad de minimizar los tiempos de reacción ante una condición de desabastecimiento. Sin embargo, esto requiere de una infraestructura de almacenamiento adecuada y condiciones portuarias que permitan equilibrar todos estos factores.

Gráfico 6-2. Sistemas de Transporte de GLP a 2024



Fuente: Esquema regulatorio del servicio público domiciliario de GLP – CREG, agosto de 2023

7. PRECIOS DE GLP

Los precios de los derivados del petróleo están estrechamente ligados al comportamiento del precio internacional del crudo. En este contexto, la interacción entre la oferta y demanda mundial del petróleo juega un papel crucial en la definición de los precios internacionales del GLP.

En términos generales, un aumento en la demanda ejerce presión al alza sobre los precios, especialmente cuando la oferta es limitada o enfrenta restricciones para ajustarse rápidamente a las necesidades del mercado. Por otra parte, la oferta tiene una relación inversa con los precios, cuando la disponibilidad de recursos energéticos aumenta, los precios tienden a disminuir, siempre que la demanda permanezca relativamente constante.

En el caso del GLP, su comercio a nivel internacional depende además del precio del crudo, de dinámicas geopolíticas y de las estrategias particulares de abastecimiento de cada región. Es así como la creciente producción de GLP en regiones como Estados Unidos, Medio Oriente y Asia-Pacífico, junto con la evolución de los patrones de consumo en economías emergentes, ha redefinido su papel en la matriz energética global.

En este capítulo se presenta la proyección de precios de GLP de acuerdo con la actualización metodológica presentada en el “Documento Proyección de Precios de los Energéticos 2024 – 2050”¹¹², en la que se incorpora un enfoque integral, que considera las expectativas del mercado energético, principalmente del ámbito internacional, dado que los precios nacionales del GLP se construyen a partir de la referencia de Mont Belvieu, mercado ubicado en Estados Unidos.

Dichas expectativas son capturadas a través de las proyecciones de precios de largo plazo de la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés: U.S. Energy Information Administration), contenidas en el documento Annual Energy Outlook 2025 (AEO 2025).

Cabe aclarar que esta proyección se orienta exclusivamente a los precios de referencia de suministro. Por lo tanto, los resultados aquí expuestos no están vinculados al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), ni incluyen proyecciones de sus componentes, ni corresponden a estimaciones tarifarias del producto.

Así mismo, resulta necesario indicar que las proyecciones planteadas corresponden a estimaciones sujetas a la complejidad y dinámica del sector, lo cual implica considerar un componente inherente de incertidumbre, donde su robustez depende de la disponibilidad y calidad de los datos utilizados, pero también de factores menos predecibles, cuyos choques pueden alterar las sendas proyectadas. En particular, el análisis presentado emplea información con corte a junio de 2024.

Comprender las dinámicas internacionales es clave para interpretar cómo las tendencias globales afectan los mercados locales; dicho esto, en primera instancia se analizarán los principales factores que determinan la estructura de precios del GLP en el mercado internacional para luego pasar al análisis en el mercado nacional.

7.1. Precios internacionales del GLP

Los precios del petróleo han experimentado importantes fluctuaciones a lo largo de los años, principalmente debido a conflictos geopolíticos entre países productores, los cuales afectan la oferta, así como las crisis económicas que impactan la demanda. Estos desequilibrios se transmiten rápidamente en el nivel de precios, generando alta volatilidad en los mismos.

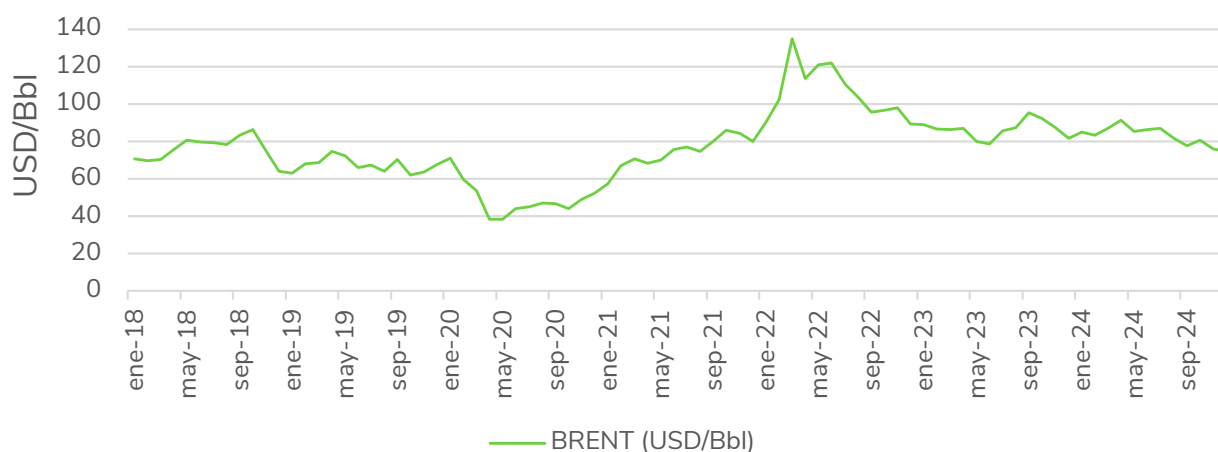
¹¹² UPME, 2025. Documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050. Disponible para consulta en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/ppege/>

En términos de oferta, las decisiones en relación con las cuotas de producción por parte de los integrantes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo – OPEP, tienen un impacto decisivo en la dinámica de los precios internacionales del petróleo. Actualmente, los 12 países miembros concentran aproximadamente el 79,1% de las reservas probadas de crudo a nivel mundial, proporción que se incrementa al incluir a los países de la OPEP+¹¹³. Otro factor relevante en términos de oferta está relacionado con la producción de petróleo y gas de lutita (shale oil y shale gas) en Estados Unidos, que ha transformado significativamente el panorama energético global, incrementando las reservas y desafiando el dominio de los productores tradicionales.

En términos de demanda, el crecimiento económico tanto de las principales economías del mundo, como de las economías emergentes como China e India, incentivan la necesidad de productos minero energéticos, según se establezca el consumo y se produzcan mejoras en eficiencia energética.

En la Gráfica 7-1 se puede ver la evolución de los precios del petróleo, donde se destaca el efecto del Covid-19 a partir de 2020 y el conflicto entre Rusia-Ucrania, que comenzó en 2022 y el cual provocó que países occidentales emitieran sanciones comerciales a Rusia, siendo uno de los mayores exportadores de petróleo y gas del mundo. Se observa como el corte del suministro de gas ruso a través del gasoducto Nord Stream 1¹¹⁴, en un contexto ya complicado por la menor oferta como resultado de la pandemia, desató una crisis de abastecimiento en Europa sin precedentes, que intensificó el incremento de los precios del petróleo a mediados de 2022 cuando el crudo Brent¹¹⁵ superó los 120 USD/Bbl.

Gráfico 7-1. Evolución del precio del petróleo – Nov 2018 a May 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos de PLATTS

Si bien la oferta y la demanda recogen los efectos de los factores externos sobre los precios, otros elementos como la inversión, las tasas de interés, la tasa representativa del mercado y factores asociados a la transición energética, son clave para realizar un análisis completo del contexto internacional del precio de los energéticos. En el caso del GLP, debe considerarse la alta correlación entre los precios del propano/butano y el crudo Brent, ya que al tratarse precisamente de un energético compuesto en su mayoría por estos dos productos, las fluctuaciones en el precio del petróleo impactan directamente el valor de estos componentes en los mercados internacionales y, por ende, afecta el precio internacional del GLP.

El Gráfico 7-2 muestra la evolución de los precios del propano y butano de referencia Mont Belvieu desde enero de 2017 hasta abril de 2024. También se incluyen los precios del crudo Brent, en USD/Barril, como referencia clave para el análisis del mercado de hidrocarburos. La dinámica observada en la serie evidencia una alta correlación entre los precios del GLP (propano y butano) y el Brent. Así, por ejemplo, se observa

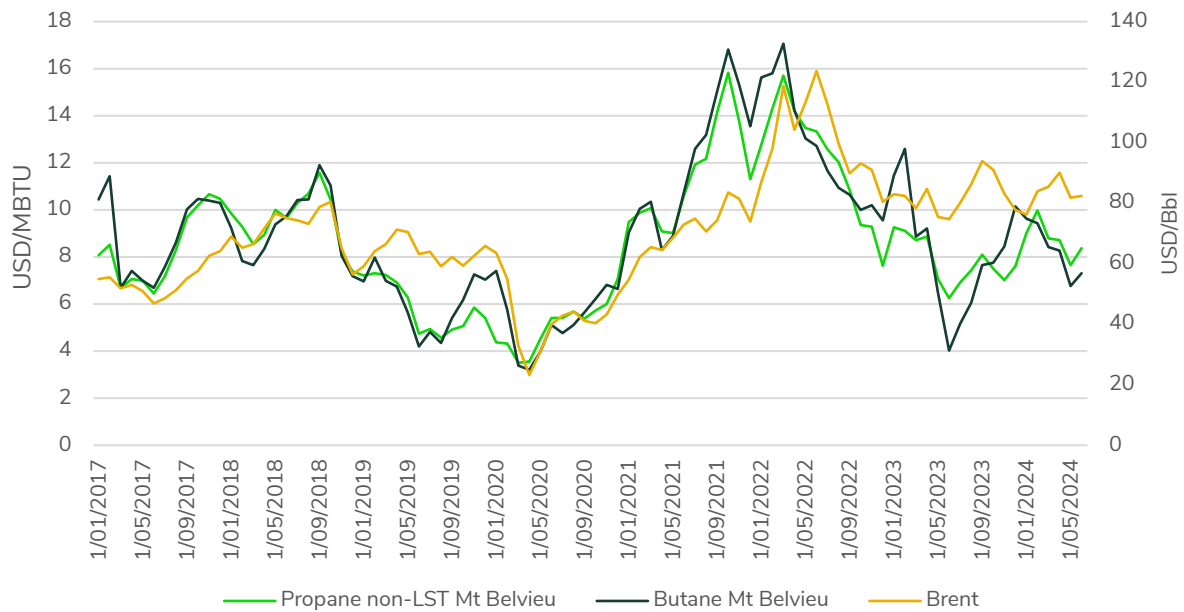
113 Asociación que integra a los países que conforman la OPEP y a otros 10 grandes productores, dentro de los cuales, se encuentra Rusia y México.

114 DW, 2024. Sabotaje del Nord Stream: gas, política y Guerra. Disponible para consulta en: <https://www.dw.com/es/sabotaje-del-nord-stream-gas-pol%C3%ADtica-y-guerra/a-69964557>

115 El crudo Brent es el petróleo de referencia en el mercado europeo y una de las tres principales referencias para los inversores en petróleo (junto con el WTI y Dubai/Omán).

como el incremento del Brent por encima de los 100 USD/barril en 2022 impulsó los precios del propano y butano.

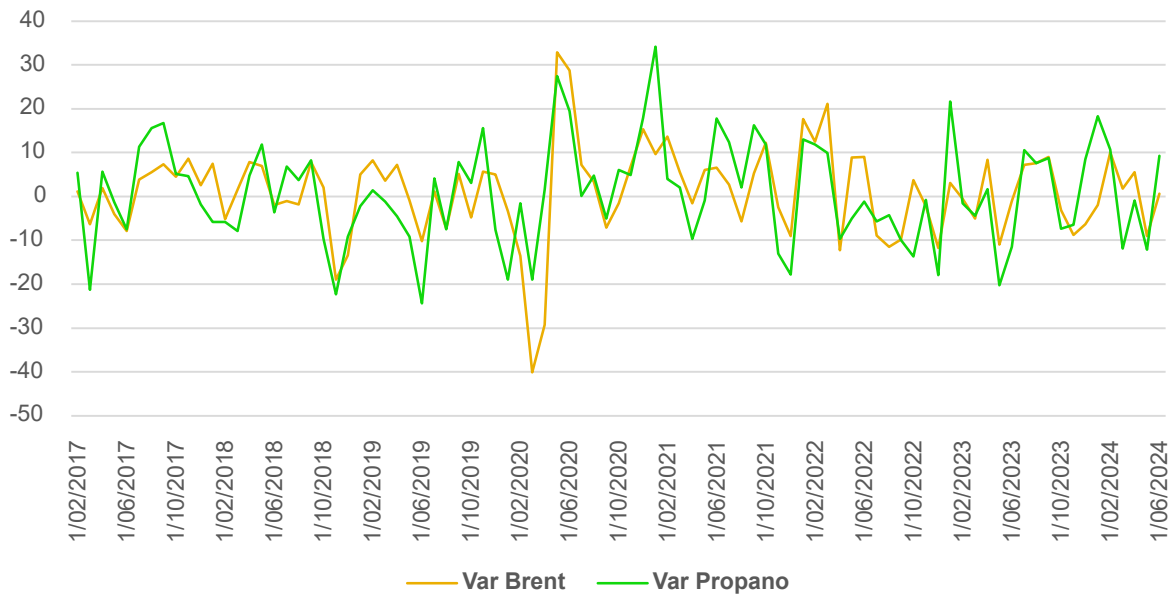
Gráfico 7-2. Precios históricos de referencia Mont Belvieu



Fuente: Elaboración UPME con información de PLATTS

Por otra parte, el Gráfico 7-3 muestra las variaciones mensuales de los precios del Brent y el propano Mont Belvieu, lo que permite evidenciar de manera más clara la dependencia del GLP con respecto a la evolución del precio del crudo.

Gráfico 7-3. Variaciones porcentuales de precios Brent y Propano



Fuente: Elaboración UPME con información de PLATTS

7.1.1. Análisis de información para la proyección de los precios internacionales de GLP - Referencia Mont Belvieu

La Tabla 7-1 presenta el detalle de las variables consideradas dentro del proceso metodológico adelantado por la UPME, bajo la cual se realizaron las proyecciones de precios de referencia de suministro de GLP, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 7-1. Información de base para el modelo de proyección de precios de GLP

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GLP	Propane non-LST Mt Belvieu	Mensual	2016-2024	USD/MBTU	PLATTS
	Butane non-LST Mt Belvieu				
	Tarifas de fletes y seguros	Mensual	2016-2024	USD/m ³	DIAN
	Referencia de precios regulados de GLP	Único valor de referencia	jun-24	USD/gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	2024-2050	USD/MBTU	AEO – EIA

Fuente: Elaboración UPME

La proyección de precios se realiza a partir los datos considerados en el AEO 2025 de la EIA, especialmente para el propano. Pese a que la EIA proyecta 11 diferentes escenarios, el ejercicio de la UPME emplea los escenarios de referencia, y de precios altos y bajos del petróleo. Estos consideran los cambios que ha experimentado el mercado energético estadounidense durante los últimos 25 años con el rápido incremento en la producción de petróleo y gas natural en el país, así como la expansión de las energías renovables y los patrones de consumo últimamente observados. Por lo tanto, estas estimaciones se basan en tendencias habituales, proporcionando un caso tendencial para el escenario de referencia y unas variaciones particulares en los casos de precios altos y bajos, basados principalmente en la producción del país, manteniendo la curva de oferta mundial de petróleo constante¹¹⁶.

Es clave tener en cuenta las siguientes consideraciones relevantes¹¹⁷:

- Los supuestos planteados para la proyección de precios del GLP, considera las proyecciones de largo plazo de la EIA¹¹⁸ y se basan principalmente en el comportamiento de los precios del petróleo.
- La proyección se estima a precios constantes, por lo cual se debe determinar un periodo base; esto permite poder hacer una comparación de precios de largo plazo con respecto a este periodo base.
- Otra variable importante en la proyección es la TRM ya que el GLP tiene precios de referencia en dólares. Se empleó una estimación realizada a partir de un modelo de proyección de series de tiempo, manteniendo una perspectiva de devaluación muy moderada con respecto a la devaluación histórica, con el objetivo de no generar mayor ruido por efectos cambiarios.
- Se estiman los costos de transporte marítimo y seguros a partir de las estadísticas de importación de la DIAN, teniendo en cuenta la información dispuesta por subpartida arancelaria del GLP.

Se plantearon tres escenarios, cada uno de los cuales contempla supuestos particulares que determinan los niveles de los precios estimados (Tabla 7-2).

¹¹⁶ EIA, 2025. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2025: International Energy Module, April 2025. Disponible para consulta en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/>

¹¹⁷ Corresponden a advertencias y aclaraciones metodológicas que deben ser tenidas en cuenta al interpretar los resultados de la proyección de precios. Estas incluyen limitaciones en la información utilizada, restricciones del modelo y factores externos que podrían afectar los resultados. Su propósito es delimitar el alcance de la metodología y garantizar una comprensión adecuada de los escenarios analizados.

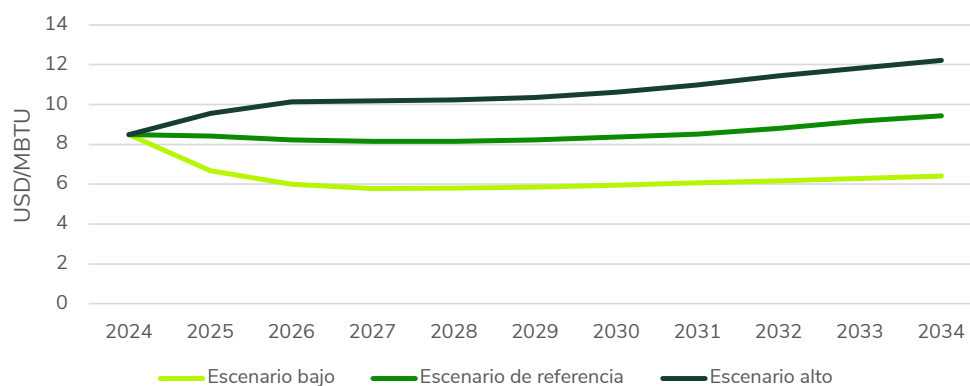
¹¹⁸ Las proyecciones de largo plazo de la EIA disponibles fueron elaboradas en 2023 con información de 2022, un periodo en el que los precios estuvieron influenciados por la crisis energética global, lo cual llevó a que las proyecciones se construyeran sobre niveles de precios excepcionalmente elevados. Desde la UPME se implementó un ajuste metodológico para empalmar estas proyecciones con los valores reales observados entre 2022 y la primera mitad de 2024. Para mayor detalle, consultar el Documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050.

- El escenario de precios bajos de la EIA, estima que el precio del petróleo Brent caerá a 48 USD/Bbl en términos reales del 2024 para el año 2050. Este escenario considera una importante reducción en la oferta de petróleo de Estados Unidos, llegando a su máximo histórico de 13.3 millones de barriles diarios en 2024, hasta 7,5 millones de barriles por día en 2050.
- En el escenario de referencia de la EIA en el largo plazo, se proyecta una producción de petróleo relativamente alta en el corto plazo. Sin embargo, se anticipa una disminución a partir de 2029, lo que impulsaría un aumento en los precios, en un contexto de crecimiento moderado de la demanda. Bajo este escenario, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 91 USD/barril en 2050, a precios constantes de 2024.
- Para el escenario de precios altos de la EIA, se espera un aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos hasta alcanzar los 17,7 millones de barriles diarios en 2030, seguido de una disminución gradual que llevaría la producción a 13,3 millones de barriles diarios en 2050. En este contexto, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 155 USD por barril en 2050, en términos reales de 2024.

7.1.2. Resultados de proyección precios internacionales de GLP

El Gráfico 7-4 presenta las proyecciones anuales de largo plazo construidas con base en la actualización del AEO 2025 de la EIA. Los escenarios de la EIA incluyen proyecciones de precios del propano para distintos sectores de consumo, las cuales son ajustadas para aproximar un precio spot tanto de propano como de butano con referencia en Mont Belvieu. A partir de este ajuste, se estima el precio base del GLP.

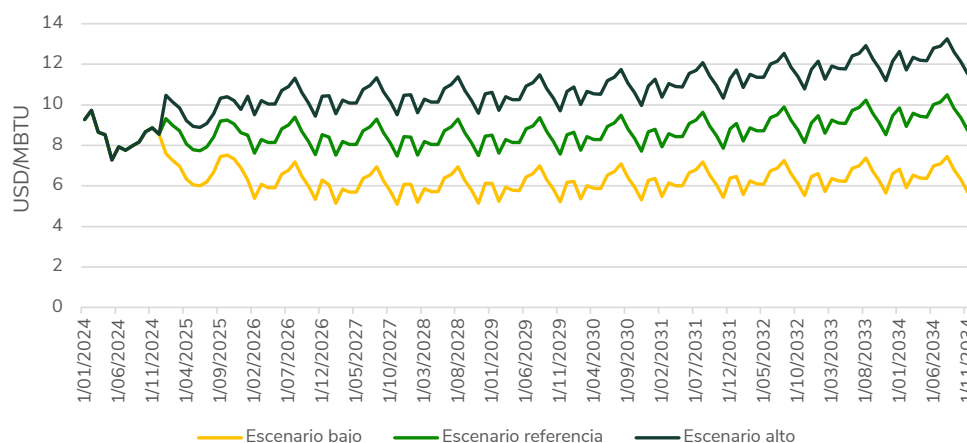
Gráfico 7-4. Proyección de precios anuales ajustados a partir de AEO 2025 (precios de 2024)



Fuente: Elaboración UPME con datos de AEO 2025 (EIA)

Las series anuales se transforman a frecuencia mensual con el fin de capturar los comportamientos intranuales, incorporando los patrones estacionales típicos del mercado. Finalmente, a estas series mensualizadas se les suma el componente de seguros y fletes marítimos, lo que permite construir la serie de precio de suministro del GLP puesto en puerto, mostrada en el Gráfico 7-5.

Gráfico 7-5. Precio de suministro de GLP puesto en puerto – Referencia Mont Belvieu (Precios de 2024)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Global S&P – Platts y DIAN

Para el escenario bajo, a 2050 el precio promedio tendría una disminución del 18,5% con respecto al precio promedio de 2024; por otra parte, se estima un incremento del 24.5% y del 82.7% para el escenario de referencia y el de precios altos, respectivamente.

A partir de estas proyecciones y su evolución, a continuación, se presentan los resultados de proyección de precios de referencia nacional.

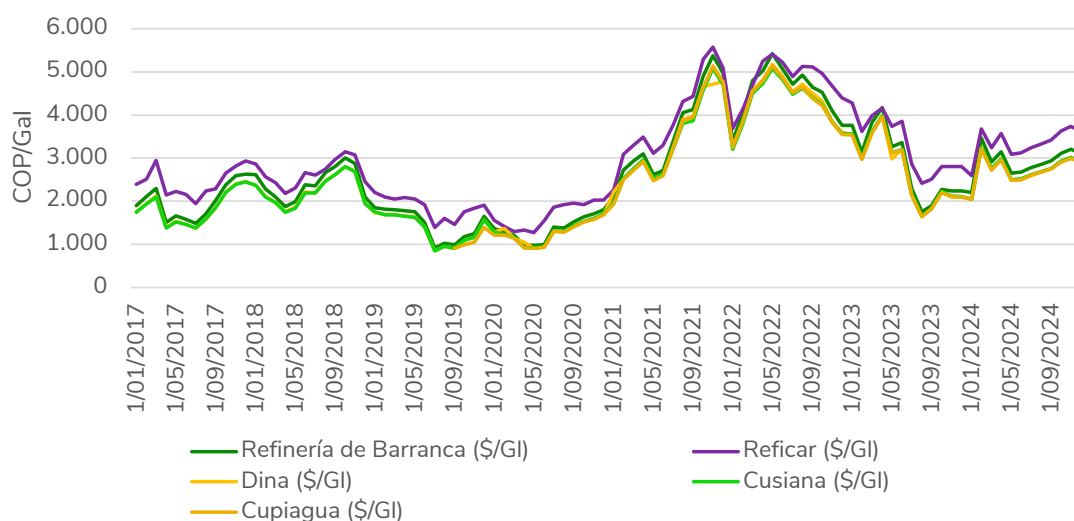
7.2. Precios nacionales del GLP

De acuerdo con la Ley 142 de 1994, la CREG establece los mecanismos de la remuneración de las actividades de la cadena de suministro de GLP a través de los componentes de su tarifa, teniendo en cuenta que el costo de este energético involucra factores nacionales e internacionales. Cada uno de esos componentes cuenta con un tratamiento particular, bajo el régimen de *libertad regulada* o *libertad vigilada de tarifas*. Así mismo, cada actividad de la cadena de suministro es afectada por las variaciones mensuales del factor de ponderación de la cantidad de butano y propano en la mezcla de GLP, los precios internacionales de estos compuestos, y la tasa representativa del mercado.¹¹⁹

Es así como el precio del GLP en el país está influenciado por los costos de producción, costos de transporte y las fluctuaciones en los precios internacionales. Esto último, indica que la dependencia de las importaciones - teniendo en cuenta que actualmente el mercado de GLP en Colombia presenta un desbalance entre la oferta nacional y la demanda- hace al precio del GLP nacional más vulnerable a la volatilidad del mercado global.

El Gráfico 7-6 muestra el comportamiento de los precios de las principales fuentes de producción de GLP en Colombia desde 2017.

Gráfico 7-6. Precios de GLP por fuente nacional



Fuente: Elaboración UPME con datos de PLATTS

Se evidencia que los precios históricos han seguido la tendencia de los precios internacionales del propano y el butano, y se reafirma la correlación de los precios de la refinería de Barrancabermeja con el precio del crudo Brent. Se observa, además, la fuerte influencia del mercado internacional hacia el periodo de finales de 2021, en el contexto de la crisis energética, pues los precios internos superaron los 5.000 COP/Gal.

119 SSPD, 2024. Boletín Tarifario Gas Licuado de Petróleo – Tercer Trimestre de 2024.

Tener en cuenta que las diferencias en el comportamiento del precio entre fuentes se presentan por la calidad del GLP que varía entre ellas, además de considerar que para la Refinería de Cartagena no se aplica transporte ni costo de embarque en puerto.

En el Gráfico 7-7 y Gráfico 7-8 se muestra la estructura del precio máximo de suministro para las diferentes fuentes nacionales de GLP.

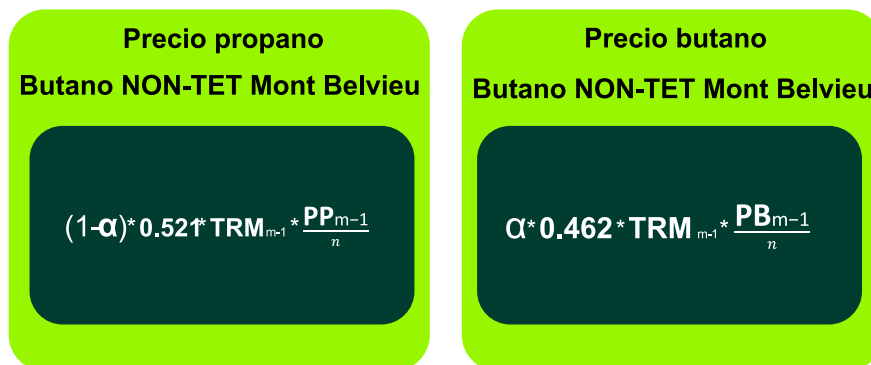
Gráfico 7-7. Estructura del precio máximo regulado GLP de Refinerías



α : Cantidad de butano presente en las mezclas comercializadas. ≤ 0.45 .
0.462: Densidad absoluta del butano
0.521: Densidad absoluta del propano
PB: Precio del Normal Butano NON-TET Mont Belvieu publicado por Platt's
PP: Precio del Propano NON-TET Mont Belvieu publicado por Platt's
TRM: Tasa Representativa del Mercado reportada por la Superintendencia Financiera de Colombia

Fuente: Elaboración UPME a partir de Resolución CREG 66 de 2007¹²⁰

Gráfico 7-8. Estructura del precio máximo regulado GLP de otros campos nacionales



α : Cantidad de butano presente en las mezclas comercializadas. ≤ 0.45 .
0.462: Densidad absoluta del butano
0.521: Densidad absoluta del propano
PB: Precio del Normal Butano NON-TET Mont Belvieu publicado por Platt's
PP: Precio del Propano NON-TET Mont Belvieu publicado por Platt's
TRM: Tasa Representativa del Mercado reportada por la Superintendencia Financiera de Colombia

Fuente: Elaboración UPME a partir de Resolución CREG 66 de 2007

En materia regulatoria, el precio del suministro de GLP en Colombia se configura a través de la metodología adoptada por la CREG en un régimen de precio máximo regulado¹²¹, bajo un régimen de libertad regulada. El precio para el producto proveniente de las principales fuentes de producción nacional, es decir, la Refinería de Barrancabermeja, la Refinería de Cartagena, Cusiana y Cupiagua se establece mediante el equivalente a la paridad de exportación.

120 Aplica para Refinería de Cartagena sin componente de transporte pozos Colorados, y demás campos nacionales.

121 Resolución CREG 66 de 2007, Resolución 45 de 2020 y Resolución 102 de 2020 y sus modificaciones.

Este precio de paridad de exportación se refiere al valor que un productor nacional recibiría si decidiera exportar su producto, en lugar de venderlo en el mercado interno. Este precio se calcula tomando como referencia los precios internacionales del combustible y restando los costos asociados al transporte y logística necesarios para llevar el producto desde el punto de producción hasta el puerto de exportación. De esta manera, se establece un precio interno que refleja el costo de oportunidad de exportarlo, incentivando a los productores a abastecer el mercado nacional cuando este precio es competitivo¹²².

En este punto, es importante mencionar que la CREG considera la posición dominante de Ecopetrol, como dueño de la mayoría de las fuentes productoras de GLP en el país, y somete dicha remuneración al régimen de libertad regulada. Para tal efecto, en la Resolución CREG 088 de 2007 se presentan fórmulas tarifarias con las que se puede determinar el precio máximo que Ecopetrol puede cobrar a los distribuidores que le compran GLP, en función de su precio internacional en el mercado de Mont Belvieu, en el Golfo de México.

Para determinar esta fórmula tarifaria, la CREG además ha considerado:

- Siendo el GLP un producto altamente transable, es decir, se pone y vende fácilmente en cualquier mercado internacional en donde se negocie, los precios de su comercialización deben reflejar ese costo de oportunidad para el productor, de manera que estos mercados donde se negocia dan lugar al precio de transacción con base en la valoración que la demanda le da al producto y la cantidad de oferta disponible, y no con base en los costos de su producción.
- Si se remunera el GLP a Ecopetrol con base en sus costos de producción no se hubiese garantizado la existencia de una oferta nacional suficiente para atender la demanda de este combustible, pues en la medida en que el precio internacional sea mayor que su costo de producción, la mejor oportunidad hubiese sido la de vender el GLP fuera del país, ya que podría transarlo a un mayor precio.

En concordancia con lo anteriormente mencionado, la metodología considera el precio internacional del GLP en el mercado de Mont Belvieu y le resta los costos de transporte y embarque desde la refinería de Barrancabermeja hasta el puerto de Cartagena. Este cálculo busca que los precios internos sean competitivos y reflejen las condiciones del mercado internacional, considerando así la suficiencia financiera y la neutralidad en la distribución del GLP en el país.

Por otro lado, el precio de suministro de GLP proveniente de otras fuentes diferentes a nacional se rige en mercado de *libertad vigilada*. Tal es el caso del GLP que ingresa al país por medio de los actuales puertos de importación, ubicados en Cartagena, los cuales en 2024 aportaron el 54% del total del GLP. Es así como, para los escenarios de libertad vigilada, se configura el precio del producto en transacciones que tiene en cuenta directamente el precio de referencia en mercado internacional a través de mecanismos de negociación directa con el comercializador mayorista.

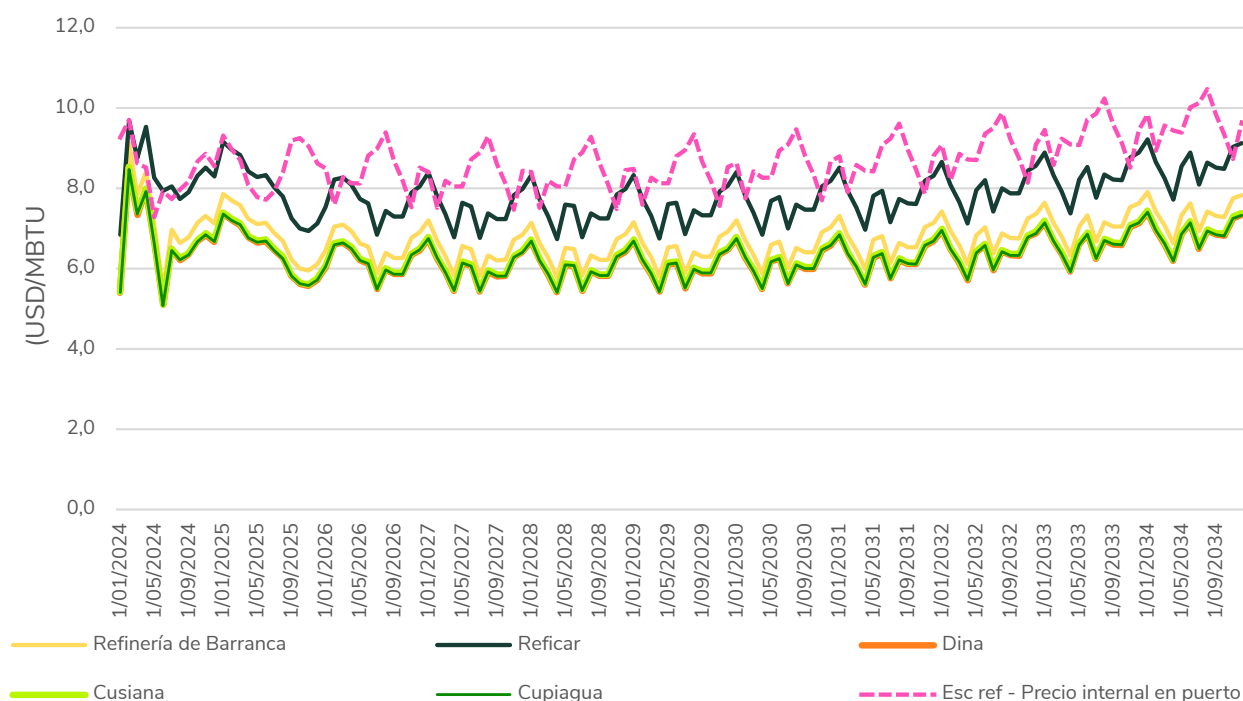
Las fuentes de precio libre usualmente toman como referencia el precio del GLP de las fuentes Cusiana/Cuapiagua y le adicionan un valor fijo que varía entre los 300 y 1.000 COP por kg. En este apartado se realiza el análisis de los referentes internacionales y de los precios nacionales con el fin de realizar las proyecciones a partir de estos.

7.2.1. Resultados de proyección precios nacionales de GLP

Aunque los precios de GLP presentaron un comportamiento estable entre 2023 y 2024 luego de alcanzar picos históricos en 2022, al analizar los precios históricos, se evidencia un comportamiento cíclico marcado por la volatilidad del precio del petróleo; teniendo en cuenta lo anterior, en el Gráfico 7-9 se presenta la proyección de precios de GLP por fuente nacional.

122 <https://creg.gov.co/publicaciones/15052/como-se-determinan-las-tarifas-del-servicio-publico-domiciliario-de-glp>

Gráfico 7-9. Proyección de precios de GLP por fuente nacional



Fuente: Estimaciones UPME con datos de PLATTS y Ecopetrol

Varios factores han contribuido a esta relativa estabilización: la corrección de los precios del petróleo a partir de la segunda mitad de 2022, la disminución de precios debido a una mayor oferta global, el ajuste en las políticas de la OPEP+ y un menor crecimiento de la demanda de combustibles ante temores de recesión global. Todo esto ha tenido un impacto directo en la reducción de los precios del GLP.

En general, los precios de los energéticos, expuestos a referentes internacionales y afectados por alzas históricas durante la reciente crisis energética, han comenzado a mostrar signos de alivio. Desde el año 2023, se ha observado una tendencia a la baja, impulsada por una combinación de mayores inversiones en infraestructura energética, una moderación en la demanda global y una reconfiguración de los mercados de suministro.

No obstante, a pesar de esta estabilización parcial, la volatilidad sigue siendo un factor clave en el sector energético. La evolución de los precios, tanto del petróleo como de sus derivados, dependerá de la interacción entre nuevas inversiones en producción y almacenamiento, la dinámica de la demanda y los factores geopolíticos, los cuales seguirán desempeñando un papel determinante en la configuración del mercado energético global.

8. SIMULACIÓN DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DE LA CADENA DE SUMINISTRO DE GLP

El análisis del abastecimiento y la confiabilidad de la cadena de suministro de GLP se realizó mediante un modelo de simulación desarrollado por la UPME, con el objetivo de definir las ubicaciones y capacidades de almacenamientos estratégicos necesarios para mantener la estabilidad de la cadena, ante posibles restricciones insalvables en la oferta.

A continuación, se presentan los objetivos y principales componentes, supuestos y resultados del modelamiento realizado.

8.1. Objetivos del modelo de simulación

El objetivo principal del modelo es simular la cadena de suministro de GLP nacional, bajo un supuesto de funcionamiento continuo y minimizando costos operativos y racionamientos, ante contingencias o fallas en las fuentes de suministro y/o en las rutas empleadas para la movilización y/o transporte del GLP desde fuentes de suministro a centro de consumo. Para esto último, el modelo emplea datos espaciales, temporales y operativos de las modalidades de movilización y/o transporte de GLP presentadas en el Capítulo 6, e incorpora la interacción entre los nodos de oferta, los nodos de demanda y las rutas de transporte que conectan dichos nodos entre sí.

Los detalles particulares de la formulación matemática del modelo se pueden encontrar en el Anexo 7 – *Formulación matemática del modelo de simulación PIAGLP 2025-2034*.

Los objetivos específicos del modelo de simulación son:

- Optimizar los flujos de GLP entre nodos de oferta y nodos de demanda, minimizando costos de abastecimiento, transporte y racionamiento.
- Evaluar la robustez del sistema de distribución ante escenarios de contingencia, haciendo fallar tanto rutas como fuentes de suministro.
- Determinar la ubicación y volumen óptimo de los almacenamientos estratégicos necesarios para garantizar la confiabilidad del suministro, priorizando las regiones que se identifiquen como las más vulnerables.

8.2. Estructura general del modelo

El modelo de simulación se desarrolló en lenguaje de programación Python¹²³, aprovechando su flexibilidad para análisis de datos, optimización y visualización. La implementación se basa en una estructura modular que integra los siguientes elementos:

- Funciones de carga de datos desde una hoja de cálculo tipo Excel (datos/input_modelo.xlsx), donde se detallan los nodos de oferta, los nodos de demanda, las rutas de movilización y/o transporte y la demanda proyectada en el periodo de planeación.
- Optimización de flujos mediante un problema lineal resuelto con el Solver Linprog de la biblioteca SciPy¹²⁴.
- Procesamiento y análisis de resultados, que genera reportes para cada escenario modelado.

123 Python, Características generales. Disponible para consulta en: <https://docs.python.org/es/3.13/tutorial/index.html>

124 SciPy. Fundamental algorithms for scientific computing in Python. Disponible en: <https://scipy.org/>

Todas las fases del programa se ejecutan desde una función principal, la cual permite registrar el progreso y llevar su trazabilidad. La resolución empleada para el modelamiento de los datos es mensual y cubre un horizonte de proyección a partir de enero de 2025 hasta diciembre de 2034, permitiendo capturar la estacionalidad en la oferta y en la demanda de GLP, para los 120 meses referidos.

Los principales componentes del modelo de simulación son los siguientes:

- **Nodos de oferta:** Representan los puntos de producción o centros principales de suministro de GLP y los puntos de importación, es decir, son los mismos puntos de oferta detallados en el numeral 4.2.4 del presente documento (ver Tabla 4-4). Se identifican con la letra o y el número correspondiente al nodo. Ej.: o1, o2, o3... o12, tal como se muestra en la Tabla 8-1. Estos se presentan junto con la infraestructura de logística y transporte de GLP vía propanoducto en el Gráfico 8-4.

Tabla 8-1. Nodos de oferta modelo de simulación PIAGLP 2025-2034

Nodo ID	Fuente de oferta
o1	Campo Cusiana
o2	Campo Cupiagua
o3	Refinería de Barrancabermeja
o4	Refinería de Cartagena
o5	Campo Dina
o6	Campo Floreña
o7	Campo Apiay
o8	Campo Capachos
o9	Campo Toqui – Toqui
o10	Campo Payoa
o11	Campo Buenavista
o12	Punto de Importación en Cartagena

Fuente: Elaboración UPME

Se aclara que el nodo de oferta o12 agrupa la oferta de GLP importado sin discriminar desde cual agente importador o infraestructura de importación, proviene dicha oferta. Esto, teniendo en cuenta que los tres puntos de importación considerados en la simulación se ubican en la Costa Atlántica colombiana.

- **Nodos de demanda:** corresponden a puntos que agregan la fracción de la demanda nacional atendida en esa zona geográfica, de acuerdo con las instalaciones que albergan los almacenamientos mayoristas de GLP (plantas de envasado de cilindros de GLP y plantas de almacenamiento de GLP) que existen en esa zona (Gráfico 8-1); esto, bajo el principio de que todo el GLP producido e importado en el país, pasa por alguna de las instalaciones enunciadas antes de ser entregado a otros agentes como comercializadores mayoristas, comercializadores minoristas o distribuidores. De esta manera, la demanda atendida por otras instalaciones de la cadena de suministro (expendios, puntos de venta, almacenamientos conectados a redes de distribución y tanques estacionarios) se contempla en el modelo, al considerar el consumo nacional total de GLP según cifras del SUI a diciembre de 2024.

La demanda integrada en estos nodos se encuentra alineada con la demanda derivada del consumo de GLP como servicio público domiciliario y otros usos, considerados en el periodo de análisis y de acuerdo con el escenario de demanda simulado.

Estos nodos se identifican con la letra **d** y el número correspondiente al nodo. Ej.: d1, d2, d3... d52, de la siguiente manera:

Tabla 8-2. Nodos de demanda – modelo de simulación PIAGLP 2025

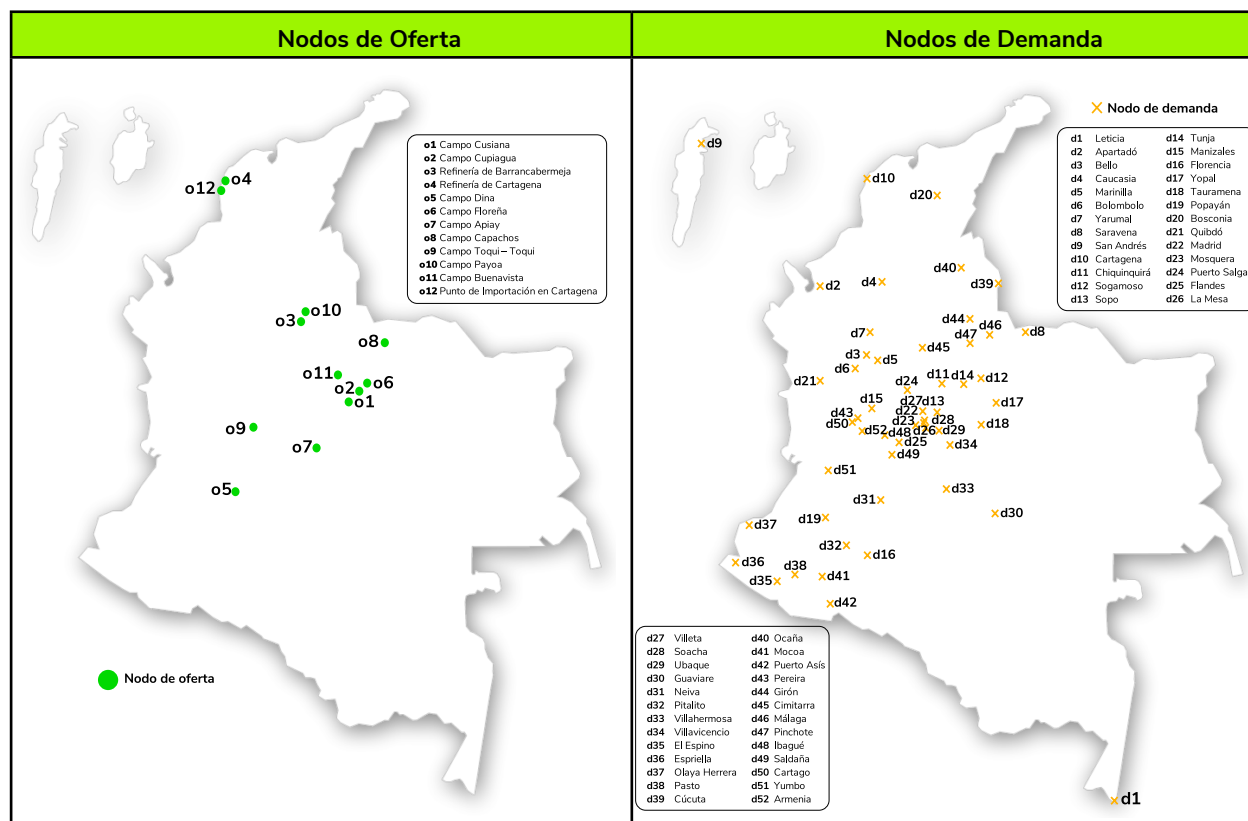
Nodo ID	Nodo UPME	Agrupar plantas de:
d1	Leticia 1	Amazonas
d2	Apartadó 2	Antioquia
d3	Bello 3	
d4	Caucasia 4	
d5	Marinilla 5	
d6	Bolombolo 6	
d7	Yarumal 7	
d8	Saravena 8	Arauca
d9	San Andrés 9	Arch. de San Andrés, P y SC.
d10	Cartagena 10	Bolívar
d11	Chiquinquirá 11	Boyacá
d12	Sogamoso 12	
d13	Sopo 13	
d14	Tunja 14	
d15	Manizales 15	Caldas
d16	Florencia 16	Caquetá
d17	Yopal 17	Casanare
d18	Tauramena 18	Casanare
d19	Popayán 19	Popayán
d20	Bosconia 20	Cesar
d21	Quibdó 21	Chocó
d22	Madrid 22	Cundinamarca
d23	Mosquera 23	
d24	Puerto Salgar 24	
d25	Flandes 25	Cundinamarca y Tolima
d26	La Mesa 26	Cundinamarca
d27	Villeta 27	
d28	Soacha 28	
d29	Ubaque 29	
d30	Guaviare 30	Guaviare
d31	Neiva 31	Huila
d32	Pitalito 32	
d33	Villahermosa 33	Meta
d34	Villavicencio 34	
d35	El Espino 35	Nariño
d36	Espriella 36	
d37	Olaya Herrera 37	Nariño y Cauca
d38	Pasto 38	Nariño

Nodo ID	Nodo UPME	Agrupar plantas de:
d39	Cúcuta 39	Norte de Santander
d40	Ocaña 40	
d41	Mocoa 41	
d42	Puerto Asís 42	Putumayo
d43	Pereira 43	Risaralda
d44	Girón 44	Santander
d45	Cimitarra 45	
d46	Málaga 46	
d47	Pinchote 47	
d48	Ibagué 48	Tolima
d49	Saldaña 49	
d50	Cartago 50	Valle del Cauca
d51	Yumbo 51	
d52	Armenia 52	Quindío

Fuente: Elaboración UPME

Cabe mencionar que para asignar la distribución de las plantas de envasado y/o plantas de almacenamiento en nodos de demanda, se consideraron criterios de ubicación, proximidad entre plantas y tamaño de centros de consumo, de tal manera que hay casos donde 1 nodo de demanda puede agrupar las plantas de 2 o más departamentos. De igual forma, los nombres dados a los nodos UPME corresponden al nombre del centro de consumo que sirvió de punto de encuentro o agrupación de las plantas de envasado y/o almacenamiento agregadas y no necesariamente corresponde a la ciudad referenciada.

Gráfico 8-1. Ubicación espacial de nodos del modelo de simulación del PIAGLP 2025-2034



Fuente: Elaboración UPME

Así mismo, se aclara que la demanda de GLP de los departamentos que no contaban con plantas de envasado y/o plantas de almacenamiento a diciembre de 2024 y que en su defecto, para atender su demanda acuden a otras instalaciones como depósitos, puntos de venta de cilindros, almacenamientos conectados a redes o tanques estacionarios, es considerada en el modelo, al emplear los datos de consumo de GLP a nivel departamental según la información del SUI y otras fuentes de información, como se explicó en el Capítulo 3; de manera que la totalidad de la demanda nacional fue distribuida entre los nodos de demanda definidos.

En el Anexo 8 - Plantas almacenadoras y envasadoras de GLP 2024 se georreferencian cada una de las 141 plantas que se agruparon para formar los 52 nodos UPME (Ver Tabla 4-7 – Nodos de demanda).

- **Atributos temporales:** Cada nodo cuenta con la proyección de oferta y demanda para cada periodo mensual de planeación, y con un costo de racionamiento¹²⁵ asociado (en COP/ton), el cual mide el costo de la demanda insatisfecha y el de obtener GLP en el nodo de oferta (en COP/ton).¹²⁶
- **Rutas:** Cada ruta establecida en el modelo representa una conexión principal entre un nodo de oferta con un nodo de demanda. En cada una de las rutas, se tienen en cuenta variables como distancia en kilómetros, capacidad disponible para el transporte en toneladas por ruta considerando la indisponibilidad de cada caso (factor según los eventos programados y los de fuerza mayor que hicieron que la ruta no estuviera disponible por un periodo determinado), duración estimada de los trayectos en horas, entre otros atributos, utilizando como principal fuente información los datos del INVIAS.

Cada ruta se caracterizó con costos de transporte (en COP/ton) según los fletes reconocidos por la CREG mediante la Circular CREG No. 132 de 2025, donde se indica la tarifa de transporte de un kilogramo de GLP entre municipios según la distancia entre los mismos en ductos/carretera y según si le aplica o no la estampilla.¹²⁷

Teniendo en cuenta que a la fecha no se cuenta con una medida de la capacidad de transporte y/o movilización de GLP, este atributo fue transferido a la ruta, estableciéndose como “ilimitada” en la ejecución de la simulación del abastecimiento. Por otra parte, según los resultados de los flujos, se estableció en cada caso una capacidad máxima en la simulación de confiabilidad.

- **Periodos de planeación:** El horizonte de planeación es de diez años (2025-2034) y está segmentado en 120 periodos mensuales. El modelo se ejecuta para cada periodo, capturando la estacionalidad en la oferta y la demanda.
- **Almacenamiento estratégico (AE):** representan los centros de reserva temporal de GLP de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1310 de 2024, y los cuales permiten dimensionar las necesidades de almacenamiento en nodos particulares para asegurar el suministro continuo y oportuno de GLP, particularmente para atender eventos de contingencia, restricciones, fluctuaciones o fallas sobre la cadena de servicio.

8.3. Metodología del modelo de simulación

La metodología empleada para modelar el sistema permite caracterizar las rutas de conexión e identificar posibles cuellos de botella en la cadena de suministro. Para ello se establecieron los siguientes procesos:

- **Ubicación espacial de nodos:** Distribución de nodos de oferta y nodos de demanda según información registrada en el SUI a diciembre de 2024 (Gráfico 8-1).
- **Identificación de rutas críticas:** Uso de la API de Google Routes¹²⁸ para analizar más de 600 alternativas de conexión, priorizando rutas con flujo óptimo, analizando distancias, costos y duraciones (Gráfico 8-2).
- **Definición de atributos:** Asignación de capacidades, costos, y proyecciones temporales a nodos y rutas.
- **Modelado matemático:** Planteamiento de ecuaciones de optimización, detalladas en el Anexo 7 – Formulación matemática del modelo de simulación PIAGLP.

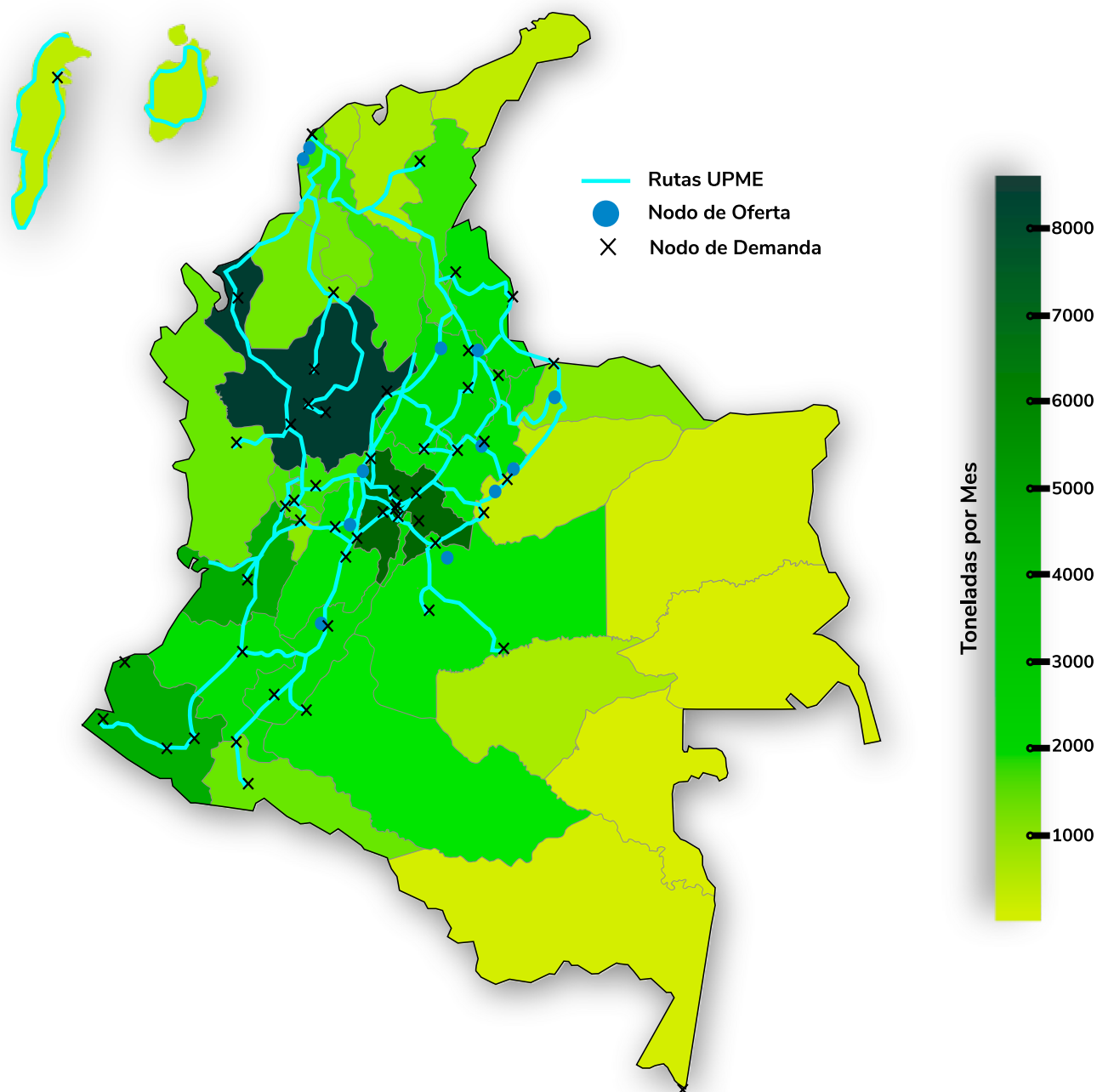
125 El costo de racionamiento se define como el costo económico promedio que la sociedad le asigna a la pérdida de bienestar general ocasionada por la limitación total o parcial en el acceso a un servicio, como el que se ocasiona al consumir una menor cantidad que la considerada como óptima de acuerdo con sus necesidades y las tarifas establecidas.

126 La tasa de cambio empleada para convertir USD a COP, teniendo en cuenta que la importación se negocia en USD y la proyección de precios internacionales también está en USD, fue de: 4.385,15 COP/USD.

127 Estampilla es el cargo para la remuneración a la actividad de transporte y almacenamiento de respaldo a la demanda de GLP al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina regulada por la CREG, esta remuneración se establece como un cobro a la demanda continental de GLP por ductos, en otros términos, cualquier ducto que transporte GLP, ya sea propanoducto o poliducto, deberá pagar la estampilla según los términos de la CREG. Esta estampilla busca que el precio del GLP en la zona insular no sea tan elevado con respecto a los precios continentales, debido al alto costo del transporte marítimo a la isla, distribuyendo este costo entre la demanda insular y la demanda continental.

128 Google, La API de Google Routes (API de Rutas) es un conjunto de servicios que permiten a los desarrolladores obtener información de rutas, tiempos de viaje, distancias y condiciones de tráfico en tiempo real para planificar recorridos optimizados.

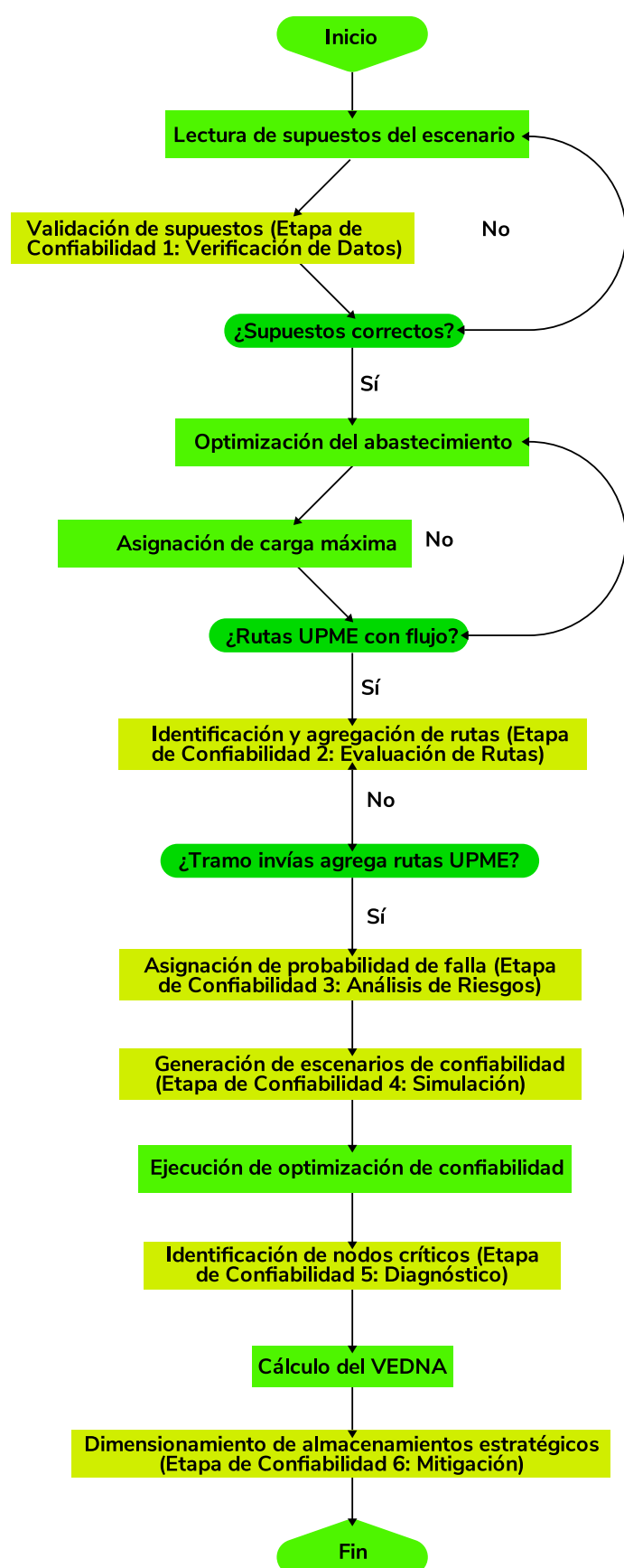
Gráfico 8-2. Nodos de oferta, nodos de demanda y rutas UPME



Fuente: Elaboración UPME

La secuencia de procesos que emplea la herramienta para la ejecución del modelo se describe en el diagrama de flujo según Gráfico 8-3.

Gráfico 8-3. Diagrama de flujo de la herramienta de modelación PIAGLP



Fuente: Elaboración UPME

8.4. Análisis de Abastecimiento

Esta sección presenta los resultados de las variables de decisión del modelo sin considerar fallas en la cadena, enfocándose en el análisis de los escenarios de Oferta 1 (Tendencial) y Oferta 2 (Cobertura) respecto al escenario de Demanda 2 (Cobertura), descritos previamente en el Capítulo 4; estas variables incluyen la cantidad despachada por cada nodo de oferta, la demanda abastecida y racionada, y las rutas con sus respectivos flujos óptimos de despacho de GLP por periodo.

8.4.1. Supuestos variables del despacho de GLP

A continuación, se describen los principales supuestos que la herramienta de optimización utiliza para identificar las curvas de oferta y demanda seleccionadas para el escenario a simular y que sirven como base para ejecutar los cálculos correspondientes:

- **Nombre del escenario:** Hace referencia al nombre del escenario a simular dado por la selección de escenarios de oferta y demanda a valorar. Para los propósitos del presente capítulo, el Escenario de Simulación 1 está dado por la simulación de la Oferta 1 Vs. Demanda 2 y el Escenario de Simulación 2, por la simulación de la Oferta 2 Vs. Demanda 2.
- **Horizonte de planeación:** Desde enero de 2025 hasta diciembre de 2034, abarcando un total de 120 periodos de optimización.
- **Dimensión de la red:** Se incluyen 64 nodos (12 nodos de oferta y 52 nodos de demanda) y 647 rutas en la modelación, lo cual permite representar de forma amplia la logística de transporte y las posibles alternativas para movilizar el GLP (Gráfico 8-2).
- **Tasa Representativa del Mercado (TRM):** Se adopta un valor de 4.385,15 COP/USD, empleado para la conversión de costos y la homogeneización de valores a lo largo de la simulación.
- **Costos de transporte:** como costo base por kilómetro en transporte por carretera se fija como referencia nacional los valores de 1,05 y 0,63 COP por kilómetro y se calcula a partir de una regresión lineal con datos de la CREG según la Circular CREG No. 132 de 2025, el cual se detalla en el numeral 8.5.2. Para el transporte fluvial, se tienen dos referencias de 4,42 COP y 35,87 COP por kilómetro. Se asume un incremento anual de 2% en el costo de transporte a lo largo del horizonte de análisis.
- **Tramo nacional de referencia:** Se utiliza el tramo nacional identificado por INVIAS como 2503, ubicado entre Mojarras y Popayán que es un tramo crítico de la Troncal de Occidente con una distancia de 121 km. A partir de cálculos reportados por agentes del sector¹²⁹ se estimó una indisponibilidad de 8,33% que se entiende como la duración acumulada de falla correspondiente a 10 meses en los últimos 10 años. Este tramo pertenece a la “Ruta 25” según la nomenclatura de INVIAS, la cual es referenciada como La Vía Panamericana. Su distancia total es de 1.570.6 km, desde Puente Internacional Rumichaca hasta Barranquilla, y se usa como parámetro de referencia para la calibración de probabilidad de falla.
- **Indisponibilidad histórica:** Con base en lo anterior, se calcula una tasa superficial de indisponibilidad de $4,63823 \times 10^{-5}$ por kilómetro, lo cual permite modelar posibles interrupciones en la red de transporte.

Estos supuestos constituyen la base de la formulación y permiten al modelo reflejar la operación real del transporte de GLP, garantizando resultados más cercanos a las condiciones del sistema de suministro y transporte.

8.4.2. Estimación de costos de la red de transporte

Contando con la ubicación de los nodos de oferta y los nodos de demanda, se definieron las rutas UPME que los conectan entre sí. El uso de la API de Google Routes permite caracterizar de manera detallada las distancias y tiempos de recorrido de las principales vías.

A partir de datos oficiales según la Circular CREG No. 57 de 2024¹³⁰ donde la CREG presenta distancias y costos estimados de movilización de GLP por carretera y ductos entre las diferentes fuentes de GLP y los 1.124 municipios del país, se realizó una regresión lineal para relacionar la distancia recorrida y los costos de transporte para asignar un costo de referencia a cada ruta, tal como se muestra en el Gráfico 8-5.

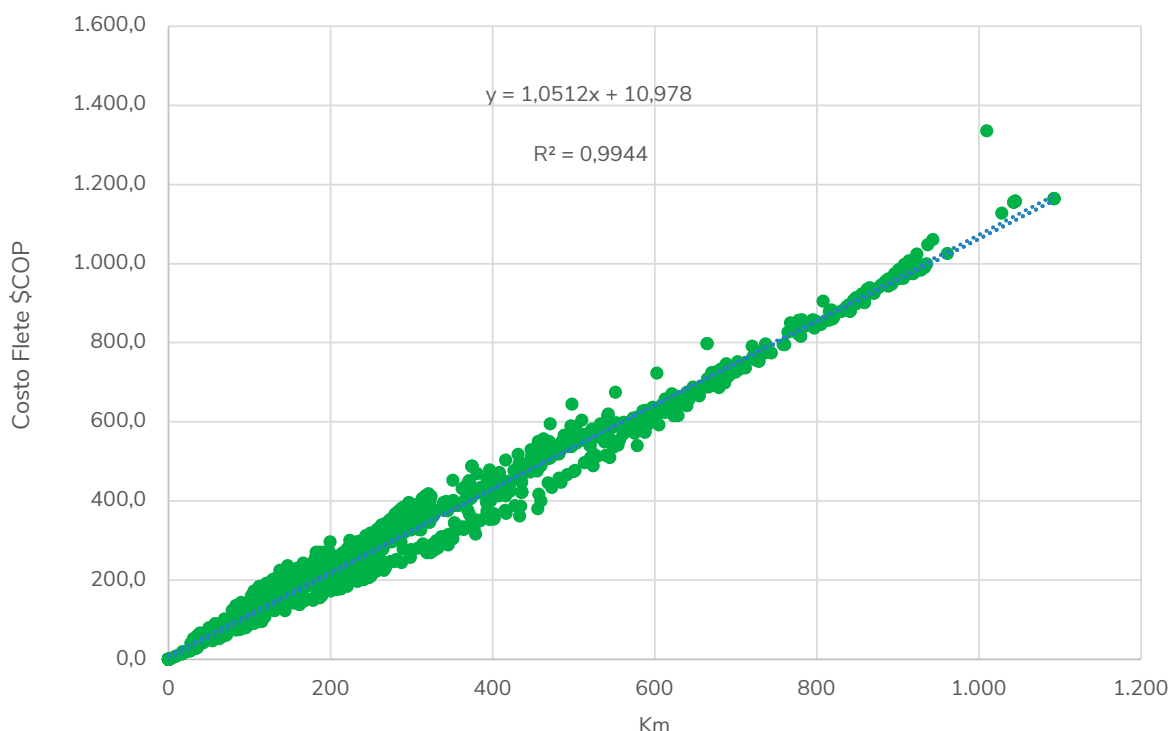
¹²⁹ Respuesta a requerimiento de la UPME, No. de radicado: 20241700201591 de 16-10-2024

¹³⁰ Mediante la Circular CREG 057 de 2024 la CREG informa el listado de municipios que conforman las zonas de influencia para la OPC que cubre el periodo comprendido entre septiembre de 2024 y febrero de 2025. Disponible para consulta en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0057_2024.htm

Los parámetros de la regresión lineal son la pendiente (1,0512), b (10,978) y un error cuadrado medio igual a 0,9944. A partir de estos resultados se estima el costo de cada ruta UPME con su respectiva distancia.

El análisis descrito permitió definir costos de transporte por carretera de referencia, en función de la distancia. En el caso de transporte fluvial se hace uso de la información disponible del transporte Puerto Asís-Leticia, criterio relevante en la optimización de costos, donde el modelo establece por cual ruta despacha GLP, al menor costo.

Gráfico 8-4. Costo flete de GLP por carretera Vs. distancia de carreteras



Fuente: Elaboración UPME con datos de la CREG – según Anexo de la Circular No. 057 de 2024

8.4.3. Resultados de simulación por escenario analizado

Esta sección presenta los resultados de la simulación para dos escenarios modelados a partir de las proyecciones de oferta y demanda presentados en el Capítulo 4.

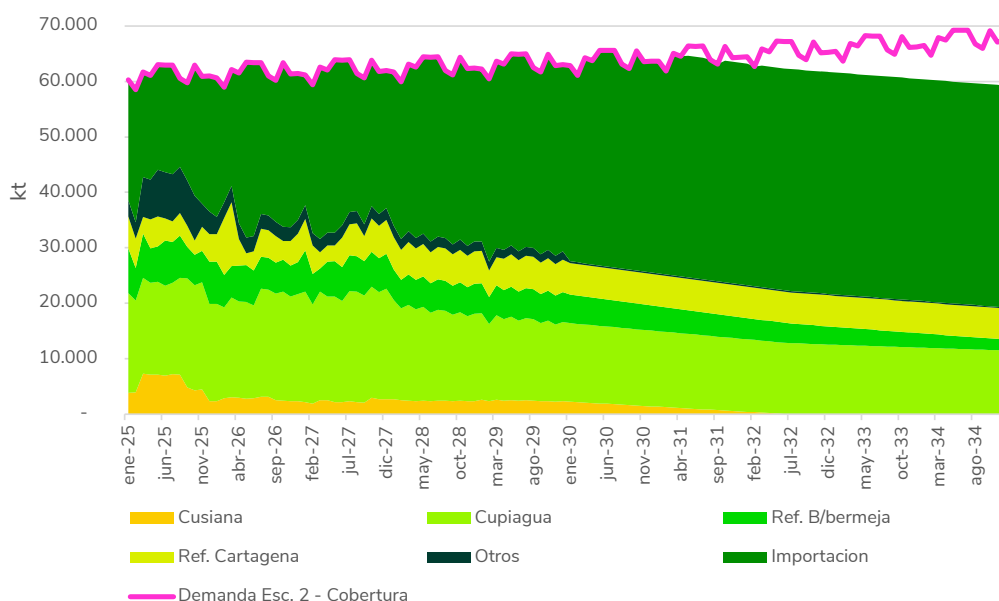
A continuación, se presentan los resultados obtenidos, resaltando las diferencias particulares en los supuestos de oferta y su impacto en la demanda de GLP.

8.4.3.1. Escenario de simulación 1

Para este primer escenario de simulación se asumen las cantidades de la Oferta 1 -Tendencial y la Demanda 2 - Cobertura.

En el Gráfico 8-5, se identifica el despacho según nodo de oferta y la curva de demanda nacional (línea rosa) que representa el comportamiento de la demanda total de GLP en el horizonte de planeación; se muestra los volúmenes de GLP despachados mensualmente, por cada nodo de oferta (del o1 al o12 según la Tabla 8-1), apilados para reflejar la contribución total de la oferta, resaltando que el modelo prioriza el despacho de oferta nacional y emplea GLP importado para completar la demanda proyectada, de acuerdo a la capacidad de importación disponible en ese momento.

Gráfico 8-5. Despacho de GLP por nodos de oferta - Escenario de simulación 1 (kt/mes)



Fuente: Elaboración UPME

Se observa que hasta el primer trimestre de 2031 la oferta estimada permite cubrir la demanda total (línea rosada). Sin embargo, a partir de dicho período se requeriría de alternativas adicionales de suministro a las consideradas en el Escenario de oferta 1, que permitan completar el horizonte de planeación.

Entre los nodos de oferta, el nodo de Importación Cartagena (o12), donde se concentran en la actualidad las capacidades instaladas de importación, se destaca como el mayor proveedor, contribuyendo con el 51,3% a la oferta total a lo largo del horizonte 2025-2034, mientras que otros nodos como el de Cupiagua (o2), La Refinería de Cartagena (o4) y La Refinería de Barrancabermeja (o3) aportarían el 22,9%, el 13,3% y el 7,3% respectivamente; esto, a pesar de priorizar la oferta nacional sobre la oferta proveniente de importación. El resto de los nodos aportan en conjunto el 5,28% restante.

A continuación, en la Tabla 8-3 se presenta de manera agregada las cantidades suministradas por cada nodo de oferta a lo largo del horizonte de planeación:

Tabla 8-3. Cantidades abastecidas por cada nodo de oferta

Nodo ID	Nodo	Departamento	Oferta (Toneladas)	% de participación
o12	Importación	Bolívar	4.028.855	51,3
o4	Cupiagua	Casanare	1.802.881	22,9
o3	Refinería de Cartagena	Bolívar	1.043.719	13,3
o2	Refinería de Barrancabermeja	Santander	569.975	7,3
o1	Cusiana	Casanare	219.831	2,8
o8	Capachos	Arauca	54.165	0,7
o10	Dina	Huila	43.507	0,6
o5	Payoa - Las Monas	Santander	39.140	0,5
o11	Floreña	Casanare	33.825	0,4
o9	Buenavista	Boyacá	17.920	0,2
o6	Toqui - Toqui	Tolima	6.705	0,1
o7	Apiay	Meta	0	0

Fuente: Elaboración UPME

Tras evaluar los resultados de este escenario, se identifican los nodos de demanda con los mayores volúmenes de demanda no abastecida (DNA). Estos puntos reflejan las áreas donde la oferta disponible no cubre completamente la demanda proyectada, lo que indica la necesidad de estrategias específicas en esos nodos, para mitigar los faltantes previstos, tendientes al fortalecimiento de la oferta en dichas zonas.

Se identifica una vulnerabilidad particular de los nodos relacionada con su distancia respecto a los centros de suministro y al costo de transporte/movilización de GLP a esas zonas. A partir de estos hallazgos, se integra esta vulnerabilidad como criterio relevante en el análisis de confiabilidad para determinar la ubicación de los almacenamientos estratégicos.

Para este escenario de simulación los nodos con mayor volumen de demanda no abastecida son los siguientes (Tabla 8-4):

Tabla 8-4. Demanda no abastecida por nodo de demanda – Escenario de Simulación 1

ID Nodo	Nodo	DNA (Ton)	%
d9	San Andrés 9	74.967	36,34%
d38	Pasto 38	57.383	27,81%
d1	Leticia 1	20.117	9,75%
d42	Puerto Asís 42	16.347	7,92%
d37	Olaya Herrera 37	14.862	7,20%
d35	El Espino 35	13.226	6,41%
d36	Espiella 36	9.409	4,56%

Fuente: Elaboración UPME

Por otro lado, se analizan los flujos de GLP por ruta UPME con base en los resultados de la optimización. En total, se identifican 152 rutas principales dentro de la red de transporte para este escenario.

La Tabla 8-5 permite relacionar el origen y destino que conecta las principales 10 rutas. Los resultados son consistentes con los análisis de oferta, los cuales asocian las rutas con mayor transporte de GLP con aquellas que tiene como nodo origen el de importación en Cartagena.

Tabla 8-5. Participación de las rutas en el Escenario de simulación 1

Ruta ID	Ruta	Nodo origen	Nodo fin	Distancia (km)	Toneladas	% Flujo
r623	Importación - Yumbo 51	o12	d51	1115	587.647	7,87
r575	Importación - Bello 3	o12	d3	692	532.643	7,13
r582	Importación - Cartagena 10	o12	d10	14	515.477	6,90
r200	Refinería de Cartagena – Girón 44	o4	d44	621	284.415	3,81
r80	Cupiagua - Soacha 28	o2	d28	228	277.261	3,71
r128	Refinería de Barrancabermeja - Puerto Salgar 24	o3	d24	0	262.129	3,51
r591	Importación - Popayán 19	o12	d19	1254	256.404	3,43
r90	Cupiagua - Pasto 38	o2	d38	849	241.303	3,23
r611	Importación - Cúcuta 39	o12	d39	709	239.622	3,21
r83	Cupiagua - Neiva 31	o2	d31	34	239.124	3,20

Fuente: Elaboración UPME

Por último, se detectan como nodos de demanda con mayor demanda abastecida a lo largo del horizonte de planeación son los siguientes: Yumbo 51, Bello 3, Pasto 38 y Cartagena 10, los cuales presentan una

demanda abastecida superior a 500.000 toneladas; también participan de manera importante los nodos de Girón 44, Madrid 22, Soacha 28, Popayán 19, Cúcuta 39, Puerto Salgar 24, Neiva 31, Apartadó 2 y Villavicencio 34 que presentan una demanda abastecida superior a 200.000 toneladas a lo largo de los diez años.

El detalle completo de la demanda satisfecha por nodo UPME en el horizonte de planeación, para este escenario de simulación, se presenta en el Anexo 9 – Resultados de abastecimiento Escenario de Simulación 1.

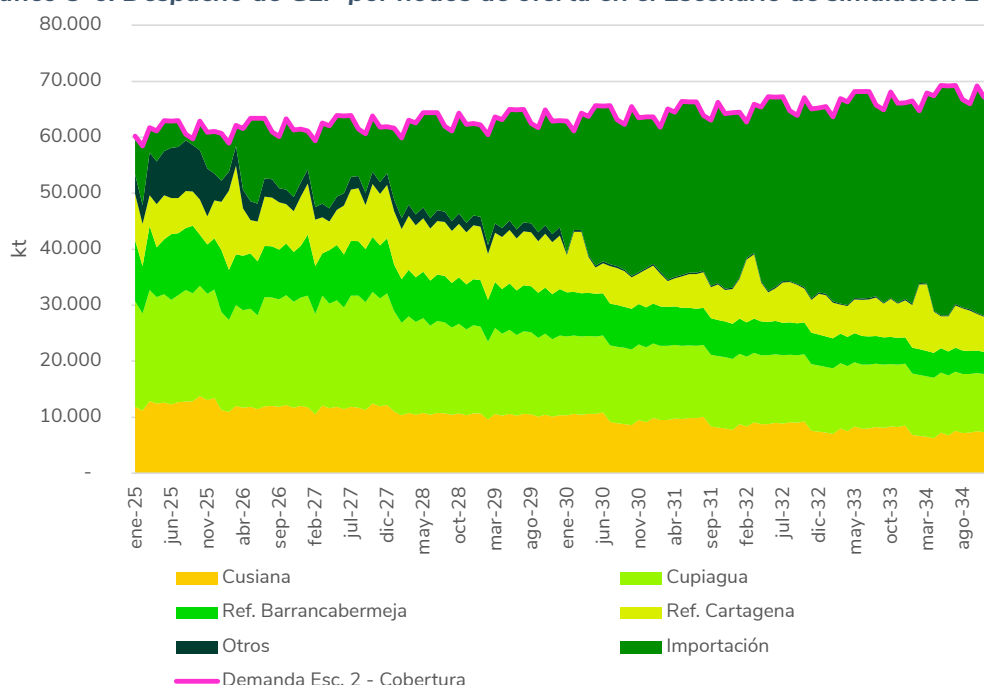
En la medida en que la oferta no resulta suficiente para cubrir la demanda de todos los nodos del sistema a lo largo del período, aquellos más alejados respecto a centros de suministro no registran el total de consumo abastecido, como se podrá detallar en el siguiente escenario de simulación, para casos como los nodos de Nariño o Cundinamarca, por ejemplo.

8.4.3.2. Escenario de simulación 2

Este escenario considera las cantidades de GLP definidas en los escenarios de Oferta 2 – Cobertura y Demanda 2 – Cobertura, que conjugados hacen posible lograr una cobertura de las necesidades nacionales en el periodo de planeación. Si bien presentan menor grado de certeza en el corto plazo respecto al Escenario de Simulación 1, permite evaluar de mejor forma el abastecimiento de la demanda a mediano y largo plazo.

A continuación, se presenta el despacho asignado por nodo de oferta y se compara con la demanda proyectada (línea rosada). En el Gráfico 8-6 se observa que, a lo largo de todo el periodo de planeación, no se presenta déficit de abastecimiento e incluso, se estiman excedentes en términos de capacidad adicional de importación de GLP para abastecer a la demanda en los casos en que se requiera.

Gráfico 8-6. Despacho de GLP por nodos de oferta en el Escenario de simulación 2 (kt/mes)



Fuente: Elaboración UPME

Entre los nodos de oferta, el de Importación Cartagena (o12), donde se concentran en la actualidad las capacidades instaladas de importación, se destaca como la mayor fuente, contribuyendo con el 34,2% a la oferta total a lo largo del horizonte 2025-2034, mientras que los nodos de Cupiagua (o2), Cusiana (o1), la Refinería de Cartagena (o4) y la Refinería de Barrancabermeja (o3) aportarían el 22,9%, el 15,4%, el 13,4% y 11,5% respectivamente; el resto de los nodos aportan en conjunto el 14,17% restante. A continuación, en la Tabla 8-6 se presentan las cantidades abastecidas por cada nodo de oferta:

Tabla 8-6. Participación de los nodos de oferta en el Escenario de simulación 2

Nodo ID	Nodo	Departamento	Oferta (Toneladas)	% de participación
o12	Importación	Bolívar	2.662.015	34,2
o2	Cupiagua	Casanare	1.784.048	22,9
o1	Cusiana	Casanare	1.198.047	15,4
o4	Refinería de Cartagena	Bolívar	1.043.719	13,4
o3	Refinería de Barrancabermeja	Santander	896.152	11,5
o8	Capachos	Arauca	53.128	0,7
o5	Dina	Huila	42.479	0,5
o10	Payoa - Las Monas	Santander	39.140	0,5
o6	Floreña	Casanare	37.478	0,5
o11	Buenavista	Boyacá	17.920	0,2
o7	Apiay	Meta	11.312	0,1
o9	Toqui - Toqui	Tolima	6.705	0,1

Fuente: Elaboración UPME

Tras evaluar los resultados, se confirma que en este escenario de simulación no existen nodos de demanda con demanda no abastecida (DNA), es decir la oferta considerada cubre completamente la demanda proyectada.

En la Tabla 8-7 se muestran los 14 nodos que concentran mayor demanda atendida, liderados por Yumbo 51, Bello 3, Pasto 38 y Cartagena 10, los cuales presentan una demanda abastecida agregada superior a 500.000 toneladas. También participa de manera importante el nodo de Girón 44 con una demanda abastecida de aproximadamente 389.000 toneladas. Los demás nodos presentan una demanda abastecida menor a 281.000 toneladas.

Tabla 8-7. Nodos con mayor demanda atendida – Escenario de simulación 2

Nodo ID	Nodo	Departamento	Demanda abastecida (Ton)	% Demanda abastecida
d51	Yumbo 51	Valle del cauca	599.511	7,8
d3	Bello 3	Antioquia	552.891	7,2
d38	Pasto 38	Nariño	536.097	7,0
d10	Cartagena 10	Bolívar	515.477	6,7
d44	Girón 44	Santander	388.977	5,1
d22	Madrid 22	Cundinamarca	280.730	3,7
d28	Soacha 28	Cundinamarca	277.261	3,6
d19	Popayán 19	Cauca	269.971	3,5
d39	Cúcuta 39	Norte de Santander	263.867	3,4
d24	Puerto Salgar 24	Cundinamarca	262.495	3,4
d31	Neiva 31	Huila	239.124	3,1
d2	Apartadó 2	Antioquia	230.009	3,0
d9	San Andrés	San Andrés	208.000	2,7
d34	Villavicencio 34	Meta	203.967	2,7

Fuente: Elaboración UPME

Este escenario también emplea 152 rutas UPME con flujos óptimos mayores a cero; esto concuerda con la distribución de aportes desde los nodos de oferta.

La Tabla 8-8 permite relacionar el origen y destino que conecta las 10 principales rutas de referencia. Los resultados son consistentes con los análisis de oferta, los cuales asocian, al igual que en el Escenario de Simulación 1, las rutas con mayor transporte de GLP con aquellas que tiene como nodo origen el nodo de Importación.

Tabla 8-8. Participación de las rutas en el Escenario de simulación 2

Ruta ID	Nombre ruta	Nodo origen	Nodo fin	Distancia (km)	Toneladas	% Flujo
r582	Importación - Cartagena 10	o12	d10	14	505.678	6,59
r90	Cupiagua - Pasto 38	o2	d38	849	433.099	5,64
r623	Importación - Yumbo 51	o12	d51	1.115	407.864	5,32
r575	Importación - Bello 3	o12	d3	692	386.489	5,04
r22	Cusiana - Madrid 22	o1	d22	240	280.730	3,66
r80	Cupiagua - Soacha 28	o2	d28	228	277.261	3,61
r128	Refinería de Barrancabermeja – Puerto Salgar 24	o3	d24	0	262.495	3,42
r83	Cupiagua - Neiva 31	o2	d31	34	239.124	3,12
r96	Cupiagua - Girón 44	o2	d44	10	205.139	2,67
r581	Importación - San Andrés 9	o12	d9	0	204.335	2,66

Fuente: Elaboración UPME

El detalle completo de la demanda satisfecha por nodo UPME en el horizonte de planeación, para este escenario de simulación, se presentan en el Anexo 10 – Resultados de Abastecimiento Escenario de Simulación 2.

8.5. Análisis de confiabilidad

El análisis de confiabilidad desarrollado en esta sección busca garantizar la continuidad del suministro del GLP frente a posibles interrupciones en la cadena de transporte y contingencias en los nodos de oferta. Este proceso identifica vulnerabilidades críticas en el sistema y determina volúmenes de almacenamiento estratégico necesarios para minimizar el impacto de dichas interrupciones.

La metodología empleada se basa en tres pilares fundamentales: i) la generación de escenarios de contingencia, ii) el cálculo del Volumen Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA) y iii) la estimación de los volúmenes de almacenamiento requeridos para mantener un nivel de servicio aceptable.

Para este análisis, se utiliza el Escenario de Simulación 2 como base, en el cual la demanda se abastece al 100%, empleando las curvas del Escenario de oferta 2 (Cobertura) y el Escenario de demanda 2 (Cobertura) como referencia. Este escenario refleja de mejor forma la realidad operativa del sistema de distribución, lo que permite dimensionar los almacenamientos estratégicos y sientan una base técnica para la planificación operativa y estratégica, orientando decisiones frente a la capacidad y ubicación de nuevos almacenamientos, alternativas de transporte o mejoras en ambos.

El enfoque adoptado no sólo destaca las vulnerabilidades en el suministro considerando la red vial actual y los nodos de oferta, sino que también ofrece una metodología moldeada a los requerimientos de suministro o demanda que presenta el país. Al integrar los escenarios de contingencia, el cálculo del VEDNA y la formulación matemática (ver Anexo 7 – Formulación matemática del modelo de simulación PIAGLP), se logra dimensionar el volumen de los almacenamientos estratégicos.

A continuación, se presentan los elementos más representativos del análisis realizado para evaluar la confiabilidad del sistema a través de la simulación del Escenario de Simulación 2.

8.5.1. Escenarios de Contingencia (N-1)

La generación de escenarios de contingencia busca identificar posibles interrupciones entre la red de transporte y los nodos de oferta que podrían afectar el suministro del GLP en los nodos de demanda.

Para ello, se utiliza un enfoque de contingencia N-1, que analiza el impacto de la falla individual de cada ruta con flujo mayor a cero o en cada nodo de oferta, en la simulación de abastecimiento de cada periodo. Esto permite priorizar los tramos y nodos más relevantes dentro de la red de transporte, identificando los puntos que requieren mayor atención cuando se materialicen dichas fallas.

Dentro de este contexto, se generaron 235 escenarios de contingencia para cada mes del horizonte de planeación. De estos, 223 corresponden a los tramos de la red vial nacional gestionados por el Instituto Nacional de Vías (INVIAS), mientras que los 12 restantes representan los nodos de oferta.

Cada escenario incluye detalles específicos como el elemento que se asume fallado, la probabilidad asociada a esa falla, rutas y nodos que podrían verse impactados. Este nivel de detalle asegura una evaluación más precisa de las consecuencias de cada interrupción en el sistema de suministro de GLP.

8.5.2. Cálculo del Volumen Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA)

El Volumen Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA) mide el impacto esperado de las interrupciones en la cadena de suministro de GLP. Durante una contingencia (n-1), las capacidades de las rutas afectadas se fijan en cero (0) para el periodo de falla o si el elemento de falla es un nodo de oferta, entonces esta oferta se fija en cero. Posteriormente, se ajusta la optimización del modelo y se mide la Demanda No Abastecida (DNA) y el Valor Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA).

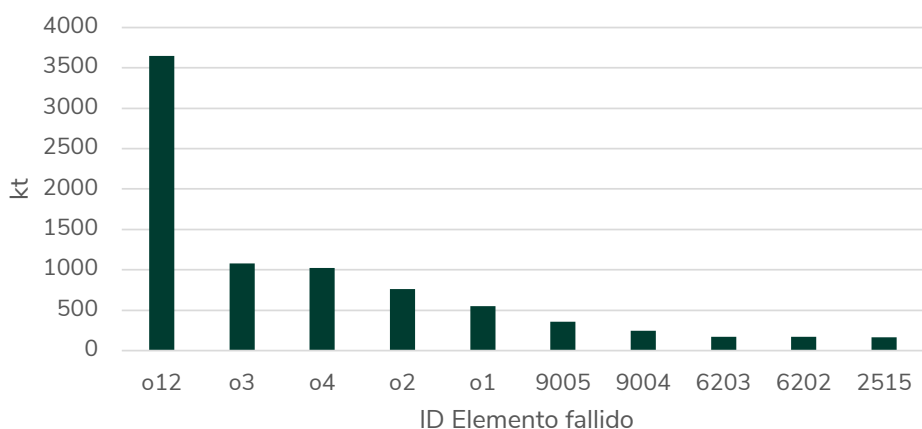
La lógica de criticidad empleada integra un análisis geoespacial que relaciona las rutas definidas por la UPME con los tramos de la red vial nacional. Para ello, se unifican las geometrías en un mismo sistema de coordenadas y se calcula la intersección entre rutas UPME y vías nacionales. Se obtienen así la longitud de cada segmento coincidente y los datos de identificación tanto del tramo de carretera como de la Ruta UPME.

Esto facilita la construcción de resúmenes, análisis, fases, procesos, entre otros, tanto desde la perspectiva de cada ruta individual (distancia, costos y número de carreteras que atraviesa) como desde la perspectiva de cada vía (listado de rutas que la componen, distancia total por cada una). Dicho proceso puede acotarse filtrando únicamente un conjunto de rutas con flujo > 0 y sus posibles alternativas, enfocando así el estudio en los tramos y nodos de mayor relevancia.

En el Gráfico 8-7, se presentan los resultados del análisis del VEDNA total por elemento fallido, el cual reveló los componentes más críticos de la red de suministro de GLP en términos de demanda no abastecida.

El nodo de importación (o12) y la refinería de Barrancabermeja (o3), mostraron los valores más altos con un VEDNA total de 3.500 kt y 1.000 kt, respectivamente, indicando que su falla tiene un impacto significativo en la cadena de suministro. Otros elementos como los tramos San Onofre – Cartagena (tramo 9005) y Lorica - San Onofre (tramo 9004) ambos en la ruta nacional 90 Transversal del Caribe registraron valores menores, con 500 kt, aunque siguen siendo relevantes.

Gráfico 8-7. Elementos fallidos (nodos de demanda y/o tramos) con mayor aporte a VEDNA en 2025-2034



Fuente: Elaboración UPME

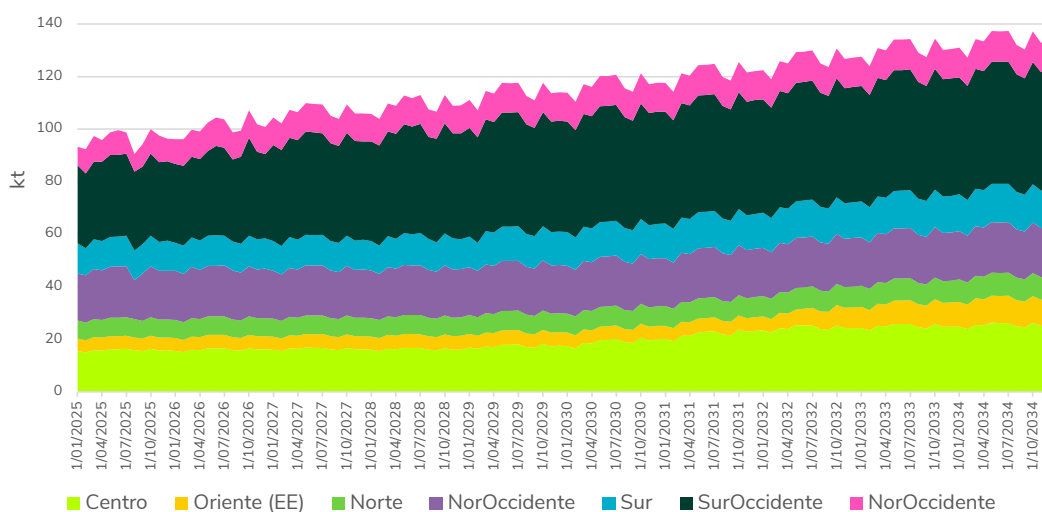
Estos resultados subrayan la importancia de priorizar el mantenimiento preventivo de dichos tramos o la implementación de mecanismos para mejorar la resiliencia de la red y garantizar la continuidad del abastecimiento en estos puntos.

El Gráfico 8-8 revela una tendencia general de aumento en el VEDNA total a lo largo del período analizado, lo que señala una vulnerabilidad creciente en el sistema de suministro de GLP.

En el periodo 2027-2028, el VEDNA total supera las 100 kt, un umbral que sugiere que factores como el crecimiento de la demanda, las limitaciones en la infraestructura o una mayor frecuencia de interrupciones podrían estar contribuyendo a este incremento. Esta evolución subraya la importancia de evaluar y fortalecer la capacidad del sistema para enfrentar desafíos futuros.

En particular, el Suroccidente, se destaca como la región más vulnerable a interrupciones en el suministro de GLP. Su contribución al VEDNA no sólo es la más alta, sino que también muestra un aumento sostenido con el tiempo. Esta tendencia indica que la región del Suroccidente podría requerir atención prioritaria, como mejoras en infraestructura o la implementación de medidas de mitigación, para reducir el riesgo de desabastecimiento.

Gráfico 8-8. Evolución de VEDNA por región



Fuente: Elaboración UPME

En resumen, Suroccidente, Centro y Noroccidente son las regiones más impactadas, con un crecimiento sostenido en su aporte al VEDNA, lo que destaca la necesidad de inversiones en infraestructura o estrategias de mitigación específicas para dichas regiones en específico.

9. ALMACENAMIENTOS ESTRATÉGICOS DE CONFIABILIDAD DE GLP (AE)

Una vez evaluadas las condiciones de abastecimiento y confiabilidad de la cadena de suministro de GLP para un horizonte de diez años a partir de los escenarios de oferta y demanda presentados a lo largo del presente documento, se procede al planteamiento de las alternativas de infraestructura identificadas como necesarias para mantener la estabilidad del sistema ante posibles restricciones insalvables en la oferta.

En este contexto, se conciben los almacenamientos estratégicos como una infraestructura clave para garantizar la confiabilidad de la cadena de suministro, teniendo en cuenta que su implementación permitiría no sólo mitigar riesgos asociados a interrupciones temporales en el abastecimiento, sino que también fortalecería la seguridad energética del país, especialmente, ante escenarios de alta vulnerabilidad.

Bajo esta premisa, y considerando la metodología propuesta por la Agencia Internacional de Energía – AIE (IEA por sus siglas en inglés, International Energy Agency) para el cálculo de inventarios estratégicos necesarios para suplir el consumo necesario en función de un número mínimo de días, se realizó un análisis particular para el caso colombiano, teniendo en cuenta la demanda proyectada para todo el horizonte de planeación desagregada para las diferentes regiones del país.

Atendiendo lo expuesto en el estudio “Emergency Response Assessment Of Colombia” realizado por la AIE¹³¹, se contempla la necesidad de contar con un inventario de respaldo de GLP considerando características particulares de cada región en términos de días de consumo, el cual sería complementario a los stocks operativos y comerciales existentes, con el propósito de fortalecer las condiciones de confiabilidad del sistema.

Según la normativa nacional aplicable al GLP, es importante diferenciar el uso de la terminología respecto a los almacenamientos estratégicos de confiabilidad para GLP, de los almacenamientos estratégicos de GLP y de los almacenamientos comerciales de GLP.

El Decreto 1310 de 2024¹³², define el almacenamiento estratégico de confiabilidad para GLP de la siguiente manera: “(...) Capacidad de almacenamiento y el volumen mínimo de gas licuado del petróleo – GLP, requeridos para garantizar el abastecimiento de uno o varios mercados o regiones, durante un período determinado, así como los volúmenes que no podrán ser retirados de la infraestructura del almacenamiento, salvo que se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Licuado del Petróleo - GLP, restricciones en las capacidades de transporte o movilización en todas su modalidades de este energético, o demás situaciones que deriven en algún tipo de eventos escasez.(...)”. Esta definición se diferencia de la planteada para la operación de redes de GLP según el decreto 1038 de 2022, donde se define el almacenamiento estratégico de GLP como “(...)infraestructura necesaria como cilindros, tanques de almacenamiento de gas combustible y sistemas de respaldo de GNL a pequeña escala, que permitan garantizar la continuidad en la prestación de servicio frente a situaciones que puedan afectar el suministro del combustible cuando es abastecido por vías terrestres o fluviales (...)”; además, se diferencia de la definición dada para los almacenamientos comerciales por el Decreto 1073 de 2015¹³³ como:“(...) capacidades necesarias para realizar las actividades de comercialización sin interrupciones y atender la demanda interna y su suministro continuo”.

Para efectos de este documento, se adoptará la definición de **Almacenamientos Estratégicos de Confiabilidad de GLP**, los cuales serán referenciados en adelante, como Almacenamientos Estratégicos (AE).

Por otra parte, resulta pertinente resaltar que los proyectos adoptados por el Ministerio de Minas y Energía previamente mediante la Resolución 40224 de 2022¹³⁴ en términos del almacenamiento estratégico de GLP, pueden resultar diferentes en ubicación y dimensionamiento a los identificados en el presente estudio, en la medida en que el

131 International Energy Agency (IEA), 2014. Energy Supply Security – Emergency Response of IEA Countries 2014. Disponible para consulta en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/73908149-4d6e-4f10-b626-d55c60ab3bd7/ENERGYSUPPLYSECURITY2014.pdf>

132 Ministerio de Minas y Energía – MME. Decreto 1310 de 2024. Disponible para consulta en: Decreto 1310 de 2024. Disponible para consulta en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=254016>

133 Ministerio de Minas y Energía – MME. Decreto 1073 de 2015 Sector Administrativo de Minas y Energía. Disponible para consulta en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=77887>

134 Ministerio de Minas y Energía – MME. Resolución 40224 de 2022, por la cual se expide el Plan de Continuidad de combustibles líquidos derivados del petróleo y GLP, y se adoptan unos proyectos con base en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2022 de la UPME. Disponible para consulta en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40224_2022.htm

planteamiento metodológico y técnico empleado en esta oportunidad difiere sustancialmente del ejercicio adelantado en el Plan indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL – Análisis de Confiabilidad en 2022¹³⁵.

Para establecer los nuevos almacenamientos de GLP, se parte de la realidad operativa y particular de la cadena actual del sector de GLP, desde la ubicación de las plantas donde se encuentran los almacenamientos mayoristas de GLP hasta los centros de consumo, así como los medios de transporte y/o movilización de GLP que hoy son efectivamente empleados, sin considerar el uso de infraestructura empleada para otros combustibles líquidos (ver Capítulo 6).

En todo caso, como lo establece la normatividad vigente, el Ministerio de Minas y Energía es la entidad encargada de establecer finalmente los proyectos de infraestructura que deben ser adoptados para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad de este energético. Esto implica entre otros, derogar, ratificar o actualizar lo concerniente a la infraestructura adoptada previamente para el propósito particular de GLP, teniendo en cuenta que la UPME, además de definir las ubicaciones y capacidades de almacenamiento, será la responsable de la aplicación e implementación de los mecanismos abiertos y competitivos de selección para su construcción, y de la identificación de los beneficiarios de cada proyecto tal como lo refiere el artículo 2.2.2.7.1.8. del decreto antes mencionado.

A continuación, se presentan los principales criterios de referencia considerados para definir los AE, la metodología empleada para realizar el dimensionamiento de su capacidad y finalmente, la ubicación recomendada para cada uno.

9.1. Criterios de referencia para la definición de los AE

Para apoyar la identificación de la capacidad volumétrica y la ubicación de los AE, la UPME contrató el estudio “Definición de criterios de confiabilidad en el subsector de combustibles líquidos y GLP”¹³⁶ con la firma de consultoría Delvasto & Echeverría con el objetivo de identificar los insumos necesarios para actualizar las metodologías de elaboración de los planes respectivos del subsector y la estructuración de los procesos de selección correspondientes.

A partir de este estudio, se contemplaron los siguientes criterios de referencia en el análisis para definir los AE:

- **Agrupación de nodos de demanda:** Los nodos de demanda UPME se agruparon por departamento y, posteriormente, en regiones, considerando factores como la ubicación geográfica, la demanda proyectada, las facilidades de transporte y condiciones logísticas específicas de cada región. A partir de esta segmentación, se determinó una ubicación posible para cada AE, priorizando los principales centros de consumo dentro de cada región, garantizando así un acceso eficiente a los nodos agrupados.
- **Cálculo del tiempo de internación:** Una vez identificadas las ubicaciones estratégicas, se calcula el tiempo promedio requerido para la internación del GLP desde las fuentes hasta cada AE, considerando las infraestructuras de transporte disponibles y las condiciones de acceso a cada región.
- **Determinación de días de almacenamiento requeridos:** Con base en los tiempos estimados para la importación y la internación del producto, se establece la cantidad de días de almacenamiento necesarios para garantizar la continuidad del suministro en caso de una interrupción de la oferta nacional.
- **Estimación de capacidad de almacenamiento:** Los días de almacenamiento calculados se convierten en capacidades de almacenamiento de GLP (toneladas), utilizando como base la demanda proyectada para el Escenario de Demanda 2 (Cobertura) en el horizonte 2025-2034 y su distribución por región.

En el análisis preliminar adelantado por la entidad y descrito en detalle en la versión preliminar del PIAGLP publicado a comentarios mediante la Circular UPME 035 de 2025¹³⁷, se identificaron las regiones y nodos de referencia para establecer la ubicación de los AE, cubriendo la totalidad de los departamentos de Colombia. No obstante, para el caso específico del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina (SAI), resulta pertinente precisar que este ya cuenta con una planta de almacenamiento de respaldo¹³⁸, que se podría asimilar a un almacenamiento de confiabilidad regulado por la CREG. Sin embargo, desde la UPME se procede a estimar el dimensionamiento del AE de referencia para esta región considerando los criterios previamente descritos.

135 UPME, Plan indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL – Análisis de Confiabilidad, 2022. Disponible para consulta en: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/PIACL_Confiabilidad_2022.pdf

136 Delvasto & Echeverría Asociados, consultores y consejeros en Gas y Energía Ltda., Definición de criterios de confiabilidad en el Subsector de combustibles líquidos y GLP, 2023.

137 UPME, Plan indicativo de Abastecimiento, Capítulo GLP – Versión a comentarios, 2025. Disponible para consulta en: <https://www.upme.gov.co/simec/hidrocarburos/glp/>

138 Planta de almacenamiento de respaldo es definida por la Resolución MME 40246 de 2016 como: el volumen mínimo de GLP como producto almacenado según lo establecido por la Resolución CREG 050 de 2009 o aquella que la modifique o sustituya para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público domiciliario en cada territorio insular en donde se preste el servicio, en el evento en que por cualquier causa se presenten inconvenientes de transporte de este combustible hacia el territorio insular.

La distribución de los AE por regiones ha sido estructurada de manera que se optimice la cobertura del almacenamiento, asegurando que la infraestructura planificada contribuya a fortalecer la seguridad energética del país y la continuidad del suministro ante eventos que puedan afectar la oferta o el transporte de manera particular hacia los centros de consumo, sin sobredimensionar de manera ineficiente las cantidades de respaldo requeridas. Para ello, la agrupación de nodos fue planteada según criterios de distancia geográfica, capacidad de almacenamiento y logística de la cadena de suministro actual, considerando lo mencionado en el artículo 2.2.2.7.1.3. del Decreto 1310 de 2024:

“...la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME – deberá considerar como mínimo los siguientes criterios: i) el tamaño de los inventarios a ser almacenados; ii) cercanía a los centros de consumo, en especial a aquellos lugares más expuestos a presentar algún tipo de alteración que pueda afectar la demanda de GLP; y iii) según corresponda, la ubicación en nodos estratégicos de tal forma que con estos sea posible atender varios centros de consumo en caso de requerirse.”

Es importante destacar que las regiones de Centro, Noroccidente y Suroccidente agrupan los tres principales centros de consumo de GLP en el país: Cundinamarca, Antioquia y Valle del Cauca, respectivamente, razón por la cual se asignan AE específicos a cada uno, con el fin de minimizar el riesgo de desabastecimiento en los principales mercados de consumo del país.

Por otra parte, considerando las recomendaciones de la consultoría antes mencionada, y reconociendo la importancia de definir Nodos Estratégicos Especiales (EE) como puntos ubicados en zonas apartadas de difícil acceso que presentan alta vulnerabilidad en el abastecimiento con producto nacional y que requieren logísticas de transporte especializadas con tiempos de entrega potencialmente más prolongados, se evaluaron nodos particulares que, por sus características, deben ser considerados para la ubicación de Almacenamientos Estratégicos Especiales (AEE).

Cabe mencionar que, aunque el Decreto 1310 de 2024 prioriza la atención de zonas de frontera, no se cuenta con una definición específica aplicable para GLP, por lo que se estableció un símil con el planteamiento definido por el MME para combustibles líquidos, ajustando los criterios a las particularidades del mercado del GLP.

Como resultado de este análisis, se concluyó que, para garantizar la confiabilidad de la cadena de suministro nacional, además de AE en las zonas de mayor consumo de GLP, es crucial la implementación de AEE en las siguientes zonas, identificadas como aquellas con mayor vulnerabilidad logística:

- **Nodo Estratégico Especial – Nariño:** Como se mencionó previamente, el abastecimiento de GLP en Nariño enfrenta problemáticas derivadas de la indisponibilidad de la vía Panamericana, que conecta al departamento con el centro del país. Adicionalmente, es importante tener en cuenta los siguientes aspectos:
 - Gran parte de sus municipios de Nariño, son considerados zonas de frontera,
 - Nariño es el cuarto departamento con mayor consumo de GLP a nivel nacional,
 - Ante una posible restricción en la oferta nacional y una afectación en el transporte de GLP importado hacia la región, Nariño quedaría desabastecido, ya que no cuenta con una conexión directa con el AE la región Suroccidente, el cual agrupa a otros departamentos aledaños como Cauca y Valle del Cauca.

Se hace necesario entonces, una solución de confiabilidad específica y coherente con su vulnerabilidad; esto es, establecer un AEE en Nariño.

- **Nodo Estratégico Especial – Amazonas:** En este departamento se cuenta con un único nodo de demanda ubicado en Leticia, una zona de frontera reconocida por el MME. El transporte de GLP hacia el Amazonas se realiza mediante una logística compleja, que combina transporte terrestre hasta el Putumayo y luego fluvial hasta Leticia (ver Capítulo 6). Aunque el Amazonas no es uno de los departamentos con mayor consumo de GLP, su uso para cocción residencial es altamente representativo y cuenta con subsidios gubernamentales. Además, en línea con el PNSL y su enfoque en los departamentos con mayor proporción de población que utiliza combustibles contaminantes para cocinar, así como las dificultades logísticas para su abastecimiento, se establece la necesidad de un AEE allí.
- **Nodo Estratégico Especial – Oriente:** Agrupa los departamentos de Arauca, Casanare, Guaviare, Meta, Guainía, Vaupés y Vichada. Los primeros 4 departamentos cuentan con plantas de envasado/almacenamiento mayorista de GLP y presentan una alta dependencia del GLP movilizado por medio terrestre. En el

caso de los departamentos de Guainía, Vaupés y Vichada, al no contar con infraestructura de envasado/almacenamiento mayorista propia, su demanda fue agregada a los nodos de suministro más cercanos en función de la logística de transporte existente:

- Guainía y Vaupés se abastecen desde Guaviare.
- Vichada se abastece desde Villavicencio (ver Capítulo 6).

Si bien, estos departamentos presentan varios municipios declarados como zona de frontera por el MME, no se considera, en el momento, la ubicación de AE en este análisis, en la medida en que estas zonas no cuentan con infraestructura logística de envasado o almacenamiento mayorista de GLP que pudiese hacer uso de dichos almacenamientos. En su lugar, se ha definido un AE en un punto estratégico, desde el cual se pueda garantizar el abastecimiento a todos estos departamentos en caso de restricción en la oferta nacional.

La implementación de estos Almacenamientos Estratégicos Especiales (EE) es crucial para fortalecer la confiabilidad del suministro de GLP en las zonas con mayores vulnerabilidades logísticas y para asegurar la continuidad del servicio en regiones de difícil acceso.

9.2. Dimensionamiento de AE empleando el modelo de simulación

El modelo de simulación de confiabilidad desarrollado permite establecer la región específica donde se debe ubicar un almacenamiento estratégico que minimice el costo de racionamiento bajo posibles contingencias. Tras la selección y el cálculo de los volúmenes de almacenamiento óptimo para los nodos más críticos, se continúa con una evaluación del desempeño de dichos almacenamientos en el modelo global, centrándose en el beneficio/costo total que generan.

En esta etapa posterior, se integran las métricas de confiabilidad, los costos de inversión y operación de los almacenamientos, así como la reducción esperada en la Demanda No Abastecida (DNA) y el impacto en el Valor Esperado de la Demanda No Abastecida (VEDNA).

Para calcular los volúmenes de los almacenamientos estratégicos se tuvo en cuenta un porcentaje de umbral máximo de desabastecimiento permitido sobre la demanda, el cual fue del 1%; los almacenamientos se agruparon en regiones según su ubicación geográfica, las cuales están descritas en el Anexo 11 – Almacenamientos Estratégicos de GLP.

El dimensionamiento de volúmenes de almacenamiento estratégico busca determinar la cantidad de GLP que debe almacenarse para mitigar el impacto de las interrupciones y garantizar un nivel de servicio aceptable ante restricciones insalvables de la oferta.

Este cálculo emplea un modelo matemático basado en la relación entre el VEDNA y el volumen de almacenamiento, considerando la duración de las fallas como una variable crítica. Si la falla se soluciona antes de que se desocupe el tanque, entonces no se considera un desabastecimiento, pero en el momento en que el volumen del tanque alcance los mínimos debido a que la falla duró más del tiempo de almacenamiento previsto, el efecto de desabastecimiento es análogo al de no tener el tanque.

Así las cosas, el se corrige de acuerdo con la duración de la falla como:

$$VEDNA(t) = \begin{cases} VEDNA_0 & t > \frac{V}{D} \\ 0 & t \leq \frac{V}{D} \end{cases} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Las evidencias que tenemos de duración de la falla es que esta sigue una distribución exponencial. De modo que sigue la siguiente función de densidad de probabilidad:

$$pdf(t) = \frac{1}{E(\tau)} e^{-\frac{t}{E(\tau)}} \quad \text{Ecuación (2)}$$

De esta forma, el VEDNA se corrige tomando el valor esperado de la ecuación (1).

$$VEDNA = \int_0^{\infty} pdf(t)VEDNA(t) dt = \int_0^{\infty} \frac{1}{E(\tau)} e^{-\frac{t}{E(\tau)}} VEDNA(t) dt = \int_V^{\infty} \frac{1}{E(\tau)} e^{-\frac{t}{E(\tau)}} VEDNA_0 dt$$

$$= VEDNA_0 e^{-\frac{V}{DE(\tau)}}$$

Ecuación (3)

Al definir el VEDNA relativo a la demanda, tenemos la definición de los valores umbrales a los que el almacenamiento estratégico se debe comprometer. Por lo tanto, se tiene:

$$VEDNA = TRHES \cdot D$$

Ecuación (4)

Igualando las ecuaciones (3) y (4) podemos obtener el volumen del almacenamiento como:

$$\frac{V}{DE(\tau)} = \max\left(0, -\ln\left(\frac{TRHES \cdot D}{VEDNA_0}\right)\right)$$

Ecuación (5)

Siendo:

V : Volumen de oferta

D : Demanda del nodo

$TRHES$: Umbral de VEDNA como porción de la demanda

$E(\tau)$: Valor esperado de la duración de las fallas (días)

$VEDNA_0$: Valor de VEDNA obtenido de la simulación sin almacenamiento estratégico

Si la ecuación da negativo significa que el nodo cumple con el umbral y no necesitaría abastecimiento, de donde la ecuación (5) debe corregirse a:

$$\frac{V}{DE(\tau)} = \max\left(0, -\ln\left(\frac{TRHES \cdot D}{VEDNA_0}\right)\right)$$

Ecuación (6)

9.3. Ubicación de los AE

La agrupación de los nodos de demanda dentro de las regiones propuestas y las ubicaciones recomendadas para los AE, se establecieron teniendo en cuenta criterios de realidad operativa del mercado de GLP, logística de transporte, ubicación geográfica, demanda proyectada por nodo y VEDNA establecido mediante la simulación. Es así como los requerimientos de almacenamiento deben atender a estos nodos de demanda y tener una proximidad relativa para hacerlo eficientemente.

Las regiones propuestas y las ubicaciones de los AE recomendadas, se muestran en la Tabla 9-1, los requerimientos de almacenamiento de GLP se establecieron mediante el modelo de simulación descrito anteriormente.

Tabla 9-1. Ubicación de los AE obtenidos en el modelo de simulación de confiabilidad

Región	Nodos Demanda	AE región (Ton)	Días	Ubicación recomendada para el AE
Centro	Soacha 28	3.731	9	Soacha
	Mosquera 23			
	Madrid 22			
	Chiquinquirá 11			
	Sogamoso 12			
	Sopo 13			
	Tunja 14			
	Manizales 15			
	La Mesa 26			
	Pto. Salgar 24			
	Ubaque 29			
	Villeta 27			

Región	Nodos Demanda	AE región (Ton)	Días	Ubicación recomendada para el AE
EE Amazonas	Leticia 1	529	30	Leticia
EE Nariño	El Espino 35	4.623	24	Pasto
	Espriella 36			
	Pasto 38			
EE Oriente	Saravena 8	1.404	9	Villavicencio
	Tauramena 18			
	Yopal 17			
	Guaviare 30			
	Villahermosa 33			
	Villavicencio 34			
NorOccidente	Bello 3	3.701	9	Bello
	Bolombolo 6			
	Caucasia 4			
	Marinilla 5			
	Yarumal 7			
	Apartadó 2			
	Quibdó 21			
NorOriente	Cúcuta 39	2.073	9	Girón
	Ocaña 40			
	Cimitarra 45			
	Girón 44			
	Málaga 46			
	Pinchote 47			
Norte	Cartagena 10	3.465	16	Bosconia
	Bosconia 20			
SAI	San Andrés 9	1.296	19	San Andrés
Sur	Florencia 16	3.698	13	Neiva
	Neiva 31			
	Pitalito 32			
	Mocoa 41			
	Puerto Asís 42			
	Flandes 25			
	Ibagué 48			
	Saldaña 49			
SurOccidente	Olaya Herrera 37	3.982	11	Yumbo
	Popayán 19			
	Armenia 52			
	Pereira 43			
	Cartago 50			
	Yumbo 51			

Fuente: Elaboración UPME

10. COSTOS INDICATIVOS Y BENEFICIARIOS DE INFRAESTRUCTURA

A continuación, se presenta la estimación de los costos indicativos de referencia relacionados con la nueva infraestructura de GLP identificada. Las fuentes empleadas para el cálculo de los costos indicativos de infraestructura toman como punto de referencia los resultados del estudio realizado para la UPME en 2024 por la UNIÓN TEMPORAL CQM & DIA, para desarrollar la “Metodología de costos indicativos de inversión de capital (CAPEX) y operativos (OPEX) para infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos en Colombia”¹³⁹.

El análisis realizado sigue las prácticas internacionales recomendadas por la Asociación para el Avance de la Ingeniería de Costos (Association for The Advancement of Cost Engineering) o AACE No. 18R-97. Con una base de información limitada y con el objetivo de responder a las necesidades de planificación del sector, se considera una estimación clase IV con una ingeniería conceptual de nivel de definición proyectos entre el 1% y el 15% con unos rangos de precisión de -30% al -15% (límite inferior) al 30% al 50% (límite superior).

10.1. Almacenamientos estratégicos de confiabilidad de GLP

En el contexto del almacenamiento de GLP en tierra, el CAPEX se refiere a la inversión inicial que una empresa realiza para adquirir, construir o mejorar los activos físicos necesarios para almacenar y manejar este combustible. Para la estimación de costos indicativos se tuvo en cuenta el modelo propuesto por la metodología UPME de costos indicativos 2024 enmarcados dentro del API 2510, NFPA 58, ASME BPVC Sección VIII y planteo los componentes según el Gráfico 10-1.

Con respecto al CAPEX se utiliza el método de estimación con parámetros¹⁴⁰, basado en las características del tanque; debido a recomendaciones técnicas se costea el almacenamiento de GLP calculando el tanque cilíndrico y teniendo en cuenta que los principales factores que influyen para el costeo son: el área superficial, los costos de fabricación y construcción.

Gráfico 10-1. Componentes CAPEX Almacenamiento de GLP



Fuente: Elaborado UPME basado consultoría CQM & DIA

139 UPME, 2024. “Metodología de costos indicativos de inversión de capital (CAPEX) y operativos (OPEX) para infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos en Colombia. Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Contrato_CO1PCCNTR6633428_CQM.zip

140 La estimación con parámetros busca establecer relaciones más precisas entre los costos y diferentes características o parámetros de un proyecto como la capacidad, la distancia, el tipo de material, etc. Los parámetros pueden ser cuantitativos (como la capacidad de un tanque de almacenamiento) o cualitativos (como la complejidad del proyecto), para esta estimación se requiere información de proyectos similares que contenga datos desagregados de los parámetros a utilizar en el modelo y los costos asociados del proyecto.

Como muestra la fórmula se propone un modelo de costeo de CAPEX en donde el costo total de almacenamiento está en función del costo total del tanque según el volumen y valor de referencia en dólares, la capacidad de almacenamiento de los barriles, el factor de ajuste diferencial para tanques cilíndricos y un indexador de variaciones de precios.

$$CT_{TGLP} = [Cta(v)] * v * ft * Index$$

CT_{TGLP} : Costo total del tanque de almacenamiento de GLP, en USD,

$Cta(v)$: Costo total del tanque de almacenamiento de referencia, para un volumen v. Valor en USD.

v: Capacidad de almacenamiento en barriles, bbl.

ft: Factor de ajuste del costo por tipo de tanque.

Index: Indexador compuesto que refleja las variaciones de precios de los diferentes componentes de costos.

Como muestra la Tabla 10-1, se calcularon los costos indicativos (CAPEX) de los almacenamientos estratégicos de GLP en todo el país, distribuidos geográficamente por región; se espera que estos depósitos actúen como reservas estratégicas, evitando posibles desabastecimientos que podrían afectar a diversos sectores de consumo.

Tabla 10-1 .CAPEX Almacenamientos de GLP por región

Región	Ubicación recomendada para el AE	Volumen proyectado (Ton)	CAPEX 2025 (\$ USD)*	Incertidumbre nivel IV – (\$ USD)*	
Centro	Soacha	3.731	24	17	36
Norte	Bosconia	3.465	23	16	34
NorOriente	Girón	2.073	14	10	21
NorOccidente	Bello	3.701	24	17	36
Sur	Neiva	3.698	24	17	36
SurOccidente	Yumbo	3.982	26	18	38
SAI	San Andrés	1.296	9	7	14
EE Amazonas	Leticia	529	4	3	6
EE Nariño	Pasto	4.623	29	20	44
EE Oriente	Villavicencio	1.404	10	7	15
Total		28.502	187	131	281

(*) Millones de dólares americanos \$USD

Fuente: Elaboración UPME

El costo agregado estimado para los AE es del orden de \$187 millones de dólares distribuido en diez (10) ubicaciones a nivel nacional para una cantidad agregada de 28,502 toneladas, equivalentes aproximadamente a 14 días de reserva de GLP según promedio mensual de consumo de 2024¹⁴¹. Esta estimación, toma en cuenta los costos sociales, ambientales y contingencias para tanques de almacenamiento de GLP de tipo cilíndrico.

¹⁴¹ GASNOVA, 2025. Informe estadístico de GLP (IE-GLP) de junio de 2025. Disponible para consulta en: <https://www.gasnova.co/informes-estadisticos/2025>

10.2. Costos de racionamiento de GLP

El costo de racionamiento se define como el costo económico promedio que la sociedad le asigna a la pérdida de bienestar general ocasionada por la limitación total o parcial en el acceso a un servicio, como el que se ocasiona al consumir una menor cantidad que la considerada como óptima de acuerdo con sus necesidades y las tarifas establecidas. Valorar el impacto económico que tiene una posible interrupción de la oferta energética de gas natural para diferentes niveles de racionamiento, es fundamental para la toma de decisiones de los diferentes sectores de demanda.

Para determinar el costo económico de un racionamiento se debe estimar el costo de interrupción de cada sector de consumo en cada escenario posible y determinar el esquema que optimice el nivel de ahorro energético deseado, minimizando el costo total de racionamiento como la suma de los costos de interrupción particulares. Para ello es necesario encontrar la estimación que los distintos consumidores asignan a estos recursos, de acuerdo con el bienestar que derivan de su uso y las consecuencias de su posible indisponibilidad. En el año 2021, la firma QUANTIL – Matemáticas aplicadas, realizó para la UPME para desarrollar una consultoría cuyo objeto general es desarrollar una propuesta metodológica para la estimación de los costos de racionamiento de Gas Natural (GN) y Gas Licuado del Petróleo (GLP), en el cual se desarrolló un marco conceptual en donde se analizaron las variables determinantes en la valoración de los gases combustibles por parte de los diferentes segmentos de demanda, y se definieron herramientas cuantitativas que puedan ser incorporadas en el planeamiento de largo plazo del sector para la valoración de los beneficios asociados a las obras de infraestructura propuestas. A partir de este, se cuenta con modelos teóricos para estimar los costos de racionamiento de GLP para los sectores de consumo: residencial, comercial, transporte, generación térmica y generación industrial, teniendo en cuenta los tipos de racionamiento, los sustitos energéticos al GLP más cercanos en cada uso y la estimación de las elasticidades de precio de la demanda de corto y largo plazo para los sectores que aplique.

Detalles del desarrollo matemático empleado para la estimación de costos de racionamiento programado y no programado de GLP pueden ser ubicados en el documento *Estimación de costos de racionamiento*¹⁴² antes mencionado.

Es necesario precisar que, si bien la UPME ha analizado la pertinencia de realizar una actualización metodológica del estudio empleado como referencia para la estimación de los costos de interrupción y de racionamiento, considerando diferentes oportunidades de mejora identificadas para diferentes tipos de demanda, dentro de la normativa actual, específicamente en el artículo 2.2.2.7.2. *Prioridad en el abastecimiento de GLP* del Decreto 1073 de 2015, se da el orden de prioridad ante un racionamiento programado de GLP, para lo cual se tiene lo siguiente:

(...) 1. En primer lugar, los usuarios residenciales, pequeños usuarios comerciales y pequeños usuarios industriales.

2. En segundo lugar. La demanda que cuente con contratos vigentes con garantía de suministro sin interrupciones establecidos en la regulación aplicable, en cualquiera de sus modalidades.

El volumen de GLP será asignado por el productor, el transportador o el comercializador mayorista, conforme a las condiciones de suministro pactadas contractualmente. En caso de empate, deberá dársele la prioridad más alta de abastecimiento al usuario con el más **alto costo de racionamiento** y así sucesivamente.

3. Exportaciones pactadas en firme. (...)

En este decreto se evidencia que los costos de racionamiento sirven como desempate en un segundo orden de prioridad, ante unas condiciones de suministro iguales, lo que se percibe como poco probable y, por consiguiente, no generaría un inconveniente mayor en un escenario de déficit de la oferta.

En atención a las características y particularidades actuales del mercado del GLP, y a las consideraciones técnicas y normativas descritas anteriormente, la UPME considera necesario desarrollar una nueva propuesta metodológica para actualizar el procedimiento y cálculo de los costos de interrupción y de racionamiento de gas licuado del petróleo, cuyos resultados se esperan incluir en una próxima versión del PIAGLP de acuerdo con la disponibilidad presupuestal de la entidad.

¹⁴² UPME, 2021. QUANTIL – matemáticas aplicadas. Estimación de costos de racionamiento. Disponible para consulta en: https://www.1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Informe_Final_Costos_Racionamiento_GN-GLP_Quantil_C-060-2021.pdf

10.3. Beneficiarios de los AE

El artículo 4° del Decreto 1135 de 2022, adicionó el artículo 2.2.1.1.2.2.1.6.1 del Decreto 1073 de 2015, donde aborda el “Desarrollo e implementación del plan de continuidad en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustible y el plan de expansión de la red de poliductos”; al respecto, en su párrafo estableció que “La UPME será responsable de la aplicación e implementación de los mecanismos abiertos y competitivos de selección, a los que se refiere este Artículo. Así como de la identificación de los beneficiarios de cada proyecto.”

Así mismo, el Decreto 1310 de 2024 en su Sección 1. Almacenamiento Estratégico de Gas Licuado del Petróleo – GLP, establece el artículo 2.2.2.7.1.5. donde indica que “...los proyectos de almacenamiento estratégico de Gas Licuado de Petróleo - GLP, serán remunerados mediante el reconocimiento de cargos como parte del margen aplicable en la fórmula tarifaria general que defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, entidad competente para expedir la regulación económica en materia de Gas Licuado del Petróleo - GLP, o quien haga sus veces, en los términos y condiciones señalados en la ley y demás disposiciones aplicables”.

De igual manera, en el párrafo 2 del artículo ibídem, indica que la UPME, dentro del PIAGLP, o en sus documentos complementarios, deberá identificar los beneficiarios de cada proyecto de infraestructura contemplado en tal plan.

Ahora bien, para la UPME es importante contar con criterios claros que permitan identificar cuando un usuario es beneficiario, es decir que percibe un beneficio de una obra de infraestructura para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del sistema, por lo que resulta necesaria la revisión de análisis y/o investigaciones de otras fuentes relacionadas con la identificación que se ha hecho sobre los mismos y que permitan generar a la UPME criterios para una caracterización adecuada de los beneficios que perciben los usuarios. En línea con lo anterior, Fedesarrollo en el estudio “Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas natural en Colombia”¹⁴³, indicó lo siguiente:

“La confiabilidad es el caso típico de un bien público en cuanto no es fácil imputar los beneficios a cada beneficiario. Para ilustrarlo con un ejemplo típico de bien público podemos pensar en la seguridad de una sociedad (los organismos de policía y justicia) en el cual todos sus ciudadanos se benefician de ella, pero sólo se pueden imputar sus costos cuando exista un uso. Sin embargo, no puede decirse que los que no la utilizan directamente no se benefician de ella porque su mera existencia genera seguridad. (...)” Subrayado fuera de texto.

Adicionalmente, el referido estudio desarrolla una metodología para la identificación de beneficios y beneficiarios, en la cual se clasifican los beneficios por el uso de la infraestructura, los cuales generan unos beneficiarios directos, que son aquellos que pueden decidir si van a utilizar la infraestructura porque será su fuente habitual de suministro o aquellos que la utilizarían en caso de una contingencia, y por otro lado, los beneficios por la existencia de la misma, es decir, que con su construcción y operación ya trae consigo un beneficio, generando beneficiarios indirectos, los cuales se ven favorecidos, entre otros, por la potencial reducción de precios como consecuencia del aumento en la competencia en el suministro de la molécula y la generación de seguridad en el sistema.

En síntesis y teniendo en cuenta el estudio antes referido, desde la UPME se entiende entonces, que la identificación de los beneficiarios parte de los beneficios que genere la infraestructura, clasificando a los beneficiarios en dos: i) directos, que son aquellos que utilizan de forma continua la infraestructura o como consecuencia de una contingencia particular; e ii) indirectos, que son aquellos que perciben un beneficio colateral por la mera existencia de la infraestructura.

Dicho esto, y considerando que los AE tienen como finalidad garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento no sólo al interior de una región para la cual se selecciona un nodo específico, sino que la misma infraestructura puede llegar a ser empleada por otras regiones en una coyuntura particular que afecte su cadena de suministro, se entiende que todos los usuarios deberán ser objeto de cobro, siempre y cuando no paguen un costo superior a su costo de racionamiento, considerando un beneficio tanto por uso como por existencia a nivel de toda la demanda nacional de gas licuado del petróleo.

¹⁴³ FEDESARROLLO, 2012. Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas natural en Colombia. Disponible para consulta en: <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/365>

11. RECOMENDACIONES

11.1. Proyectos recomendados por el PIAGLP 2025-2034 para ser adoptados por el MME

Partiendo de lo dispuesto en el Artículo 2.2.2.7.1.3. del Decreto 1310 de 2024, en donde se indica que la UPME “...identificará las zonas para la construcción y/o ampliación de infraestructura de almacenamiento estratégico en el país, las zonas para la construcción de infraestructura nueva, existente o existente con necesidad de obra y que haya sido construida mediante convocatorias o el mecanismo de asignación que haga sus veces, priorizando las zonas de frontera, para el Gas Licuado del Petróleo - GLP, en función de la capacidad de almacenamiento y el inventario requerido, así como de los puntos críticos de abastecimiento y confiabilidad que defina el Ministerio de Minas y Energía”, en la Tabla 11-1 se enlistan los proyectos recomendados para ser adoptados por el MME.

Tabla 11-1. AE según PIAGLP 2025-2034 ¹⁴⁴

Región	Ciudad	Vol. (bbl)	Vol. (gal)	Vol. AE (Ton)	días
Centro	Soacha	42.301	1.776.661	3.731	9
Norte	Bosconia	39.282	1.649.849	3.465	16
Nororiente	Girón	23.508	987.323	2.073	9
Noroccidente	Bello	41.967	1.762.617	3.701	9
Sur	Neiva	41.929	1.761.029	3.698	13
Suroccidente	Yumbo	45.147	1.896.171	3.982	11
SAI	San Andrés	14.695	617.177	1.296	19
EE Oriente	Villavicencio	15.920	668.643	1.404	9
EE Nariño	Pasto	52.412	2.201.294	4.623	24
EE Amazonas	Leticia	5.994	251.750	529	30
Total		323.155	13.572.513	28.502	

Fuente: Elaboración UPME

Se reitera que para el caso específico del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina (SAI), resulta pertinente precisar que este departamento ya cuenta con una planta de almacenamiento de respaldo¹⁴⁵, que se podría asimilar a un almacenamiento de confiabilidad regulado por la CREG, sin embargo, desde la UPME se procede a estimar el dimensionamiento del AE de referencia para esta región considerando los criterios previamente descritos y teniendo en cuenta que el MME definirá la pertinencia de su adopción, así como la priorización para la ejecución de los proyectos de infraestructura adoptados para el desarrollo e implementación del plan de continuidad en materia de GLP, a partir de los criterios establecidos en conjunto con la UPME y CREG, tal como lo indica el Decreto 1310 de 2024.

Una vez el MME adopte lo relacionado con el PIAGLP 2025-2034, la UPME a través del esquema de convocatoria pública adelantará el proceso de selección del o de los inversionistas para los proyectos de infraestructura en cuestión.

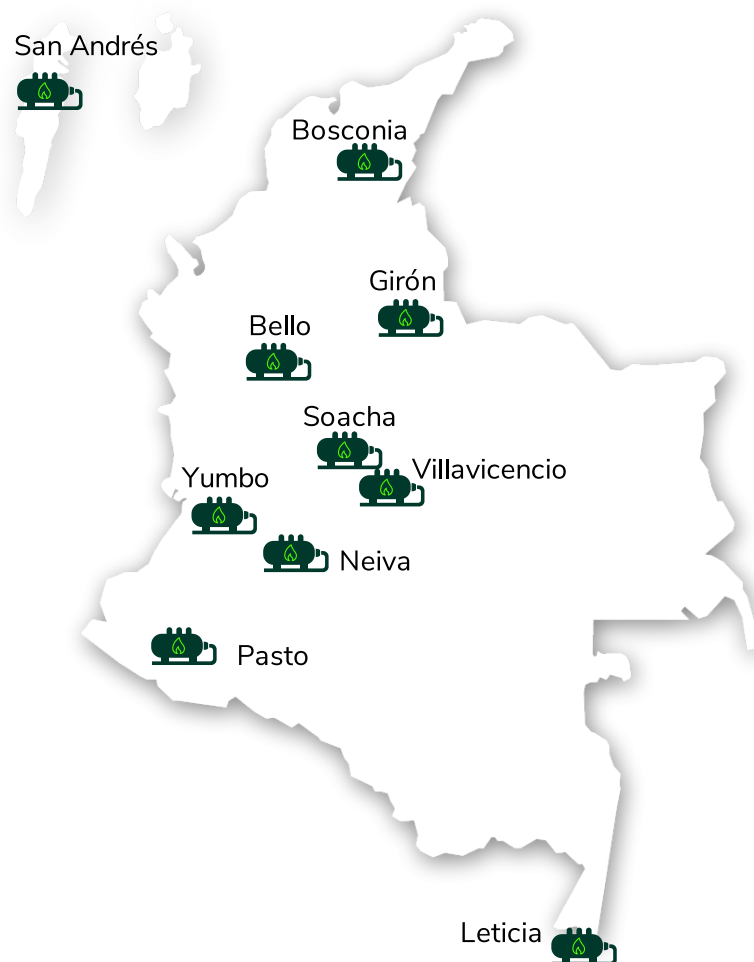
144 Para conversión a Toneladas, se ha empleado un factor de conversión de 1 Barril=42 galones y 1 galón=2,1 Kg de GLP.
145 Planta de almacenamiento de respaldo es definida por la Resolución MME 40246 de 2016 como: el volumen mínimo de GLP como producto almacenado según lo establecido por la Resolución CREG 050 de 2009 o aquella que la modifique o sustituya para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público domiciliario en cada territorio insular en donde se preste el servicio, en el evento en que por cualquier causa se presenten inconvenientes de transporte de este combustible hacia el territorio insular.

En este punto es importante precisar la necesidad de que los agentes que participen en convocatorias para proyectos de almacenamiento estratégico cuenten con un sistema de *internación* que garantice el ingreso, la salida y la rotación del producto, a través de cualquier medio de transporte disponible. El propósito fundamental de esta disposición es mitigar los riesgos de desabastecimiento en zonas críticas y reforzar la confiabilidad del sistema mediante la implementación de nuevas alternativas de infraestructura. En este sentido, todo AE deberá garantizar una logística de internación que permita el llenado inicial, la rotación periódica del producto y su disponibilidad en caso de contingencia, entendiéndolo como un mecanismo integral que asegure la operación efectiva de los AE y, con ello, la confiabilidad y continuidad del abastecimiento nacional de GLP.

Se aclara que dicha logística podría apoyarse en infraestructura existente, en proyectos nuevos o en contratos logísticos de suministro, según sea reglamentado por las entidades correspondientes.

Finalmente, y teniendo presente experiencias previas y lecciones aprendidas de convocatorias pasadas, desde la UPME se recomienda la conformación de una mesa de trabajo interinstitucional con las entidades que intervienen en los procesos de selección con el objetivo de unificar criterios y realizar una toma de decisiones de manera mancomunada, que permita el buen desarrollo de las convocatorias públicas con el fin de que los proyectos, que garantizarían la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio público de GLP en el país, entren en operación de manera oportuna.

Gráfico 11-1 Ubicaciones de los AE



Fuente: Elaboración UPME

12. CONCLUSIONES

Las conclusiones que se presentan a continuación se derivan de un análisis detallado de los principales elementos que configuran el panorama actual y futuro de la cadena de abastecimiento y confiabilidad del GLP, tanto en Colombia como a nivel internacional. Esto involucra el planteamiento de escenarios robustos de oferta y de demanda de este energético, integrando el potencial de producción nacional y las capacidades actuales y futuras de importación desarrolladas por los agentes de la cadena, así como los retos logísticos y de infraestructura identificados a través de modelo robusto de simulación con la mejor información institucional disponible.

Desde este enfoque es posible identificar las oportunidades y limitaciones que existen en el sector, así como destacar las acciones prioritarias necesarias para lograr un abastecimiento eficiente y sostenible de este recurso a mediano y largo plazo, soportado en análisis y condiciones técnicas que contribuyan a la oportuna toma de decisiones.

Es así como con el propósito de garantizar el abastecimiento continuo y la confiabilidad del servicio de GLP, en concordancia con los lineamientos establecidos por los Decretos 1073 de 2015, 1281 de 2020, 1135 de 2022 y 1310 de 2024, así como la Ley 2128 de 2021, y conforme a los resultados obtenidos del análisis y modelamiento de la cadena de suministro, se determinan las cantidades de GLP necesarias para garantizar la confiabilidad del servicio a nivel nacional y la ubicación de los diferentes puntos de almacenamiento estratégico, en articulación con la infraestructura y logística operativa existente.

Este plan indicativo destaca la importancia de fortalecer la planificación estratégica y la implementación de políticas integrales para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del suministro de GLP en Colombia. Los análisis y proyecciones realizados permiten identificar los desafíos presentes en la cadena de suministro, incluyendo la necesidad de diversificar y fortalecer las fuentes de abastecimiento y de optimizar el uso de la infraestructura existente.

De esta manera, se destacan como principales conclusiones del PIAGLP 2025-2034, las siguientes:

1. Con el objetivo de contribuir a una mejor planeación energética de las alternativas de oferta de GLP, se sugiere extender la vigencia de la Declaración de Producción a un horizonte de 10 años, así como modificar y/o crear mecanismos que eviten las constantes modificaciones de estos datos.
2. La participación de la producción nacional de GLP para abastecer a la demanda presenta una tendencia a la baja debido a la declinación natural de los campos productores y a la menor disponibilidad operativa del producto por parte de las refinerías para ofrecerlo al mercado. Esta situación se ha logrado superar a través de la ampliación de las capacidades de importación actuales y futuras, adelantadas por los agentes de la cadena para complementar la oferta, mejorar la capacidad de almacenamiento comercial y optimizar la logística de distribución.
3. La concentración de las alternativas de importación en Cartagena puede derivar en desafíos logísticos para el transporte del producto a los principales centros de consumo en el resto del país, particularmente ante imprevistos asociados a estacionalidades, eventos naturales, bloqueos operativos y conflictividad social, entre otros, por lo cual se evidencia la necesidad de adelantar análisis futuros de cierre de brechas entre el GLP importado y el nacional en lo que respecta a los costos operativos, mecanismos de participación y su potencial impacto tanto en la cadena de suministro como en los usuarios finales.
4. En atención a los escenarios de oferta planteados por la UPME, contruidos a partir de fuentes oficiales de información como la Declaración de Producción de GLP con los da-

tos reportados por los agentes productores y comercializadores, las Ofertas Públicas de Cantidades o la estimación de nuevas áreas con prospectiva geológica de la ANH, se evidencian alternativas para aumentar el potencial de oferta nacional de GLP, no obstante, y de acuerdo con los análisis presentados, se requieren señales normativas, regulatorias y/o mecanismos adicionales que incentiven su materialización.

5. El transporte y/o movilización del GLP a nivel nacional actualmente se realiza de manera particular mediante diversas modalidades, incluyendo medios terrestres, ductos, fluviales y marítimos, cada una con características específicas según la geografía y la infraestructura disponible en las diferentes regiones del país. Actualmente, el único ducto en funcionamiento para el transporte de GLP es el propanoducto Galán – Sebastopol - Puerto Salgar. Sin embargo, de acuerdo con lo previsto por el operador, el uso de ductos para el transporte de GLP se detendría por completo debido a la disminución de la oferta proveniente de la refinería y a los proyectos de adecuación para su uso. Esto impactaría directamente el esquema de remuneración del transporte y almacenamiento de GLP en la región de SAI, por lo que sugiere evaluar alternativas de financiación al mecanismo de estampilla vigente.
6. Los almacenamientos estratégicos de confiabilidad de GLP se consideran infraestructura clave y necesaria para garantizar el suministro de GLP a nivel nacional, en la medida en no sólo permitirían mitigar riesgos asociados a interrupciones temporales en la cadena de abastecimiento, sino que también fortalecerían la seguridad energética del país y la continuidad en el servicio de GLP ante escenarios de alta vulnerabilidad. Por otra parte, su ubicación resulta clave para garantizar la viabilidad técnica y económica de su instalación, operación y mantenimiento, la cual se vería limitada en zonas sin infraestructura logística y/o de almacenamiento mayorista existente.
7. De acuerdo con el Decreto 1310 de 2024 y los resultados del análisis técnico desarrollado, se establecieron 7 nodos estratégicos (en Centro, Noroccidente, Suroccidente, Sur, Norte, SAI y Nororiente) y 3 nodos estratégicos especiales (en Nariño, Oriente y Amazonas) necesarios para el almacenamiento de confiabilidad de GLP a nivel nacional, y que mejor respuesta ofrecen a las restricciones y/o afectaciones de oferta, transporte y logística de suministro evaluadas.
8. Dada la creciente participación de GLP importado en la canasta energética y su concentración en infraestructura ubicada en la Costa Atlántica, se resalta la importancia de valorar desde el sector privado alternativas de infraestructura portuaria en el Pacífico colombiano (Buenaventura, Tumaco) para mejorar la confiabilidad del sistema de abastecimiento y reducir vulnerabilidades logísticas ante eventos que afecten el transporte terrestre en el suroccidente del país.
9. Se debe revisar con mayor profundidad la normativa existente relacionada con la calidad del GLP ofertado y comercializado en el país, con el objetivo de acotar los límites más apropiados para olefinas y proporciones de las mezclas propano y butano, especialmente para aplicaciones en el sector transporte (AutoGLP y NautiGLP) y mejorar la competitividad de este energético.
10. La UPME ha identificado la necesidad de fortalecer los sistemas de información del sector para mejorar la planificación y el análisis de las necesidades de abastecimiento y confiabilidad. Esto incluye tanto la revisión de los datos de sectores de consumo tradicionales como la incorporación de información relacionada con los nuevos segmentos como el de AutoGLP y NautiGLP, lo cual se podría desarrollar a través de un sistema de información centralizado por un Gestor del Mercado de GLP.
11. De acuerdo con los escenarios de demanda proyectados y lo estipulado en la Ley 2128 de 2021, se observa que el uso del GLP para la generación eléctrica en Zonas No Interconectadas - ZNI y como sustituto de la leña y otros Combustibles Ineficientes y Altamente Contaminantes - CIAC, presenta importantes beneficios en términos ambientales, en salud, en competitividad, económicos y sociales para la población, en especial, aquella perteneciente a los municipios con niveles altos e intermedios de Necesidades Básicas

Insatisfechas (NBI), municipios rurales y zonas de difícil o especial acceso. Sin embargo, para materializar estos beneficios, es fundamental el establecimiento de incentivos y un marco normativo y regulatorio que propicie un mayor desarrollo del sector.

- 12.** El modelo de simulación de logística de transporte empleado en este estudio permite representar las condiciones actuales del sector del GLP y la realidad operativa de la cadena de suministro de este combustible en Colombia. Este modelo se fundamenta en la mejor información disponible sobre aspectos espaciales, temporales y operativos de la red de transporte y canales de movilización, duración y probabilidad de interrupciones, contingencias viales y posibles insuficiencias de suministro, entre otras variables, a partir de las cuales, se definieron nodos de oferta, nodos de demanda y rutas de transporte críticas considerando la ubicación de los centros de consumo. Estos análisis permiten la identificación de la infraestructura estratégica de confiabilidad, tanto en términos de ubicación como de capacidad de almacenamiento, para asegurar el suministro de GLP en el país.
- 13.** Con el propósito de mitigar los riesgos de desabastecimiento y reforzar la confiabilidad del sistema mediante la implementación de nuevas alternativas de infraestructura, como los almacenamientos estratégicos de confiabilidad de GLP recomendados en este plan indicativo, se debe garantizar por parte de los agentes una logística de internación y operación que permita el llenado inicial, la rotación periódica del producto y su disponibilidad para el mercado en caso de contingencias a través de cualquier medio de transporte disponible. Dicha logística podría apoyarse en infraestructura existente, en proyectos nuevos o en contratos logísticos de suministro según lo considere pertinente la reglamentación que sobre el particular se defina por parte de las entidades competentes.

BIBLIOGRAFÍA

Corte Constitucional. (2020). Sentencia C-485/20. Bogotá D.C., Colombia. <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2020/c-485-20.htm>

Barдан, R. (2025, enero 10). Aumentan las temperaturas: La NASA confirma que el 2024 fue el año más cálido registrado. <https://www.nasa.gov/news-release/aumentan-las-temperaturas-la-nasa-confirma-que-el-2024-fue-el-ano-mas-calido-registrado/>

Energy Institute. (2024). Statistical Review of World Energy 2024. Energy Institute. https://www.energyinst.org/_data/assets/pdf_file/0006/1542714/684_EL_Stat_Review_V16_DIGITAL.pdf

Energy Institute. (2025). Statistical Review of World Energy 2025. <https://kpmg.com/es/es/informes-publicaciones/2025/07/statistical-review-world-energy-2025.html>

Hannah Ritchie, Pablo Rosado, and Max Roser (2020) - "Energy Production and Consumption" Published online at OurWorldinData.org. Retrieved from: 'https://ourworldindata.org/energy-production-consumption' [Online Resource]

ARGUS, Long-Term Global LPG Fundamentals – enero de 2025

Autogas Incentive Policies, WLGA, 2023 Update. <https://www.worldliquidgas.org/publication/autogas-incentive-policies-2023/>

Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM Consultoría SAS. Estudio de caracterización de la cadena de GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado. Contrato No.: 2023-092 entre Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y CQM Consultoría SAS. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Circular_CREG_005_2024/INF_004_2023%20Informe%20final.pdf

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Evaluación integral de prestadores ECOPETROL S.A. – GLP, IN-F-003 V1 de 2014. https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/ei_ecopetrol_consolidado_v0.pdf Gasnova, Informe GLP 2023. <https://www.gasnova.co/informe-anual-del-glp-2023-2024/>

Delvasto & Echeverría Asociados consultores y consejeros en Gas y Energía Ltda., Definición de criterios de confiabilidad en el Subsector de combustibles líquidos y GLP, 2023.

UPME, 2023. Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037. [tps://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_)

UPME, 2023. Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos. <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

UPME, 2025. Hacia la implementación – Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminantes – CIAC para la cocción doméstica de alimentos. https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Hacia_la_implementacion_del_PNSL_y_otros_CIAC_para_la_coccion_domestica_de_alimentos_VF.pdf

UPME, 2022. Proyección de demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_demanda_energeticos_2022.pdf

Mora, C., Rangel, A., Bermúdez, M. A., Silveira Moreno, G. B., & Posada, C. (2025). Gas geochemistry evaluation of onshore Colombian basins: New insights for natural gas and liquified petroleum gas prospectivity. Energy Geoscience, 6(2), 100387. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2025.100387>

UPME, 2024. Plan Energético Nacional (PEN) 2022 – 2052. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspx>

International Energy Agency (IEA), 2014. Energy Supply Security – Emergency Response of IEA Countries 2014. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/73908149-4d6e-4f10-b626-d55c60ab3bd7/ENERGYSUPPLYSECURITY2014.pdf>

Ministerio de Minas y Energía – MME. Decreto 1310 de 2024, por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, en relación con el almacenamiento estratégico de combustibles líquidos y sus mezclas con biocombustibles y de Gas Licuado de Petróleo, y se dictan otras disposiciones. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=254016>

Ministerio de Minas y Energía – MME. Resolución MME 40246 de 2016, por la cual se expide el reglamento técnico aplicable al recibo, almacenamiento y distribución de Gas Licuado de Petróleo. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40246_2016.htm

Ministerio de Minas y Energía – MME. Decreto 1073 de 2015, por el cual se expide el Decreto único del Sector Administrativo de Minas y Energía. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=77887>

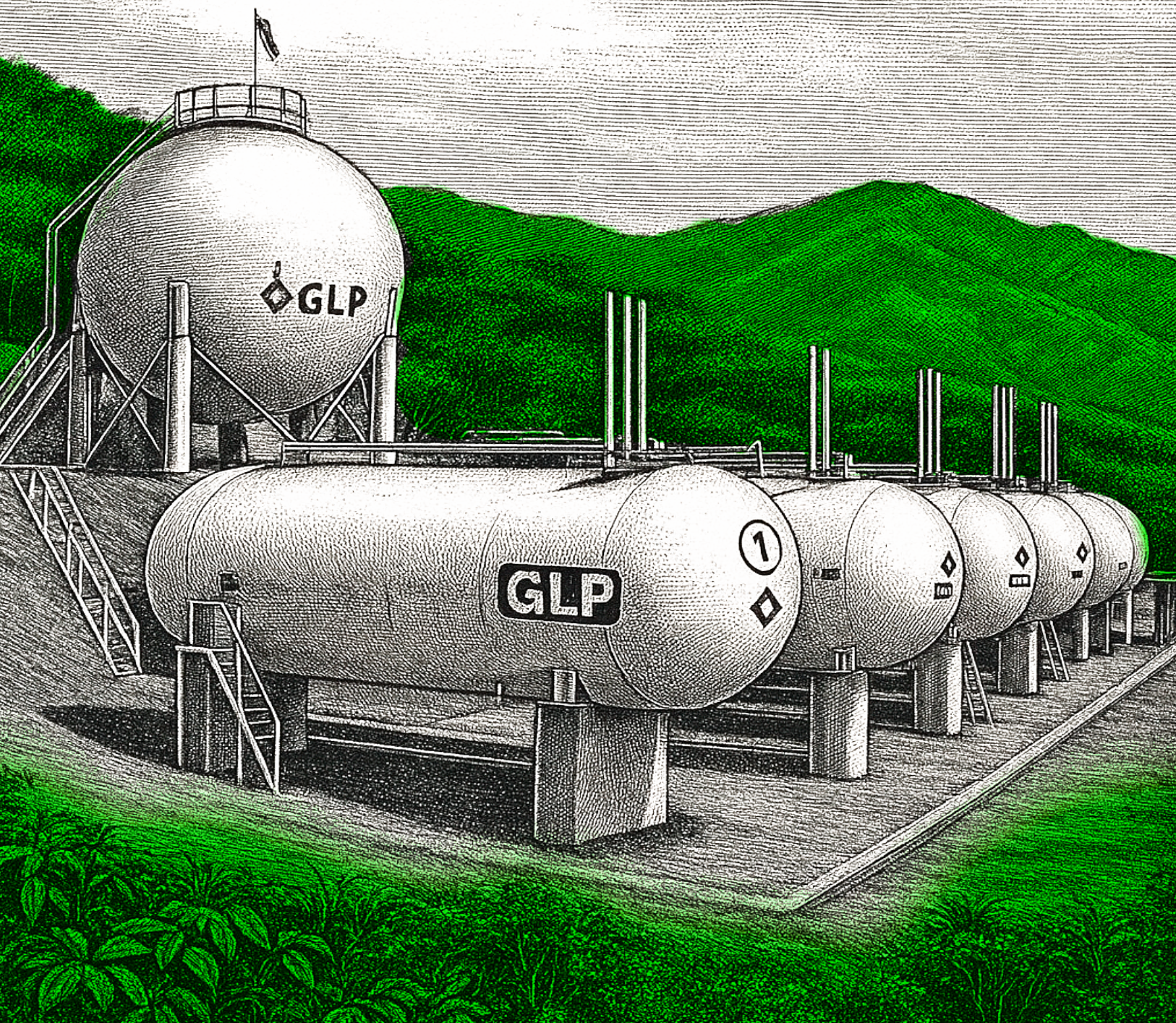
Ministerio de Minas y Energía – MME. Resolución 40224 de 2022, por la cual se expide el Plan de Continuidad de combustibles líquidos derivados del petróleo y GLP, y se adoptan unos proyectos con base en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2022 de la UPME. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40224_2022.htm

UPME, 2022. Plan indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL – Análisis de Confiabilidad, 2022. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/PIACL_Confiabilidad_2022.pdf

GASNOVA, 2025. Informe estadístico de GLP (IE-GLP) de junio de 2025. <https://www.gasnova.co/informes-estadisticos/2025>

UPME, 2024. “Metodología de costos indicativos de inversión de capital (CAPEX) y operativos (OPEX) para infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos en Colombia. https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Contrato_CO1PCCNTR6633428_CQM.zip

FEDESARROLLO, 2012. Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas natural en Colombia. <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/365>



**Unidad de Planeación
Minero Energética**

© UPME

AV. CALLE 26 # 69 D-91 TORRE 1 - PISO 9

BOGOTÁ - COLOMBIA | +57 601 2220601

UPME.GOV.CO